

Efecto de intercambiar la potencia instalada eólica y solar sobre la potencia firme en un sistema en equilibrio año 2040.

Grupo 2:

Autores:

Ignacio Vollono

Felipe Bastarrica

Leandro Iturralde

**Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2021
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.

Este trabajo tiene como objetivo analizar el efecto de intercambiar la potencia instalada eólica y solar sobre la potencia firme en un sistema en equilibrio al año 2040.

2.Hipótesis de trabajo.

Se imagina el Uruguay del año 2040 con un crecimiento anual acumulativo de 2% de la demanda y con tres escenarios de expansión:

- A. Solar: expansión basada en solar y turbinas de ciclo abierto.
- B. Eólico: expansión basada en eólica y turbinas de ciclo abierto.
- C. Térmico: expansión basada exclusivamente en turbinas de ciclo abierto.

Analizamos para cada escenario las implicancias en la seguridad del SIN y en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).

3.Metodología.

En primer lugar se realizó una sala en SimSEE de las siguientes características:

- Sala de largo plazo, con paso semanal.
- Variables Globales:
 - Optimización: 01/01/2039 a 01/01/2043
 - Simulación: 01/01/2040 a 01/01/2041
 - Cuatro postes
- Fuentes:

Fuente	Tipo de fuente	Información adicional			
volatilidad brent	Sintetizador CEGH	0,			
tendencia brent	Fuente constante	0, Auto: 0, Auto,V:...			
iPetroleo	Fuente producto	0, fuenteA= volatil...			
BPS50yCMOBR	Sintetizador CEGH	0,			
CERO	Fuente constante	0, 0, Auto,V:0.0001			
PEolSol	Sintetizador CEGH	0,			
fSumidero	Fuente constante	0, 0, 12/30/1999,V:...			

- Actores:
 - Nodo: UY
 - Demanda generada a partir de año base 2013: 10,962 GWh en 2020, crecimiento 2% anual compuesto. Pegamos valor fijo de 2040 = 16,288.96 en años anteriores y posteriores a 2040 para que la variabilidad no influya en el análisis.
 - Cuatro escalones de falla:

- 1: 2% de profundidad, costo: CTR + 10% = 195.14 USD/MWh
- 2: 5% de profundidad, costo: 600 USD/MWh
- 3: 7.5% de profundidad, costo: 2400 USD/MWh
- 4: 85.5% de profundidad, costo: 4000 USD/MWh
- Térmicas:
 - TG 60 (para expansionar): máquinas de 60MW, mismo costo de PTA 7 y 8, CV = 141.1 USD/MWh, CVNC = 10 USD/MWh, pago por potencia = 14 USD/MWh
 - Biomasa (UPM, Montes del Plata y distribuido): 10 MW * 12 unidades, CV = 0
 - UPM 2: 220 MW
- Hidro:
 - Baygorria
 - Bonete
 - Palmar
 - SG
- Eólica expansión: expande con pago por disponibilidad 45 USD/MWh
- Solar expansión: expande con pago por disponibilidad 40 USD/MWh
- Sumidero: absorbe la generación que exceda a la demanda
- Mantenimientos: Para el año a simular no fue considerado plan de mantenimiento.

Luego se realizó un plan de expansión para cada uno de los tres escenarios planteados. La metodología utilizada para determinar la expansión óptima en cada escenario fue el análisis del Gradiente de Inversión (GI) de cada tecnología. Para esto se consideró la expansión óptima en el año 2040 como aquella que arrojaba un promedio anual del gradiente de inversión cercano a 0, o lo que es igual: Un gradiente de inversión acumulado cercano a 0.

Se entiende por Gradiente de Inversión (GI), en cada paso de tiempo, a la diferencia entre el Beneficio Marginal de Sustitución (BMS) de la energía que entrega el actor y los Pagos por Energía (PE) y Pago por Potencia (PP) que reciba el actor en el mismo paso de tiempo.

$$GI = BMS - PP - PE$$

Ecuación 1: Gradiente de inversión.

El BMG se calcula como se muestra en la ec. 2. Si el Actor genera una energía E, se incurrirá en el costo Ecv pero se evitará el costo Ecmg en las unidades generadoras que cuya energía se ve reducida.

$$BMS = E(cm_g - cv)$$

Ecuación 2: Beneficio marginal de sustitución.

A su vez, se determinó el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) como la suma actualizada de:

- Costo Directo del Paso (CDP), que incluye:
 - Costos operativos: asociados a los costos variables, que incluye pagos por combustibles y Costos de Operación y Mantenimiento (OyM);
 - Pagos por potencia: asociados a los costos fijos, generalmente se calcula como el pago que remunera la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento (llevado a MWh con disponibilidad y despacho esperado);
 - Pagos por energía: es un pago adicional al costo variable que puede recibir un actor por la energía que entrega al sistema.
- Costo Futuro (CF) del estado final de la crónica: es la integral en el tiempo desde ahora hasta el infinito del costo de combustible en las centrales más el costo de no suministro de la demanda en cada situación en que se produzca un déficit, más el costo de la energía que se necesite importar y menos los ingresos que se obtenga por la exportación de energía hacia otros sistemas.

Nota: solo los costos variables son considerados para el despacho óptimo

Finalmente, se analizó la falla de cada uno de los escenarios simulados. Se entiende por falla a la imposibilidad de suplir la totalidad de la energía demandada. Esto ocurre cuando la demanda excede la capacidad del sistema.

En la planificación, se le asigna un costo a cada MWh que no es abastecido, que representa el costo de fallar. Se clasifica la falla en 4 escalones, según el porcentaje de la demanda que entre en falla-la profundidad-, con costos crecientes en cada escalón. El costo de falla establece los límites sobre los cuáles no se está dispuesto a invertir en generación.

En el SimSEE, junto a las demandas se asocian sus distintos generadores de falla, según cuántos escalones se establezcan, que “entran en acción” para equilibrar el sistema cuando la falla se produce. La profundidad y costos asociados a cada uno de estos escalones fue detallada anteriormente en la descripción de la sala.

A modo de obtener un detalle respecto a los horarios en los cuales se presenta esta falla, se añadieron 3 actores de demanda detallada testigo. Cada uno de estos consiste en una demanda constante de 1MW en cada bloque horario:

- Valle: de 00 a 07.
- Llano: de 07 a 17 + de 23 a 00.
- Pico: de 17 a 23.

De esta manera, analizando la falla asociada a cada uno de estos actores fue posible analizar cualitativamente la distribución de la falla para cada uno de los escenarios.

4. Resultados del estudio.

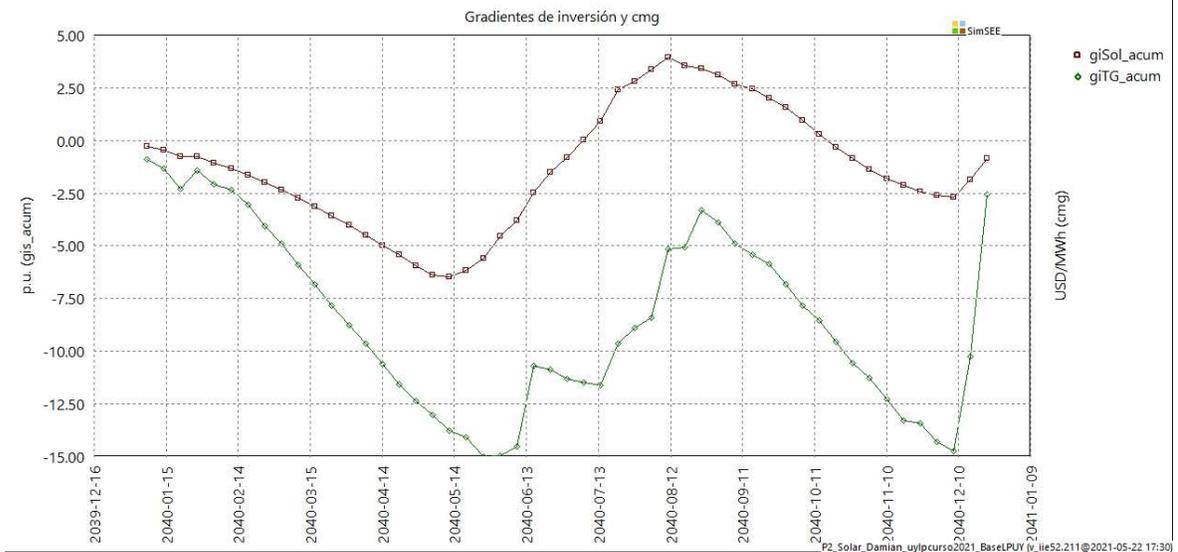
Escenarios

4.1 Escenario 1: Solar + TG

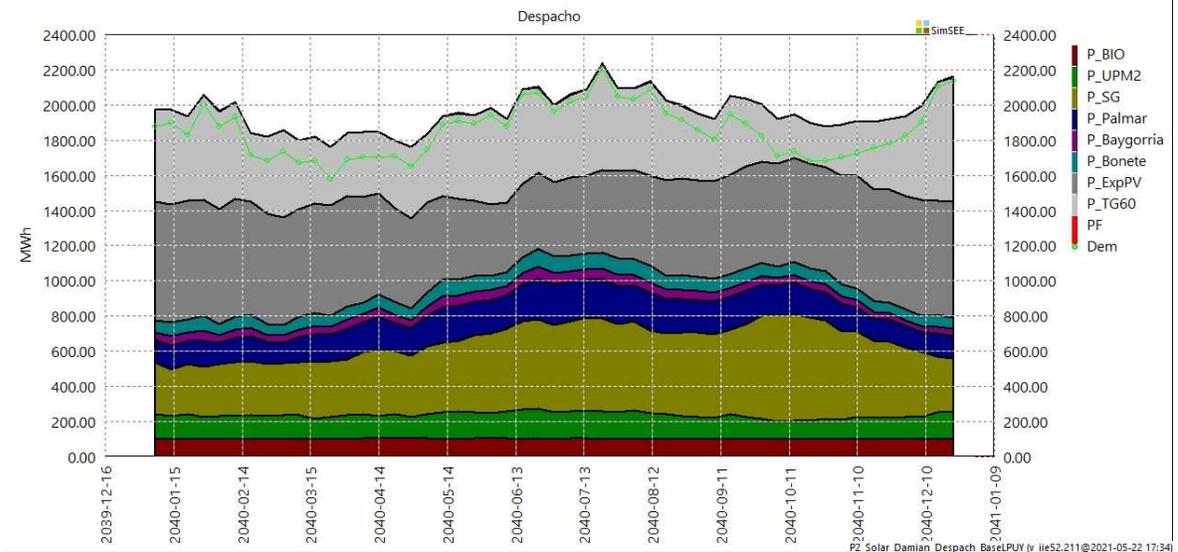
La iteración para determinar el plan de expansión óptima del escenario 1 fue la siguiente:

Iteración	Potencia Solar (MW)	Comentario sobre potencia solar	Potencia TG-60 (MW)	Comentario sobre potencia TG-60	Conclusión para próxima iteración
1	2570	GI acumulado crece continuo de 0 a 50 en el año, con pequeñas oscilaciones	1740 (29 unidades)	GI acumulado decrece continuo de 0 a -40 a fines de diciembre, apenas allí cambiando a integración positiva	Agregar Solar y quitar térmica
2	4000	GI integra negativo prácticamente todo el año (meseta solo entre mayo y mediados de julio), hasta segunda quincena de diciembre que revierte	25 unidades	Continúa integrando negativamente hasta mediados de mayo, que comienza a integrar positivo con oscilaciones, volviendo a integrar negativo a partir de mediados de agosto	Quitar un poco de ambas fuentes
3	3500	Oscila entre integración positiva y negativa con media cercana a 0 aunque levemente negativa	22 unidades	Comienza integrando positivo, revierte, pero en junio pide entrar agresivamente hasta mediados de setiembre, que entra en meseta, y vuelve a integrar fuertemente positivo en diciembre	Mantener solar y aumentar un poco térmico
4	3500	Mismo comentario que el anterior, pero el fin del período cierra más lejano a cero	24 unidades	Integra negativo hasta mediados de mayo, que integra positivo con vaivenes hasta mediados de noviembre, que integra negativo por pocas semanas hasta volver a integrar fuertemente positivo	Quitar un poco de solar y agregar un poco de térmica
5	3400	Mismo comportamiento que en iteración 4	25 unidades	Dos picos máximos y mínimos que se compensan, centrándose en una media de -8 aproximadamente, cerrando el año en -3	Puede ser la expansión óptima. Nos quedamos con la duda de retirar un poco más de solar
6	3300	Mejora el comportamiento, cerrando en -1 el año	25 unidades	Mismo comportamiento	Frenamos

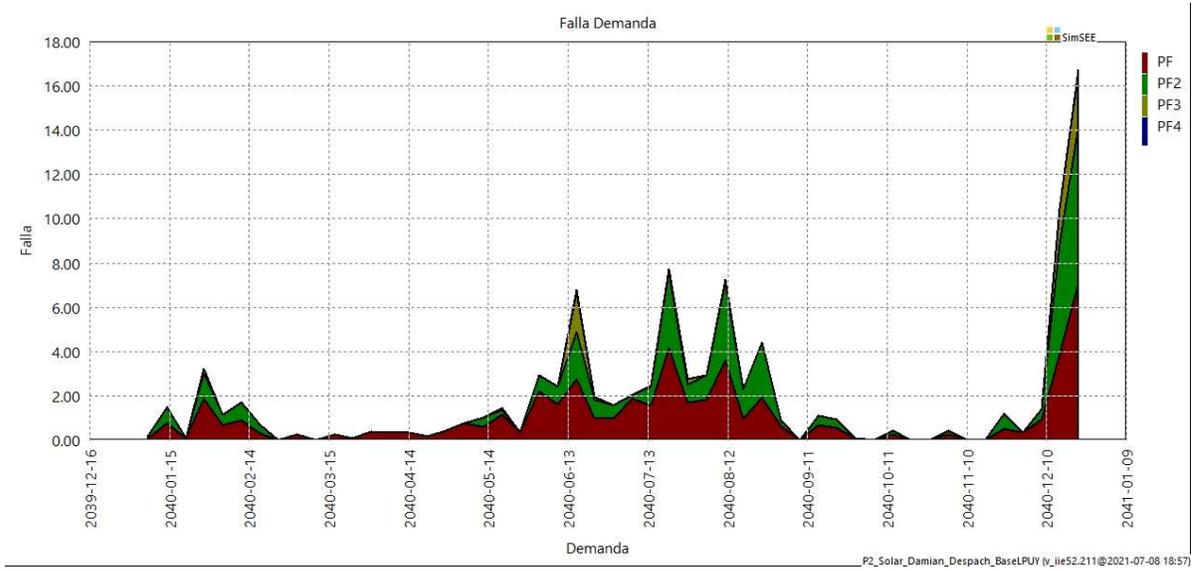
A modo ilustrativo, la siguiente figura representa el comportamiento de los gradientes inversión de las tecnologías instaladas según el plan de expansión seleccionado (iteración 6 en Anexo):



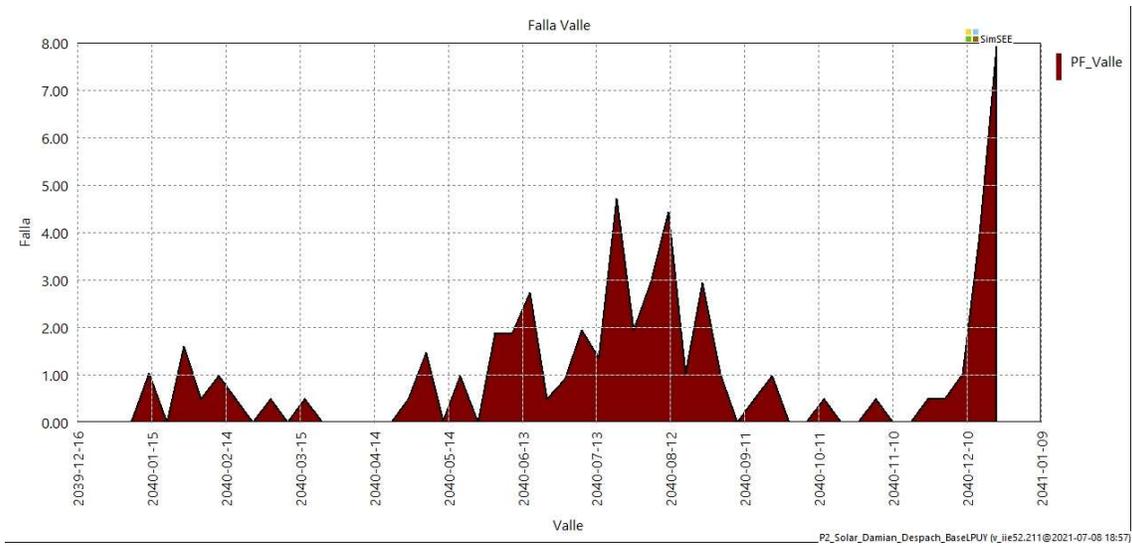
Se adjunta también el despacho por fuente, junto con la demanda y la potencia de falla:

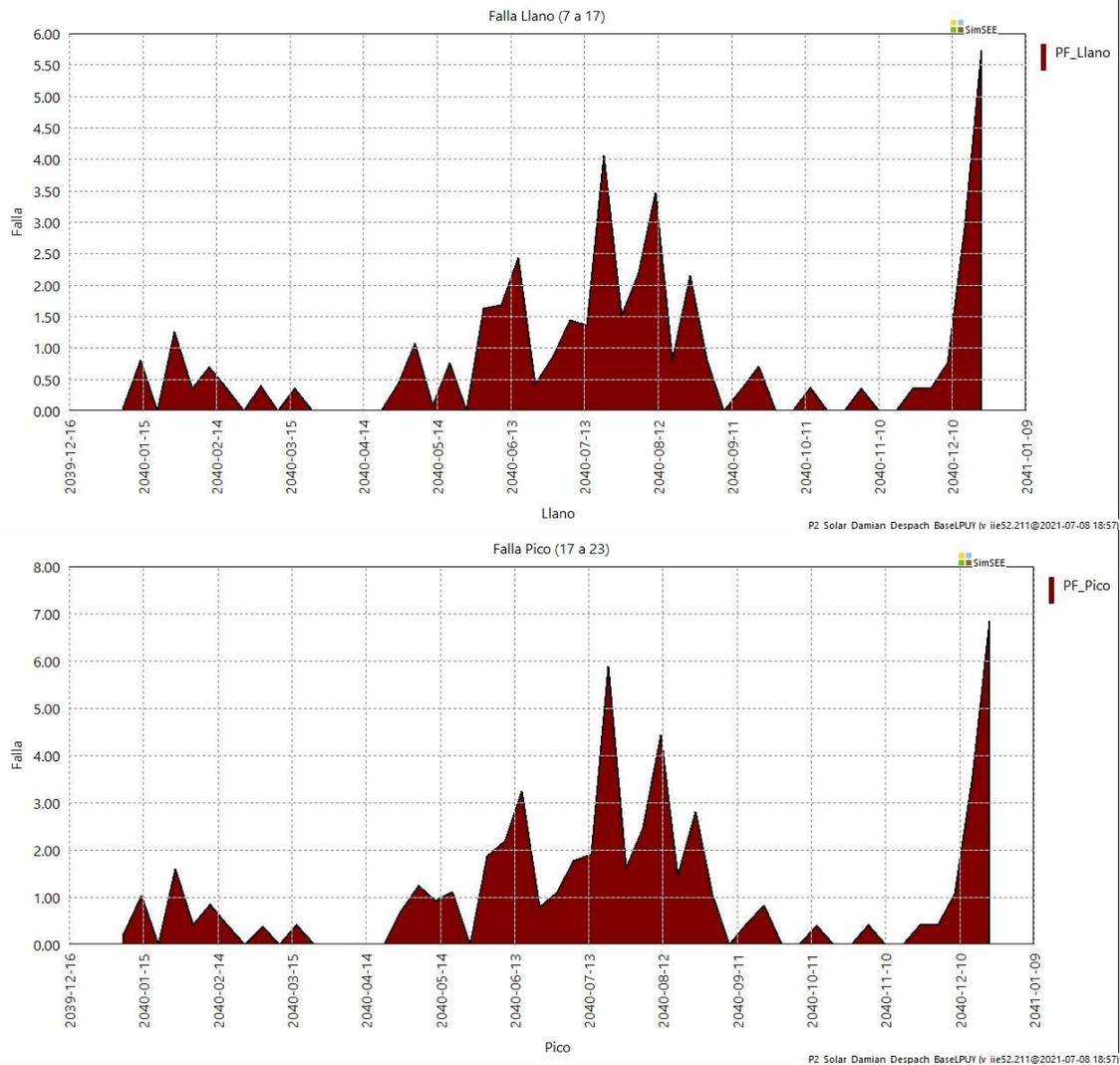


Respecto a la falla del sistema, en primer lugar se analizó la profundidad de esta. Se observan picos de falla de aproximadamente 8 MW en invierno, mientras que al final del año alcanza valores del doble. En ambos casos la falla alcanza el tercer escalón.

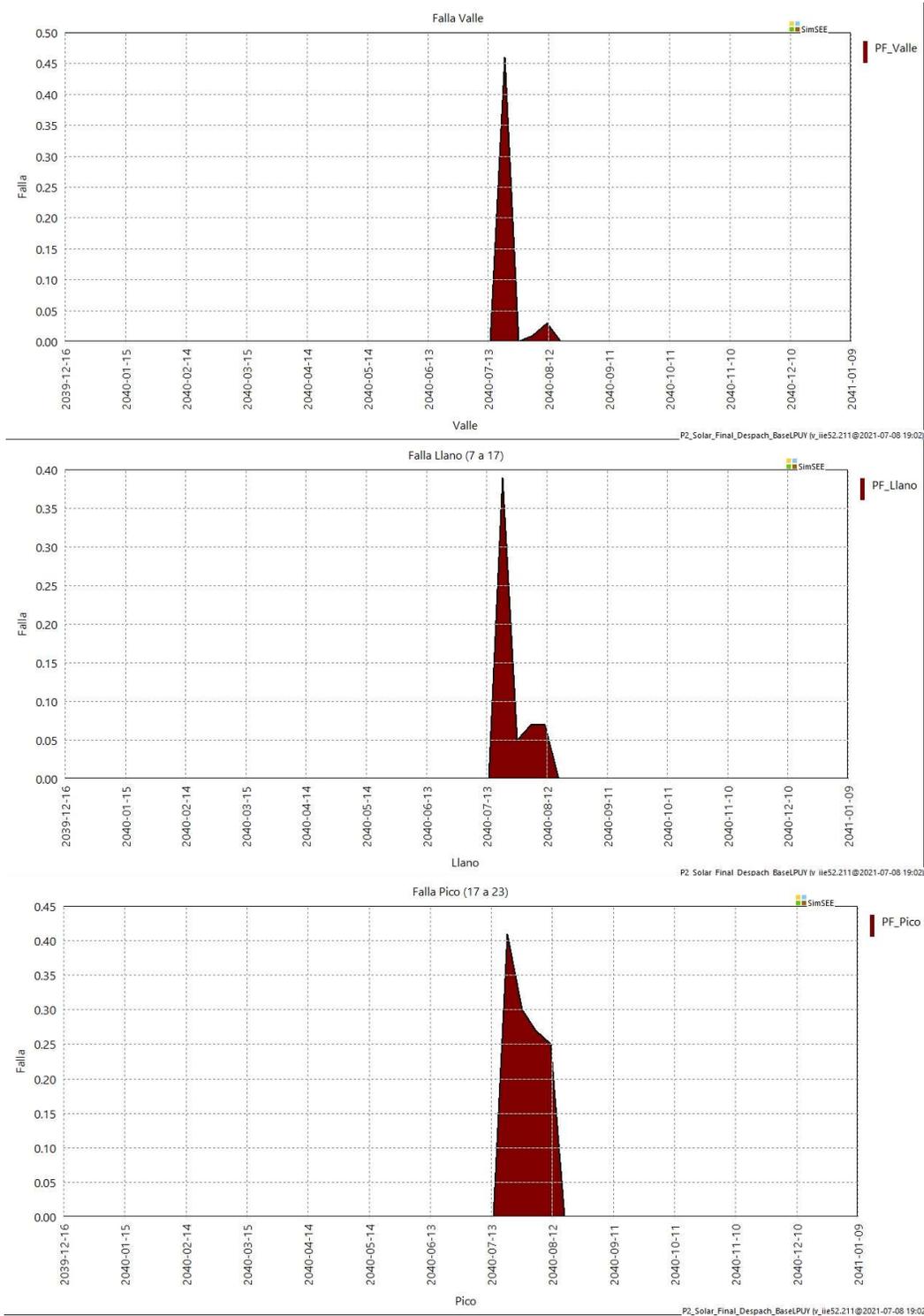


A continuación se presenta un análisis de la distribución horaria de la falla:





Si bien la profundidad de la falla cambia según la banda horaria a analizar, el comportamiento es muy similar y no permite sacar conclusiones significativas. Es por esto, que se simuló la sala forzando un 100% de disponibilidad en los generadores, se presentan a continuación los resultados:

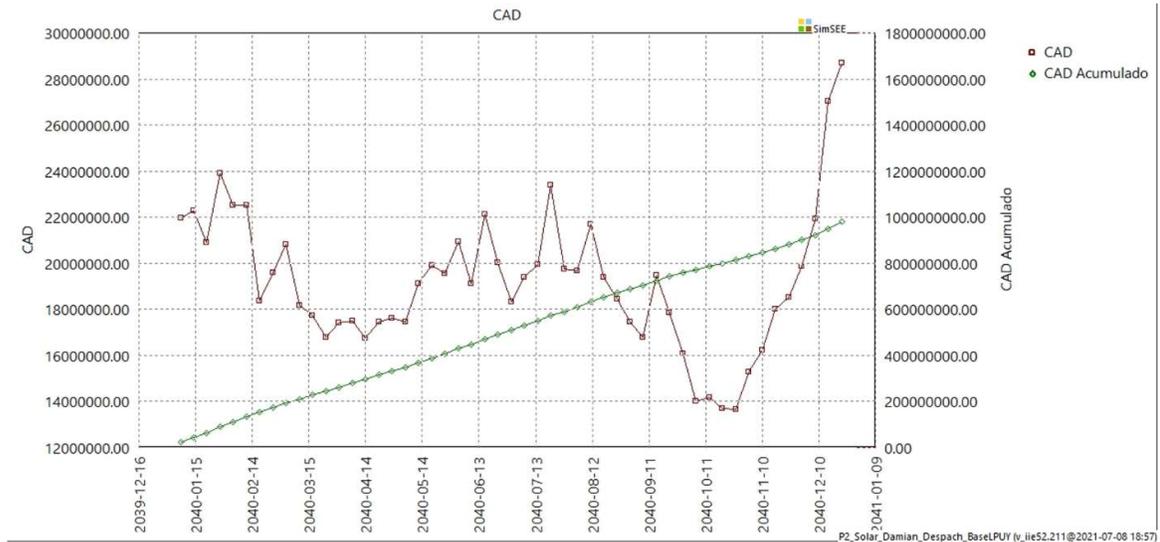


Es posible observar como la falla más significativa se presenta en el invierno durante el horario pico.

Finalmente, en la figura a continuación se presenta el CAD de cada semana (eje vertical primario) y el CAD acumulado (eje vertical secundario). Como era de esperar, los costos más

altos se dan en verano e invierno. Los picos semanales, a fines de enero y julio respectivamente, alcanzan aproximadamente USD 24 millones. Luego el CAD se dispara a fin de año siguiendo el crecimiento de la demanda.

El CAD acumulado del año sigue un crecimiento lineal, alcanzando aproximadamente USD 1000 millones.

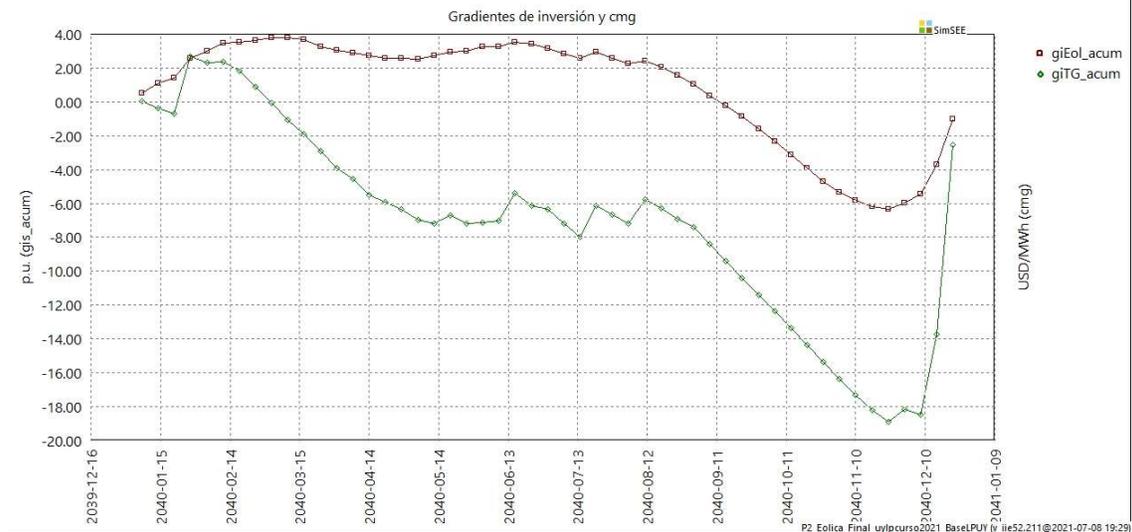


4.2. Escenario 2: Eólica + TG

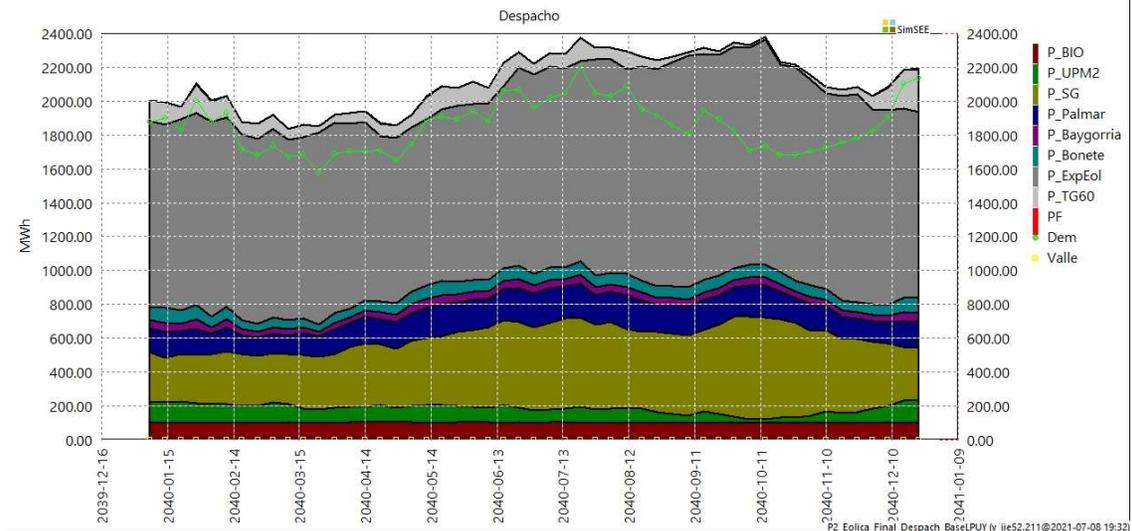
La iteración para determinar el plan de expansión del escenario 2 fue la siguiente:

Iteración	Potencia Eólica (MW)	Comentario sobre potencia eólica	Potencia TG-60 (MW)	Comentario sobre potencia TG-60	Conclusión para próxima iteración
1	2570	GI acumulado crece continuo de 0 a 50 en el año, con pequeñas oscilaciones	1740 (29 unidades)	GI acumulado decrece continuo de 0 a -50 hasta fines de diciembre.	Agregar Eólica y quitar térmica
2	3500	GI acumulado decrece continuamente hasta Diciembre, donde comienza a integrar positivamente.	25 unidades	GI acumulado decrece continuo de 0 a -50 hasta fines de diciembre.	Quitar ambas
3	2600	GI acumulado oscila entorno al 0 tomando valores positivos y negativos.	24 unidades	GI acumulado decrece continuo de 0 a -50 hasta fines de diciembre.	Agregar eólica y quitar térmica.
4	2700	GI acumulado oscila en torno al 0 tomando valores positivos y negativos.	20 unidades	GI acumulado decrece continuo de 0 a -45 hasta diciembre, donde comienza a integrar positivamente.	Agregar eólica y quitar térmica.
5	2800	GI acumulado crece continuamente alcanzando un valor final de 20.	10 unidades	GI acumulado crece continuamente alcanzando un valor final de 130.	Agregar térmica.
6	2800	GI acumulado oscila en torno al 0 tomando valores positivos y negativos.	15 unidades	GI acumulado decrece continuo de 0 a -30 hasta diciembre, donde comienza a integrar positivamente.	Quitar térmica
7	2800	GI acumulado oscila en torno al 0 tomando valores positivos y negativos. Alcanza un valor final de 2.	14 unidades	GI acumulado decrece hasta diciembre, donde crece abruptamente alcanzo un valor de 1.	Frenamos

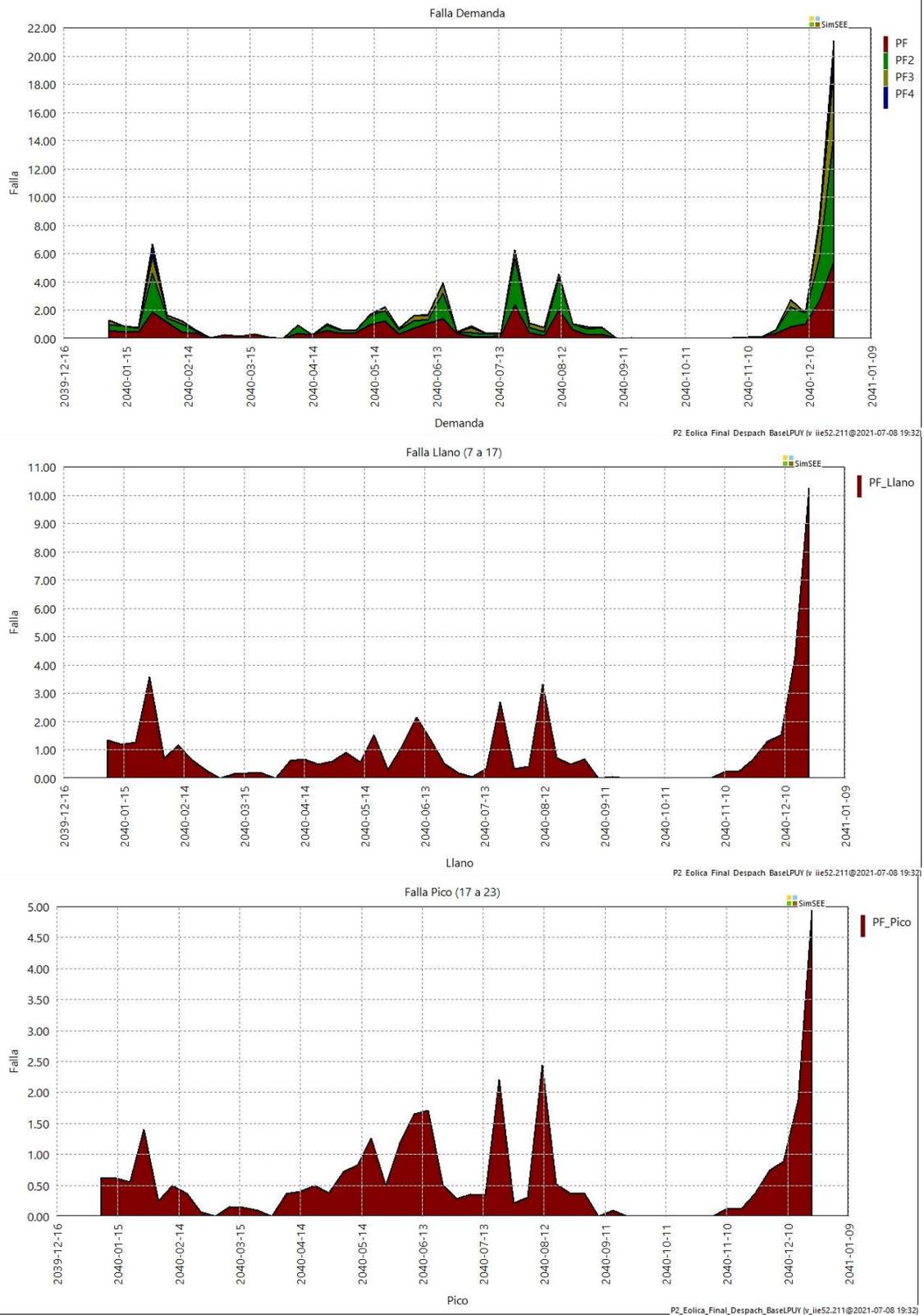
Análogamente al caso anterior, se adjuntan los gráficos que ilustran el comportamiento del sistema:

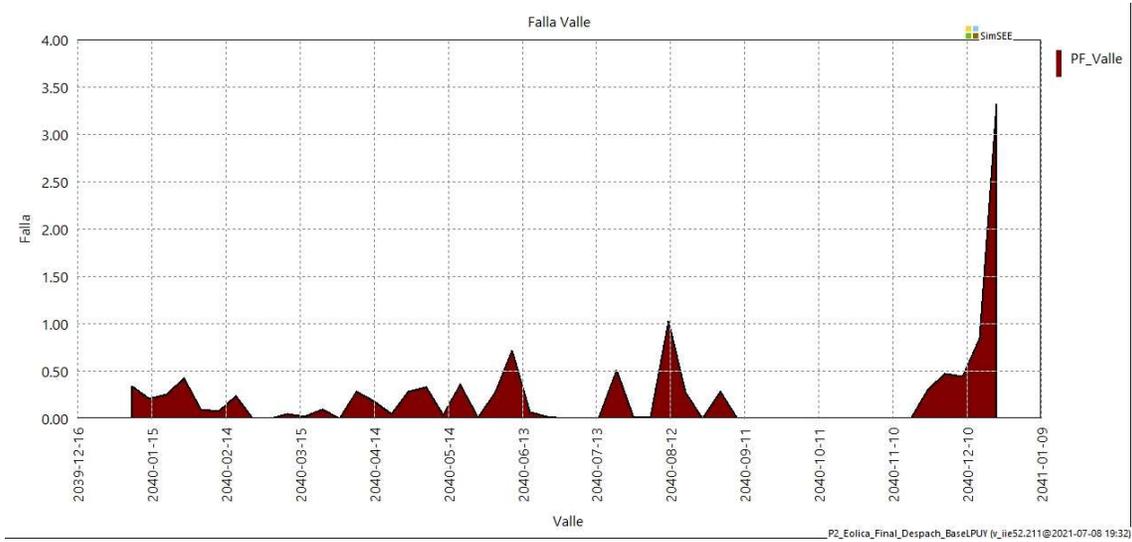


A diferencia del escenario solar, se observa una mucho mayor penetración de la generación en base a energía eólica, siendo la generación térmica un respaldo para el sistema.

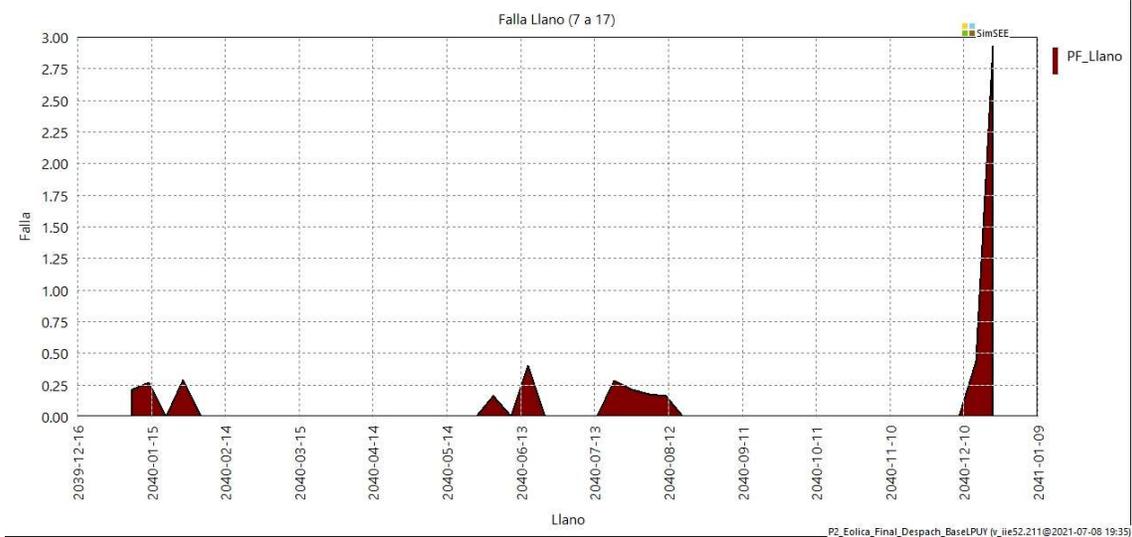


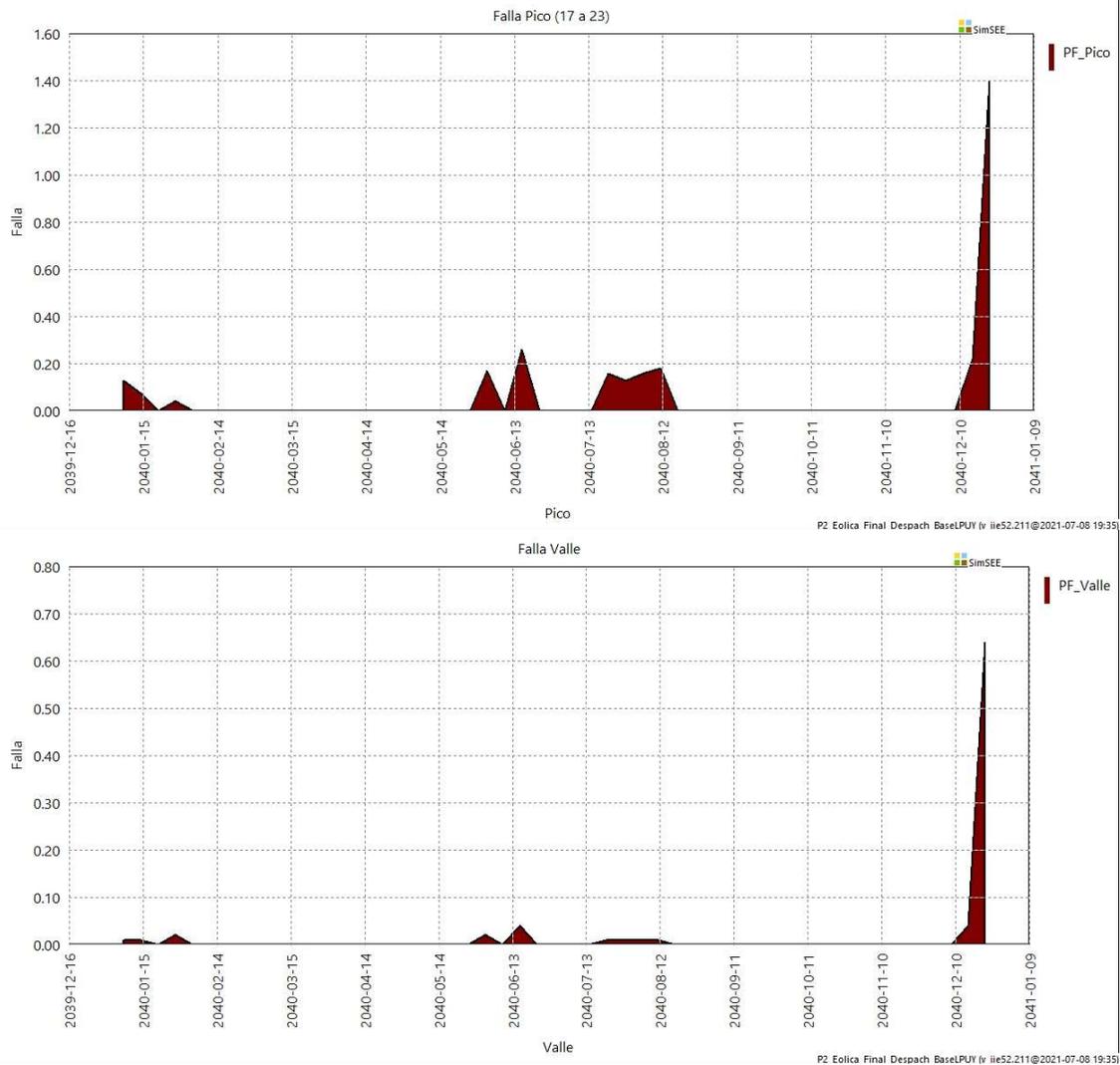
Sin embargo, en cuanto a la falla, este escenario alcanza el cuarto escalón de profundidad en el verano.



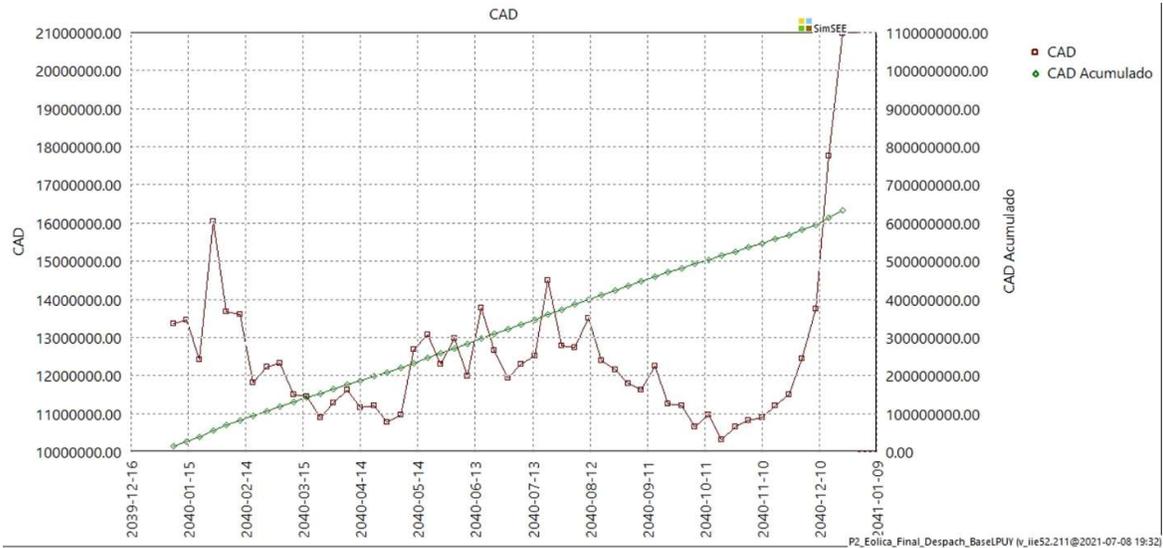


Nuevamente se obliga a los generadores a un 100% de disponibilidad para poder analizar la estabilidad del sistema. A diferencia de caso anterior, la falla se da principalmente en verano.





La figura a continuación presenta el CAD de cada semana (eje vertical primario) y el CAD acumulado (eje vertical secundario). También en el escenario 2 los costos más altos se dan en verano e invierno, pero en este escenario el pico del verano es más acentuado. Excluyendo el pico del final del período, se destaca el pico semanal de USD 16 millones a fines de enero. El CAD acumulado del año sigue un crecimiento lineal, alcanzando aproximadamente USD 620 millones.



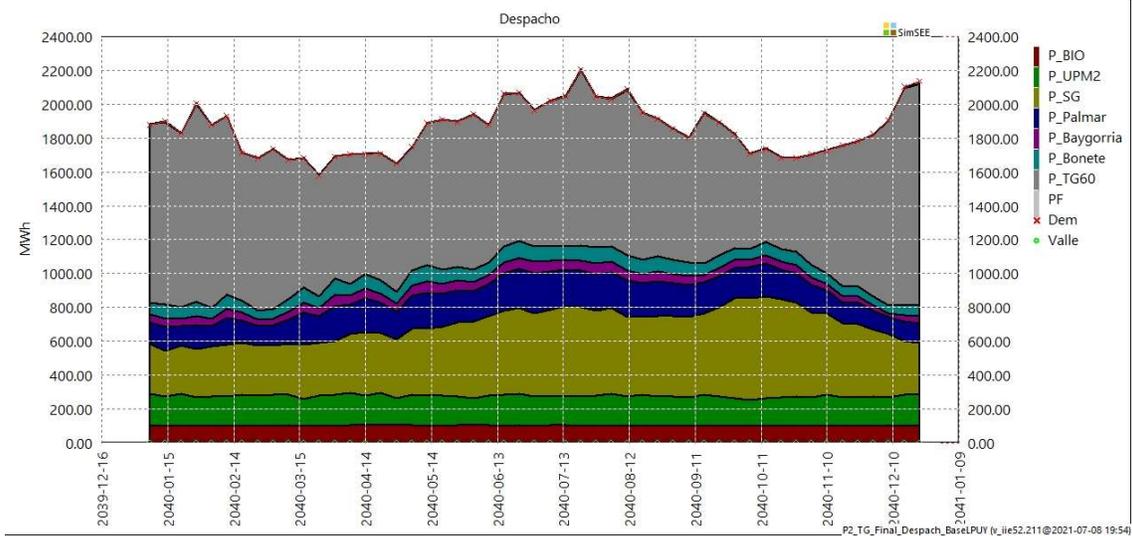
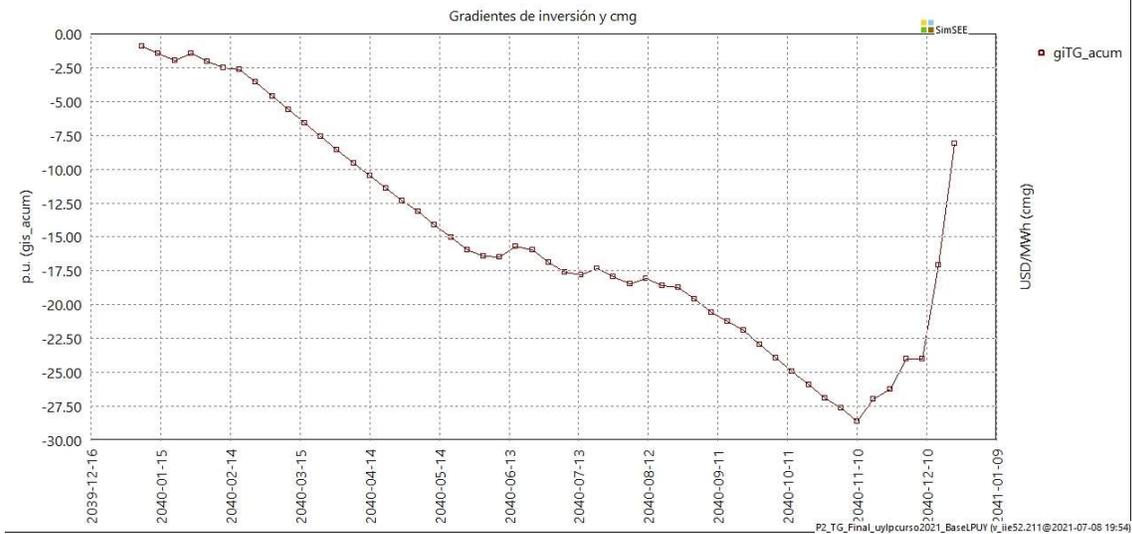
4.3. Escenario 3: TG

La iteración para determinar el plan de expansión del escenario 3 fue la siguiente:

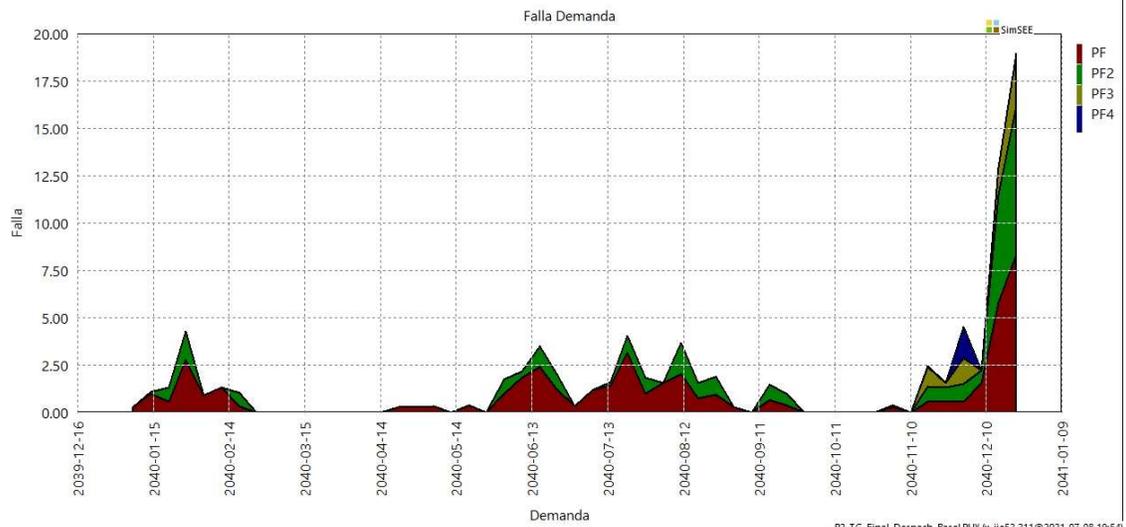
Iteración	Potencia TG-60 (MW)	Comentario sobre potencia TG-60	Conclusión para próxima iteración
1	70 unidades	GI acumulado decrece continuamente hasta -50	Quitar térmica
2	60	GI acumulado decrece continuamente hasta -50	Quitar térmica
3	45	GI acumulado decrece continuamente hasta -50	Quitar térmica
4	35	GI acumulado decrece continuamente hasta -45	Quitar térmica
5	30	GI acumulado decrece hasta noviembre, donde crece abruptamente alcanza un valor final de 10	Agregar Térmica
6	31	GI acumulado decrece hasta noviembre, donde crece abruptamente alcanza un valor final de -7.5	Frenamos

Si bien el valor final de gradiente de inversión acumulado no fue tan cercano a 0 como en los otros escenarios, como se observa en la iteración n°5, de reducir la potencia instalada en una unidad de TG60 el valor alcanzado sería de 10, por lo que se optó por dejar 31 unidades instaladas.

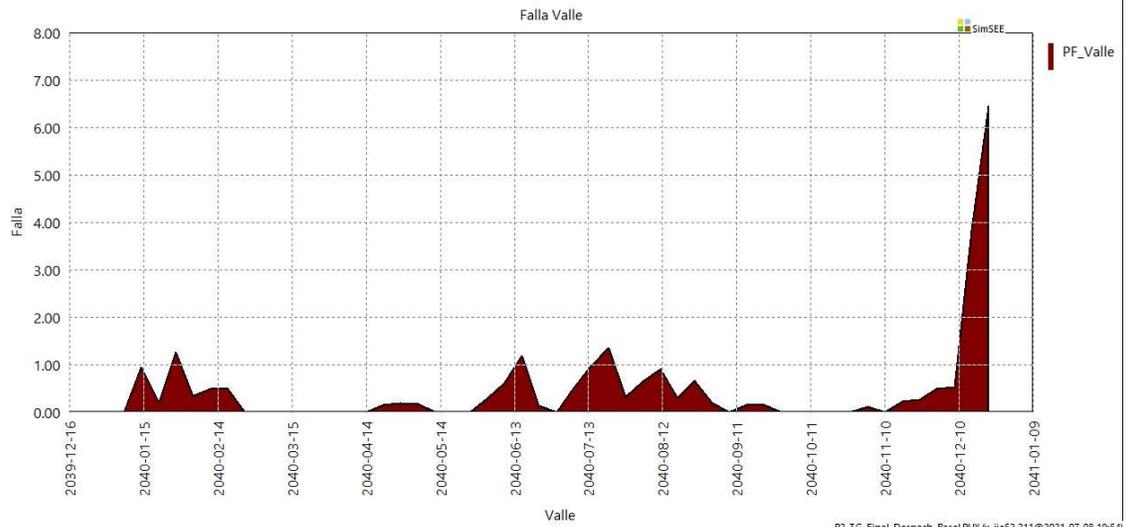
Se adjuntan para este caso también las gráficas correspondientes:



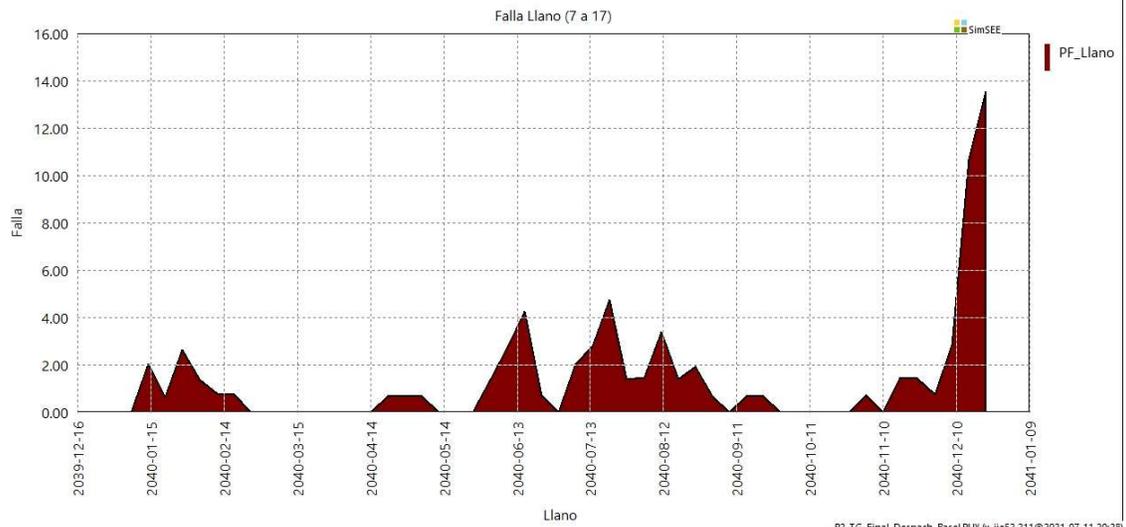
Debido a que la generación mediante turbinas de gas no tiene variabilidad estacional ni horaria, la falla tiene un comportamiento que va ligado totalmente a la demanda y las roturas fortuitas que puedan darse en los generadores. Esto es observable en las siguientes gráficas, donde es posible apreciar que la falla se presenta principalmente en aquellos momentos donde crece la demanda.



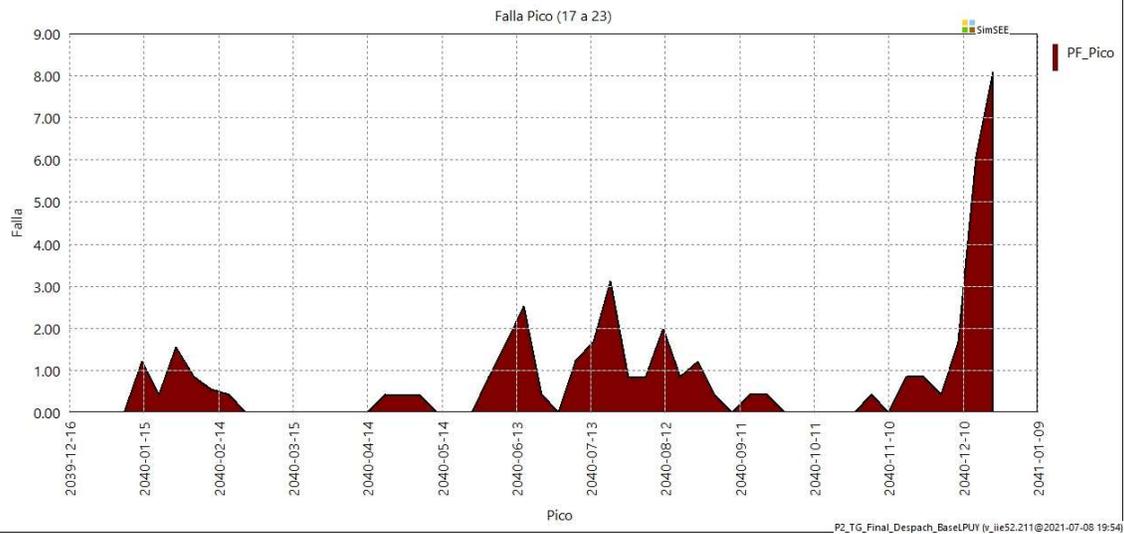
P2 TG Final Despach BaseLPUY (v_ii52.211@2021-07-08 19:54)



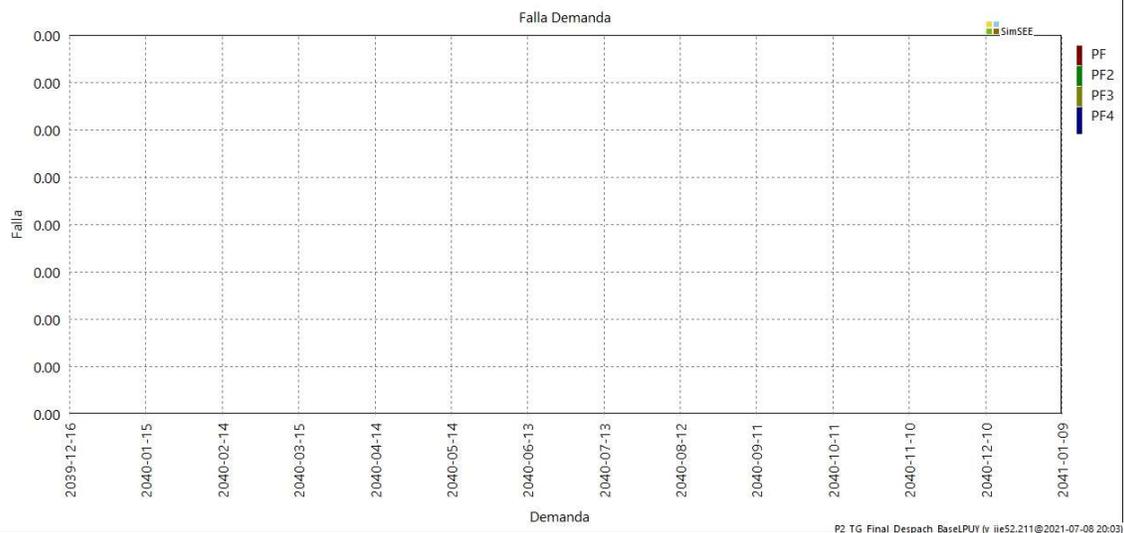
P2 TG Final Despach BaseLPUY (v_ii52.211@2021-07-08 19:54)



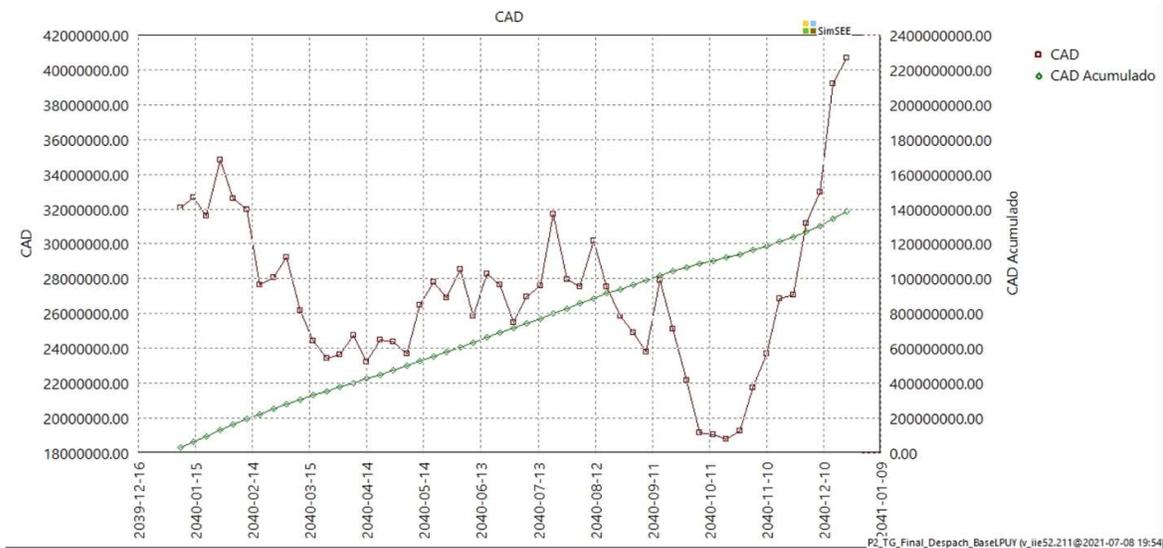
P2 TG_Final_Despach_BaseLPUY (v_ii52.211@2021-07-11 20:28)



Al obligar al sistema a un 100% de disponibilidad se observa que la potencia de falla pasa a ser nula:



La figura a continuación presenta el CAD de cada semana (eje vertical primario) y el CAD acumulado (eje vertical secundario). Similar al escenario 2, el pico en verano es el más acentuado. A fines de enero, alcanza aproximadamente USD 35 millones. El CAD acumulado del año sigue un crecimiento lineal, alcanzando aproximadamente USD 1400 millones.



4.4. Conclusiones

A continuación se resumen los principales resultados de las simulaciones realizadas para cada escenario:

	Escenario 1: Solar	Escenario 2: Eólico	Escenario 3: TG
Expansión Óptima (MW)	TG60: 1500 Solar: 3300	TG60: 900 Eólica: 2800	TG60: 1860
Falla	Prom-0,04% PE (10%) – 0,14% Max (en un paso)-0,21%	Prom-0,04% PE (10%) –0,16% Max (en un paso)-0,53%	Prom-0,07% PE (10%) –0,18% Max (en un paso)-0,75%
CAD (USD Millones)	Máximo semanal: 24 Anual acumulado: 1000	Máximo semanal: 16 Anual acumulado: 620	Máximo semanal: 35 Anual acumulado: 1400

Se observa que la potencia a instalar en forma de TG60 para los escenarios 1 y 3 es significativamente mayor a la asociada al escenario 2. Esto se debe a que el recurso solar presenta una gran variabilidad a lo largo del día, siendo nulo en las horas nocturnas, sumado al hecho de que no se tuvo en cuenta la utilización de almacenamiento de energía. Sin embargo el costo de instalar potencial solar tiene actualmente una fuerte tendencia a la baja, la cual no fue contemplada a la hora de realizar esta simulación ya que fueron utilizados los precios actuales. Esta variabilidad en los recursos renovables es la que genera que los escenarios de expansión que involucran a la energía solar y eólica tengan factores de planta significativamente menores.

Respecto a la falla, los resultados obtenidos fueron en gran parte los esperados: Para el escenario solar el pico de falla se da en el invierno, cuando el recurso solar es mínimo, mientras que en el escenario eólico dicho pico se da en verano. En el tercer escenario la falla sigue el comportamiento de la demanda agravándose frente a la existencia de roturas fortuitas de los generadores.

A su vez el escenario eólico presenta una clara ventaja en términos de CAD, implicando un ahorro anual de USD 380 millones respecto al escenario solar y de USD 780 millones respecto al escenario TG.

5. Posibles futuros trabajos.

A raíz de lo expuesto en este informe, los posibles futuros trabajos a realizar incluyen:

- Proyección de la evolución de precios de las distintas tecnologías: Particularmente los precios de instalar energía solar han caído fuertemente en los últimos años, por lo que sería razonable pensar que esta tendencia a la baja pueda mantenerse alcanzando valores aún menores para el 2040.
- Análisis de sensibilidad respecto a parámetros relevantes: Precio del petróleo, cambio climático, existencia de tecnologías de almacenamiento de energía, proyección de la demanda energética, precio de las tecnologías.
- Análisis detallado de la falla: Si bien fue posible determinar una aproximación de la distribución horaria de la falla, es de interés analizar también la frecuencia y profundidad de esta. Otra característica relevante a determinar es la causa de dichas fallas, es decir, si se deben a roturas, escasos aportes pluviales, etc.
- Plan de expansión con Oddface u otro software semejante: Verificar que los resultados obtenidos mediante el gradiente de inversión se correspondan con otras metodologías.