

Planificación de expansión 2030-2040 en 3 escenarios

Grupo 3:

Autores: Hernán Sosa - Ezequiel Bravo - Santiago Preliasco -Silvia Blanco

**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.

Contenido

1. Objetivo.....	3
2. Hipótesis de trabajo.....	3
3. Metodología.....	4
4. Resultados del estudio.....	6
4.1. Generación por fuente	6
a) Potencia instalada	6
b) Porcentaje de energía generada	8
4.2. Evolución de Falla y Excedentes.....	11
4.3. Evolución anual del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)	12
4.4. Verificación del Gradiente de Inversión (GI)	14
4.5. Cálculo de Error.....	17
5. Posibles futuros trabajos.....	18
6. Referencias	18

1.Objetivo.

El objetivo del presente trabajo es encontrar los planes óptimos de inversiones para la expansión del sistema de generación de Uruguay utilizando generadores de fuente Eólica, Solar y Turbinas de Gas (TG), para el periodo 2030-2040, y no habiendo realizado expansiones hasta dicho año, adicionalmente se considera que antes del 2030 salen de servicio todas las centrales térmicas a excepción del Ciclo Combinado.

El presente estudio se realizó utilizando el software libre SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) y la aplicación OddFace (Optimización distribuida de funciones de alto costo de evaluación).

Se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Realizar optimizaciones individuales contemplando distintos escenarios, encontrando el plan de expansión óptimo específico.
- Identificar las diferencias entre los tres planes de expansión.

2.Hipótesis de trabajo.

1) Se consideran 3 escenarios:

- Escenario Base: tiempo de construcción nulo y excedentes valorizados a 20 USD/MWh.
- Escenario 1: tiempo de construcción nulo y excedentes valorizados a 0 USD/MWh.
- Escenario 2: 24 meses de tiempo de construcción y excedentes valorizados a 20 USD/MWh.

2) En la expansión de los tres escenarios se consideraron tres tecnologías posibles:

- Turbinas de gas de 60 MW
- Plantas solares fotovoltaicas de 50 MW
- Plantas eólicas de 50 MW

3) Se tomó como sala de partida la correspondiente a la clase 8 del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica, dictada el día 8 de abril 2021 y se realizaron los ajustes correspondientes.

4) Demanda: para el año 2020 se tomó la demanda establecida en la Programación Estacional de Largo Plazo para el periodo Noviembre 2020-Abril 2021 elaborada por ADME y se consideró un crecimiento del 2% anual.

3. Metodología.

Se utilizó una sala de largo plazo con paso semanal, un periodo de optimización de 2028 a 2044 y uno de simulación de 2030 a 2040 en SimSEE –v_ iee54.213, considerando cuatro postes con unidades de paso horarias de 5, 30, 91 y 42 horas para los postes 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

Costos Variables Actores Térmicos:

Los costos variables de cada una de las máquinas se calcularon considerando el poder calorífico inferior del combustible utilizado por cada máquina, el consumo específico de la maquina (g/MWh), la densidad (Kg/L) y el costo del combustible (considerado como el valor de paridad de URSEA de abril 2021). Para obtener el Costo Variable Incremental se le adicionó un 25% a los valores obtenidos de forma de reflejar de forma más real los costos de los combustibles.

Estos valores de Costo Variable Incremental se afectaron en un 75% por el índice Ipetróleo que representa la evolución del precio del Petróleo (volatilidad x tendencia).

Para los valores de Costo Variable no Combustible se consideraron los que aparecen en Programación Estacional de Largo Plazo para el periodo noviembre 2020-abril 2021 elaborada por ADME.

A continuación, se presenta un cuadro con los Costos obtenidos:

	Costo Variable Incremental (USD/MWh)	Costo Variable no Combustible (USD/MWh)
PTI 1-6	177,10	8,4
CC540	197,65	4,7
CTR	227,48	4,3
Motores	137,60	10,9
PTI 7-8	188,12	8

Pago por potencia:

Para el cálculo del Pago por Potencia de cada una de las tecnologías consideradas para la expansión se aplicó la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{C_o + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}$$

Donde,

Co: es el valor de inversión según el extremo superior de Lazard de Octubre 2020 sin subsidios.

COM: es el extremo superior de Lazard para costos de OYM sin subsidios, incrementado en un 2,5% anual.

n: es la vida útil (20 años para eólica y TG y 30 años para solar)

a: es la tasa de actualización anual de 10%.

E: es la Energía, para el cálculo de la energía se utilizaron los siguientes factores de disponibilidad; 0,38 eólica, 0,22 solar y 0,85 TG.

Al resultado obtenido se le adicionaron 5 USD/MWh por concepto de costos de integración.

Los siguientes son los valores obtenidos:

	Pago por Potencia Disponible (USD/MWh)
Eólica	65,33
Solar	62,31
TG	17,67

Una vez ajustada la sala considerando los requerimientos del proyecto, se realizó la planificación de la expansión en OddFace para los tres escenarios entre los años 2030-2040.

Para cada escenario se eligieron los individuos con mayor cantidad de evaluaciones.

Se bajaron los individuos elegidos y se calculó el error.

Con los individuos elegidos, en SimSEE se verificó el Gradiente de Inversión (GI) y se calculó el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para el periodo 2021-2040.

4. Resultados del estudio.

4.1. Generación por fuente

a) Potencia instalada

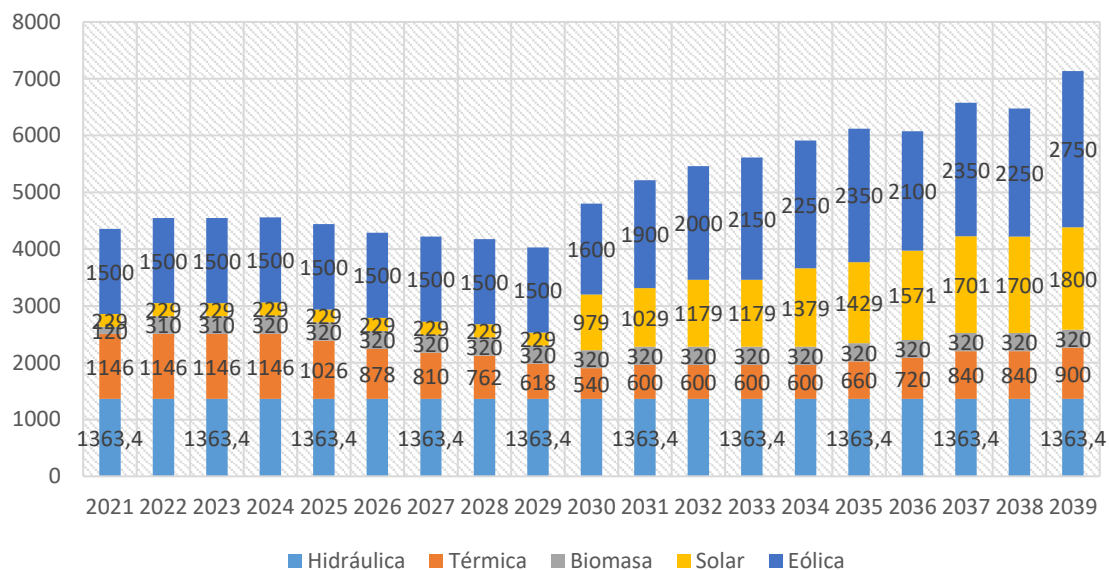
Se detalla a continuación la expansión óptima desarrollada a través del OddFace, donde se especifican los MW instalados anualmente.

AÑO	MW Instalados EBase			MW Instalados E1			MW Instalados E2		
	Exp Eólica	Exp Solar	Exp TG60	Exp Eólica	Exp Solar	Exp TG60	Exp Eólica	Exp Solar	Exp TG60
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	100	750	0	0	700	120	0	0	0
2031	400	800	60	200	750	120	0	0	0
2032	500	950	60	350	750	120	350	1000	60
2033	650	950	60	400	850	120	550	1100	120
2034	750	1150	60	450	850	180	650	1300	120
2035	850	1200	120	700	850	180	700	1400	120
2036	1400	1400	180	1250	1000	240	1450	1500	120
2037	2050	1550	300	1700	1000	300	1900	1500	240
2038	2250	1700	300	2200	1100	300	2250	1500	240
2039	2750	1800	360	2450	1500	420	2400	1700	240
							2500	1900	420
							2650	2000	420

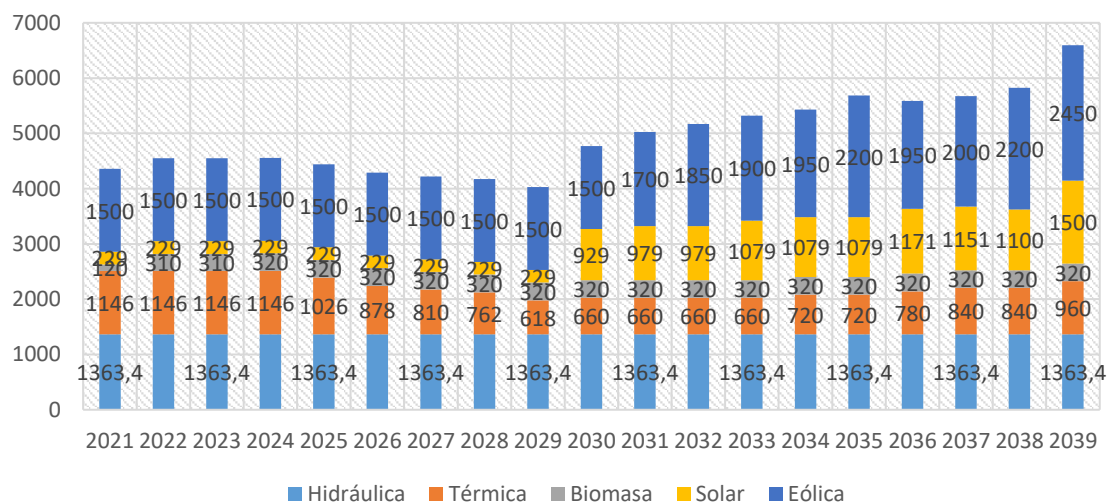
Al plantearse como hipótesis que no se hacen expansiones de ningún tipo hasta el año 2030 y donde las térmicas finalizan su vida útil, permaneciendo únicamente el Ciclo Combinado, el sistema requiere la realización de una fuerte expansión en el primer año, donde se ve la predominancia de la fuente eólica, siendo luego superada gradualmente por la solar fotovoltaica en el correr de periodo de expansión.

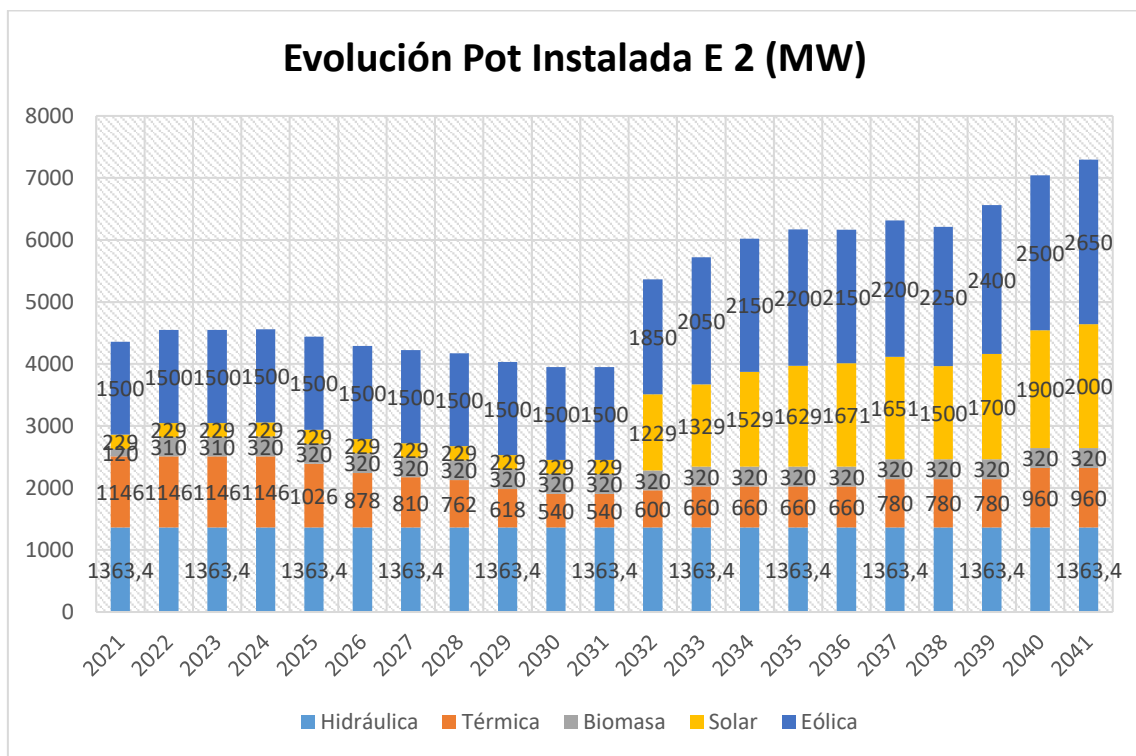
A continuación, se presenta para cada una de las expansiones, cómo varia la potencia instalada por fuente desde el año 2021 hasta el 2039.

Evolución Pot Instalada E Base (MW)

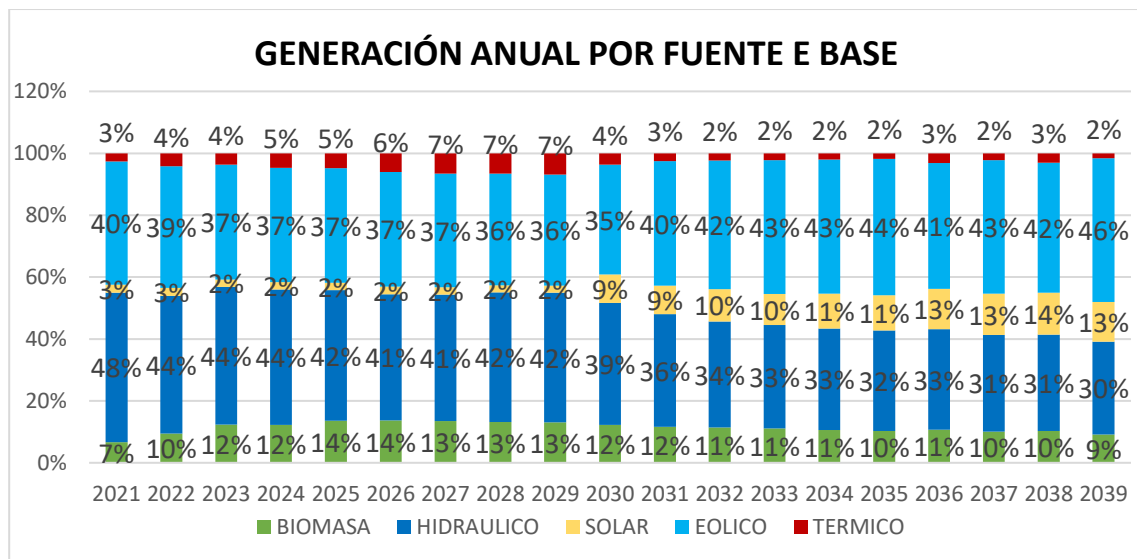


Evolución Pot Instalada E 1 (MW)

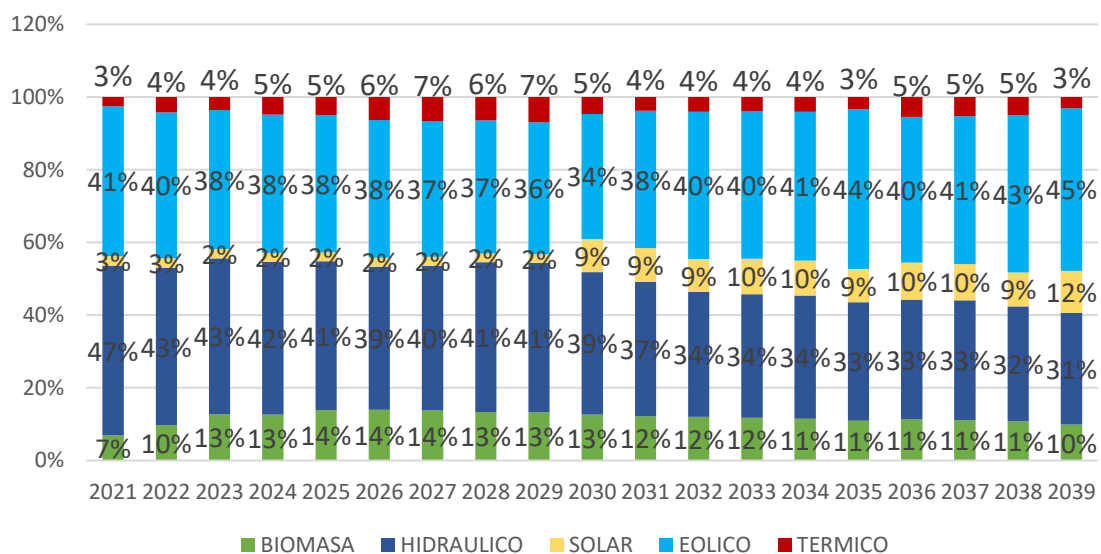




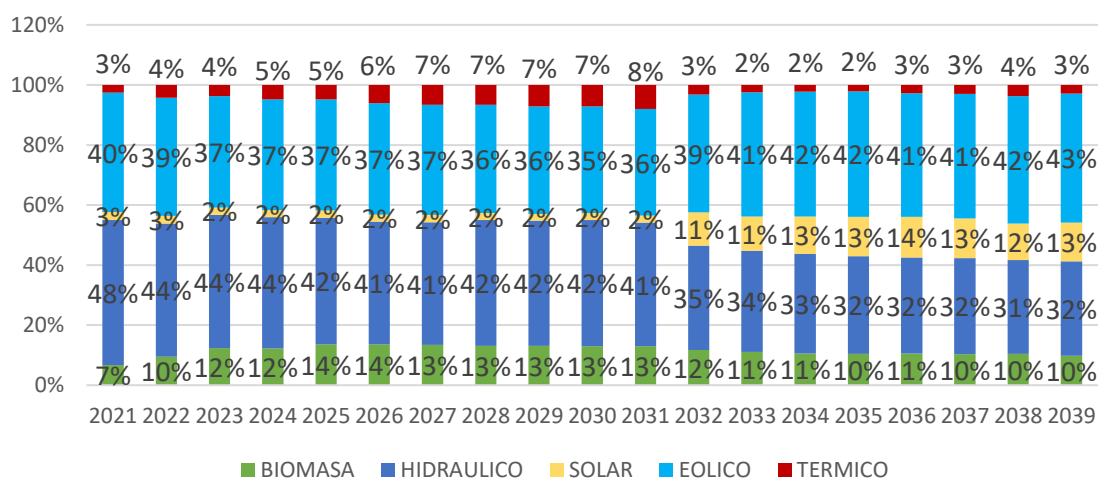
b) Porcentaje de energía generada



GENERACIÓN ANUAL POR FUENTE E1

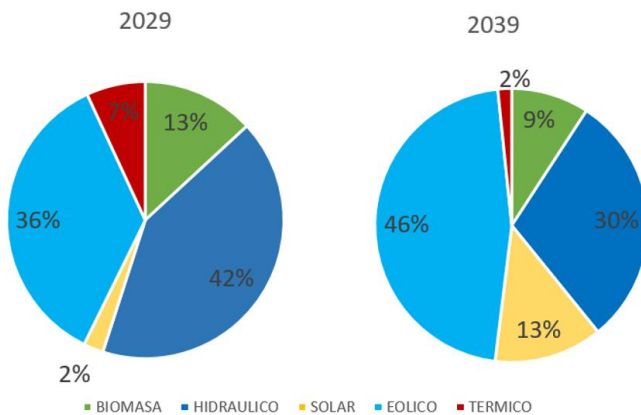


GENERACIÓN ANUAL POR FUENTE E2

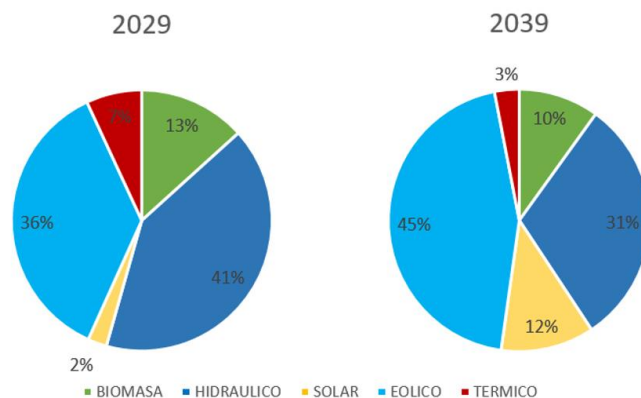


A continuación, se presenta la variación de la participación de cada fuente en la generación entre el inicio y el final del periodo de estudio:

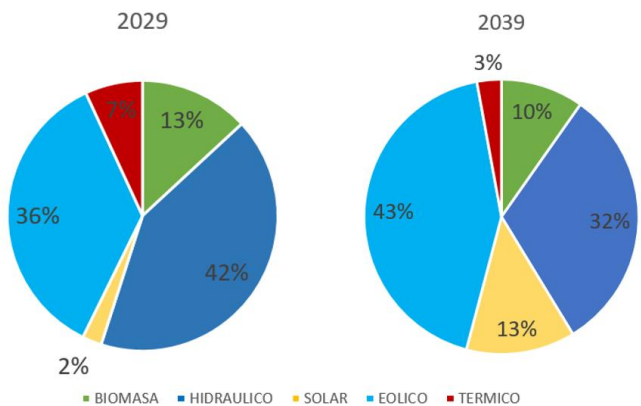
Escenario base



Escenario 1



Escenario 2

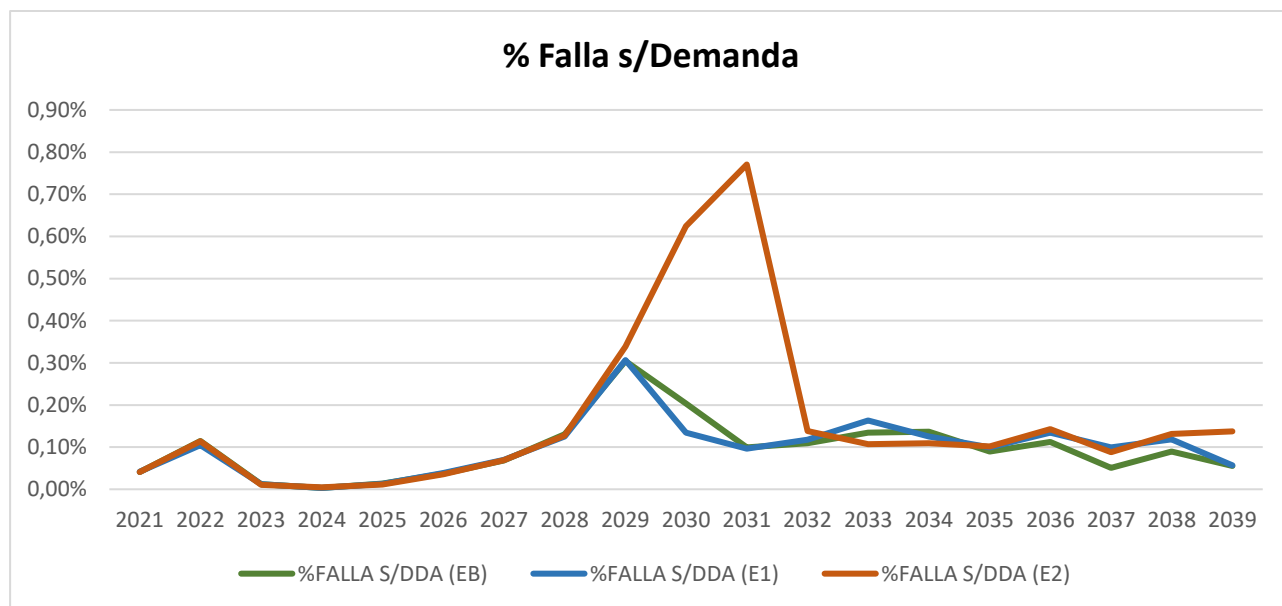


Se puede destacar que, bajo las hipótesis planteadas, al sistema le es más conveniente ir sustituyendo las fuentes térmicas por fuentes eólicas y solares fotovoltaicas.

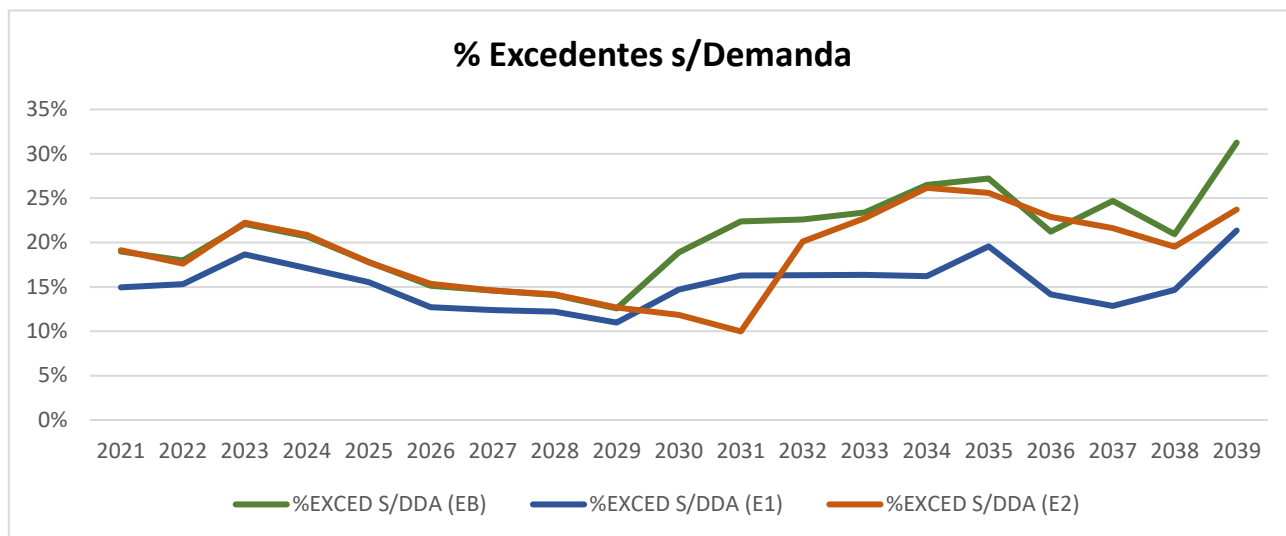
4.2. Evolución de Falla y Excedentes

Para visualizar el impacto que tuvo la expansión, se analiza además en valores porcentuales, cómo evolucionan las fallas y los excedentes respecto a la demanda:

AÑO	DEMANDA GWh	Escenario Base				Escenario 1				Escenario 2			
		FALLA GWh	%FALLA S/DDA (EB)	EXCEDENTES GWh	%EXCED S/DDA (EB)	FALLA GWh	%FALLA S/DDA (E1)	EXCEDENTES GWh	%EXCED S/DDA (E1)	FALLA GWh	%FALLA S/DDA (E2)	EXCEDENTES GWh	%EXCED S/DDA (E2)
2021	11.426	5	0,04%	2.168	19%	5	0,04%	1.710	15%	5	0,04%	2.187	19%
2022	11.459	13	0,11%	2.061	18%	12	0,10%	1.756	15%	13	0,11%	2.018	18%
2023	11.687	1	0,01%	2.580	22%	1	0,01%	2.183	19%	1	0,01%	2.600	22%
2024	11.887	0	0,00%	2.461	21%	0	0,00%	2.033	17%	1	0,00%	2.481	21%
2025	12.158	2	0,01%	2.162	18%	2	0,01%	1.888	16%	1	0,01%	2.159	18%
2026	12.394	5	0,04%	1.874	15%	5	0,04%	1.576	13%	4	0,04%	1.903	15%
2027	12.867	9	0,07%	1.878	15%	9	0,07%	1.595	12%	9	0,07%	1.878	15%
2028	12.872	17	0,13%	1.815	14%	16	0,13%	1.574	12%	16	0,13%	1.822	14%
2029	13.160	40	0,30%	1.655	13%	40	0,31%	1.445	11%	45	0,34%	1.669	13%
2030	13.423	27	0,20%	2.533	19%	18	0,13%	1.971	15%	84	0,62%	1.590	12%
2031	13.692	14	0,10%	3.067	22%	13	0,10%	2.228	16%	106	0,77%	1.367	10%
2032	14.180	15	0,11%	3.203	23%	17	0,12%	2.313	16%	20	0,14%	2.851	20%
2033	14.248	19	0,13%	3.334	23%	23	0,16%	2.330	16%	15	0,11%	3.241	23%
2034	14.531	20	0,14%	3.850	26%	18	0,13%	2.355	16%	16	0,11%	3.802	26%
2035	14.820	13	0,09%	4.034	27%	15	0,10%	2.897	20%	15	0,10%	3.793	26%
2036	15.079	17	0,11%	3.200	21%	20	0,13%	2.136	14%	22	0,14%	3.451	23%
2037	15.411	8	0,05%	3.806	25%	15	0,10%	1.980	13%	14	0,09%	3.331	22%
2038	15.999	14	0,09%	3.349	21%	19	0,12%	2.346	15%	21	0,13%	3.125	20%
2039	15.725	9	0,06%	4.916	31%	9	0,06%	3.358	21%	22	0,14%	3.731	24%



En los tres escenarios se ve una caída drástica de las fallas luego de la expansión. En el escenario 2, donde se demoran dos años en la construcción de las centrales, se puede ver una caída más abrupta.

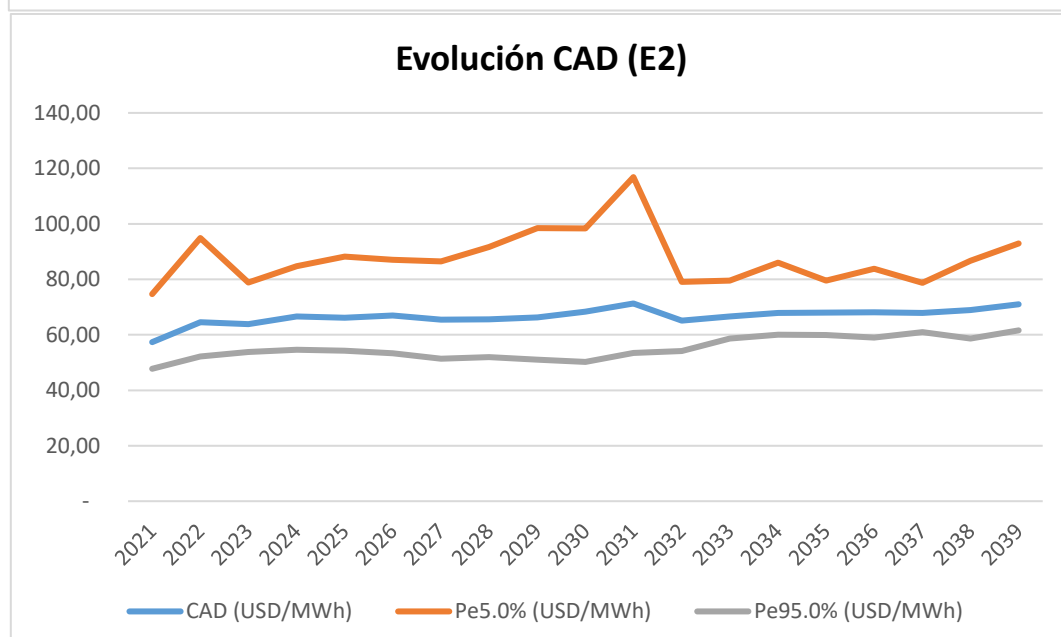
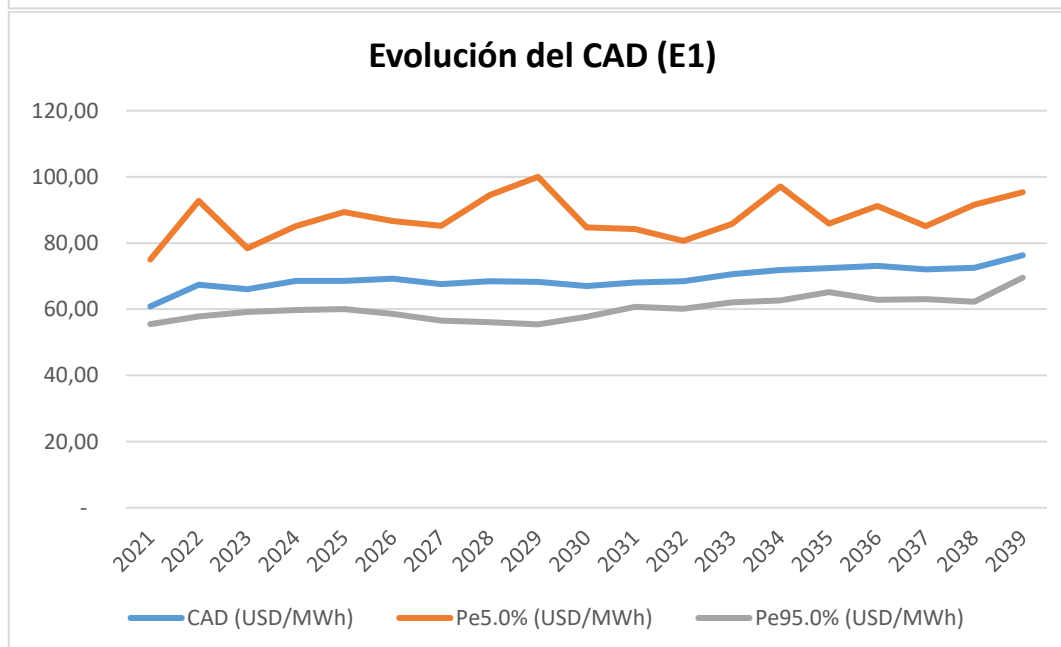
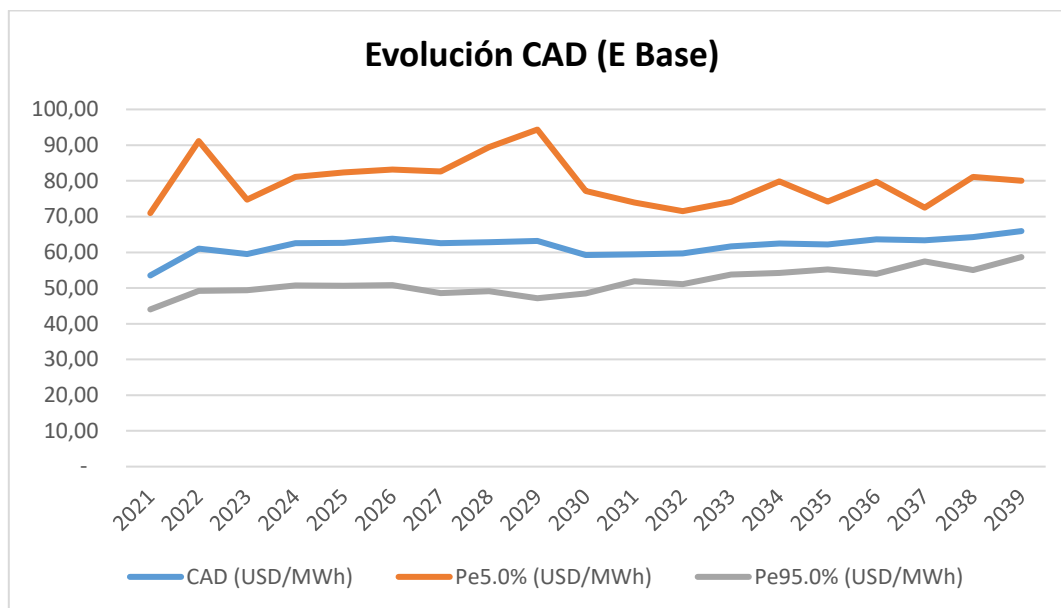


En los dos escenarios donde los excedentes se valúan a 20 USD/MWh existen más incentivos para que se produzcan los mismos, por lo tanto, se ve como durante todo el periodo estudiado estos tienen un peso mayor en relación a la demanda, a excepción del periodo 2030-2032 del escenario 2 que es el plazo de construcción de la primera expansión.

4.3. Evolución anual del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)

El CAD se obtuvo mediante una simulación que calcula el CP Directo, para las centrales hidráulicas y térmicas se cargó un pago por disponibilidad de 5 USD/MWh y 17,67 USD/MWh respectivamente.

AÑO	Escenario Base			Escenario 1			Escenario 2		
	CAD (USD/MWh)	Pe5.0% (USD/MWh)	Pe95.0% (USD/MWh)	CAD (USD/MWh)	Pe5.0% (USD/MWh)	Pe95.0% (USD/MWh)	CAD (USD/MWh)	Pe5.0% (USD/MWh)	Pe95.0% (USD/MWh)
2021	57,31	74,77	47,81	60,85	75,01	55,47	57,35	74,67	47,75
2022	64,60	94,78	52,81	67,36	92,78	57,82	64,59	94,92	52,13
2023	63,89	79,15	53,81	66,02	78,40	59,16	63,84	78,83	53,84
2024	66,72	85,27	54,87	68,60	85,11	59,76	66,62	84,77	54,57
2025	66,24	85,88	54,21	68,53	89,37	60,02	66,15	88,17	54,23
2026	66,82	86,17	53,82	69,18	86,63	58,63	67,00	87,02	53,35
2027	65,44	85,53	51,53	67,55	85,20	56,52	65,45	86,45	51,37
2028	65,68	92,29	51,93	68,45	94,49	56,09	65,57	91,62	51,92
2029	65,71	96,87	49,67	68,25	99,99	55,42	66,28	98,42	51,01
2030	63,02	80,95	52,22	66,97	84,75	57,74	68,29	98,40	50,23
2031	63,88	78,40	56,36	68,04	84,25	60,73	71,29	116,84	53,44
2032	64,17	76,06	55,56	68,43	80,62	60,09	65,06	79,09	54,18
2033	66,30	78,82	58,47	70,57	85,76	62,02	66,67	79,55	58,67
2034	67,75	85,18	59,54	71,84	97,13	62,68	67,93	86,04	60,01
2035	67,60	79,67	60,62	72,40	85,91	65,18	68,03	79,49	59,96
2036	67,88	84,01	58,17	73,06	91,16	62,84	68,06	83,86	59,02
2037	68,29	77,42	62,43	72,00	85,09	63,06	67,86	78,75	60,98
2038	68,40	85,29	59,24	72,49	91,56	62,30	68,89	86,71	58,68
2039	72,19	86,31	64,93	76,30	95,39	69,54	71,02	92,87	61,59
Promedio	65,89	83,83	55,68	69,31	87,82	60,27	66,63	87,71	55,10



Se puede ver en los tres escenarios, cómo una vez que comienza la expansión, existe una drástica disminución en el CAD para el 5% de los escenarios más costosos. La exposición en que se encuentra el sistema previo a la expansión, ante situaciones desfavorables, como sequías, hace que el costo de abastecer la demanda sea muy superior. Por otra parte, se puede ver una exposición al riesgo mucho menor luego de comenzada la expansión, siendo que la brecha entre los escenarios más favorables se reduce notoriamente respecto a los menos favorables, lo que hace al sistema más predecible desde el punto de vista de los costos.

4.4. Verificación del Gradiente de Inversión (GI)

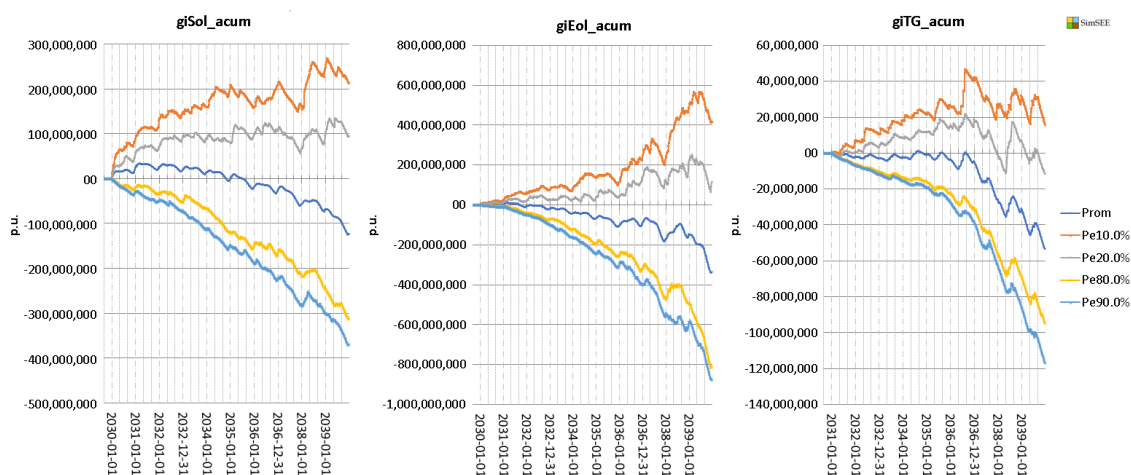
Con la expansión obtenida del OddFace para cada escenario, se realizó en el SimSEE el cálculo del gradiente de inversión.

El gradiente de inversión es una herramienta para aproximarse a la expansión óptima. Se define como el producto del beneficio por sustitución y el factor de disponibilidad, menos los pagos por costos fijos, dividido los costos fijos: $GI = (BPS \times fd - pp)/pp$

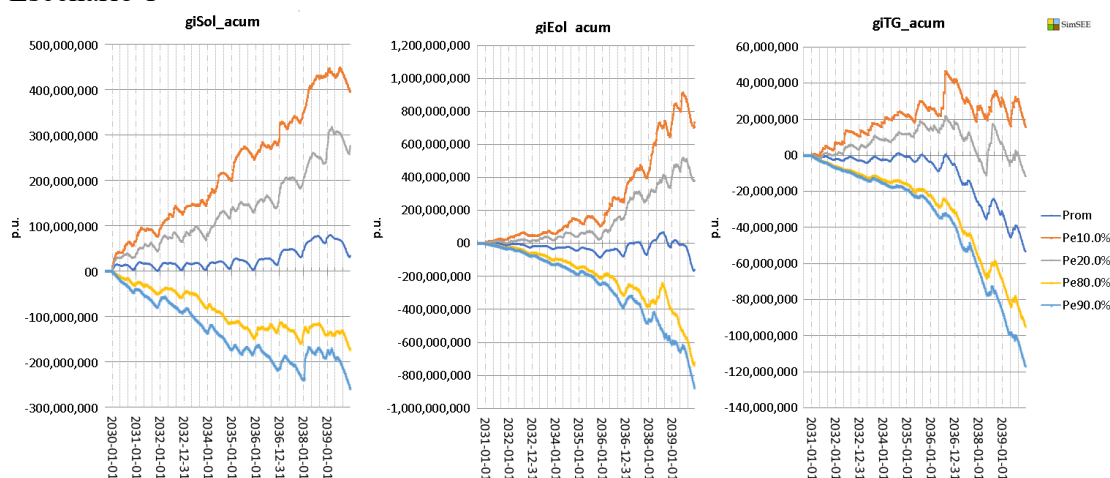
En la expansión óptima el gradiente de inversión debería ser nulo, en caso de ser negativo podría estar indicando que la inversión no es beneficiosa y que se está sobre invirtiendo, mientras que si es positivo estaría indicando que es beneficioso para el sistema instalar más generación.

A continuación, se presentan gráficamente los resultados obtenidos para el Gradiente de Inversión de las 3 tecnologías de expansión.

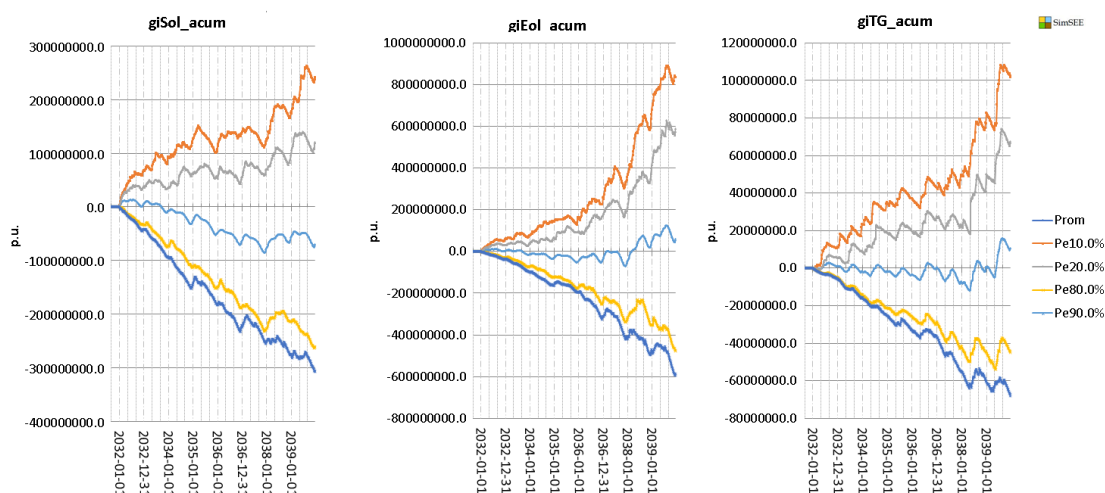
Escenario base:



Escenario 1



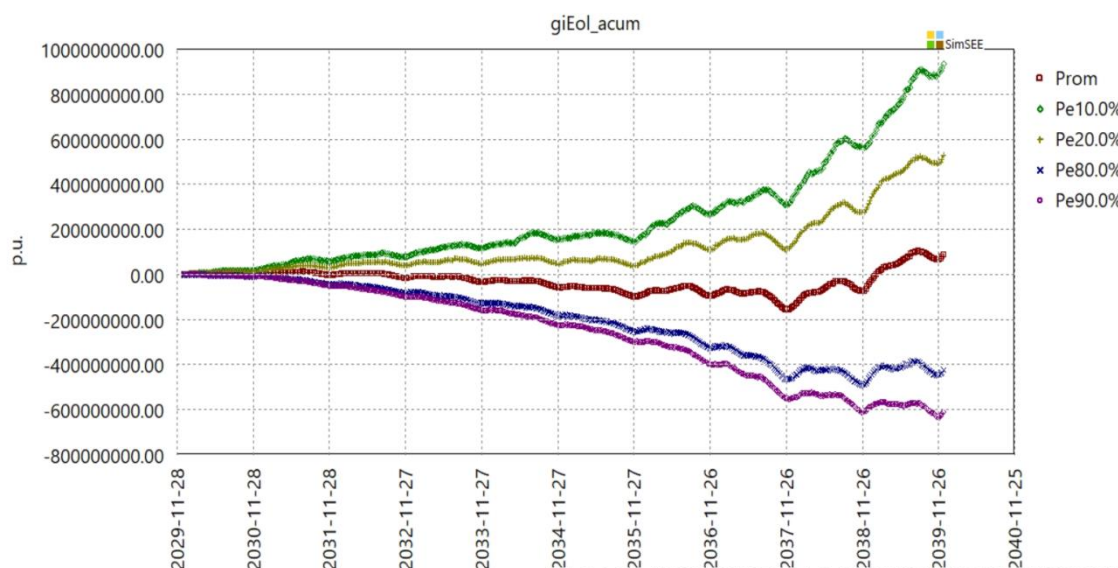
Escenario 2



Como puede apreciarse, si bien los gradientes de inversión obtenidos de las expansiones para todos los escenarios dan valores razonables, se aprecia que, en los últimos años, en valor esperado el gradiente de inversión, en varios casos, se vuelve negativo y con tendencia decreciente.

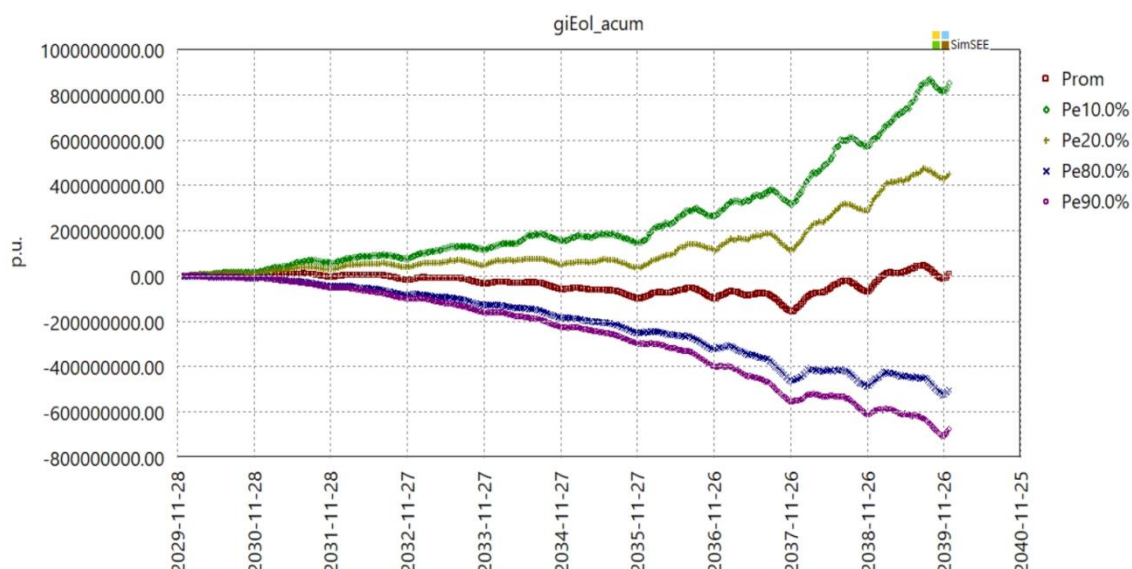
Como forma de verificar que la expansión obtenida del OddFace es la óptima, se modifica parte de la expansión planificada en el escenario base y se vuelve a simular en SimSEE, obteniendo así nuevos gradientes de inversión y costos futuros.

En una primera instancia se realiza una simulación de una sala en la que se deja de instalar eólica a partir del 2037. La elección de la eólica se debe a que es la tecnología que presenta valores más negativos. Esta modificación implica dejar de instalar 700 MW de Eólica con respecto a la expansión obtenida mediante la optimización con OddFace.



Luego de simular se obtiene un gradiente de inversión más cercano al nulo durante todo el período. El costo futuro de la simulación es de 7215 MUSD para los 10 años, 90 MUSD por encima del obtenido mediante la simulación del escenario base sin modificar. Ambas simulaciones fueron realizadas con 1000 crónicas.

En una segunda instancia, se decide instalar 200 MW a partir del 31/12/2038 en la sala anterior, para que el GI no tome valores muy por encima del nulo sobre el final del período. El Costo futuro para la simulación en este escenario es de 7172 MUSD, 47 MUSD superior que el de la optimización obtenida por OddFace.



Los resultados anteriores muestran que la expansión obtenida con la herramienta OddFace es más beneficiosa desde el punto de vista de los costos que las realizadas modificando la instalación para que el gradiente de inversión quede más cercano al cero. Entre las razones que pueden explicar estos resultados se pueden mencionar las siguientes:

- Por tratarse de procesos estocásticos y con gran variabilidad, la representación del gradiente de inversión en valor esperado podría no ser suficiente para explicar lo que sucede en la realidad. Podría ocurrir que el perjuicio para el sistema en los peores escenarios en cuanto a costos, sea mayor al beneficio obtenido en los mejores escenarios. Esto lleva a que se deban considerar no solamente valores esperados sino también otros elementos que el OddFace sí considera al optimizar directamente el costo futuro.

- Por otra parte, en el problema de OddFace se establecieron ciertos criterios rígidos para la expansión de cada tecnología, esto puede hacer imposible compatibilizar un gradiente de inversión nulo y a la vez optimizar el costo. De haberse permitido una expansión con turbinas de GAS y parques eólicos y solares más pequeños que los utilizados, es probable que se hubiese obtenido del OddFace un costo menor y con gradientes de inversión más cercanos al nulo durante todo el período. De todos modos, debe tenerse en cuenta que en este caso la optimización se volvería mucho más compleja para la herramienta.

4.5. Cálculo de Error

En los problemas del tipo planteado para este informe, es imposible realizar la propagación de errores, por lo tanto, se debe acudir a métodos que hagan posible acotar las incertidumbres.

Para el análisis de las incertidumbres se utiliza el método dictado en el curso, realizando una simulación con 50.000 crónicas y obteniendo del archivo "SimCosto" los valores necesarios para determinar el error.

En un primer paso se calcula el error en función del rango (ϵ), que se despeja de la siguiente fórmula: $N > p(1-p)(1.9599639845/\epsilon)^2$. Una vez obtenido este valor, puede calcularse el error absoluto multiplicándolo por el rango, que se calcula como la diferencia entre el mayor y menor costo de las 50.000 crónicas de simulación. El valor "p" se halla ordenando los valores del costo directo de las 50.000 crónicas e identificando la muestra en la cual el costo coincide con el valor esperado.

A mayor cantidad de crónicas, mayor será el rango. Dado que el rango está acotado por la realidad física del sistema, el mismo aumenta menos que $N^{1/2}$ lo que hace que a medida que aumenta la cantidad de crónicas de simulación el error absoluto se reduce. Por tal motivo es que se toma la decisión de simular con 50.000 crónicas, un número grande pero razonable para el problema.

Estos cálculos fueron realizados para los 3 escenarios, con el 100% de las crónicas y con el 10% de las peores crónicas ($N = 5.000$).

En la siguiente tabla se muestran los resultados:

Escenario base	100% crónicas	CVar10%	Escenario 1	100% crónicas	CVar10%	Escenario 2	100% crónicas	CVar10%
N	50000	5000	N	50000	5000	N	50000	5000
p	0,56	0,73	p	0,56	0,72	p	0,62	0,78
min (MUSD)	6262	7547	min (MUSD)	6764	8075	min (MUSD)	6127	7976
max (MUSD)	21632	21632	max (MUSD)	20962	20962	max (MUSD)	30846	30846
Rango (MUSD)	15370	14085	Rango (MUSD)	14198	12887	Rango (MUSD)	24719	22870
Error sobre el rango(%)	0,44%	1,24%	Error sobre el rango(%)	0,43%	1,24%	Error sobre el rango(%)	0,43%	1,16%
Error (MUSD)	66,9	174,3	Error (MUSD)	61,7	159,8	Error (MUSD)	105,3	264,4
VE costo (MUSD)	7130	7840	VE costo (MUSD)	7622	8416	VE costo (MUSD)	7378	8996
Max costo (MUSD)	7197	8014	Max costo (MUSD)	7684	8576	Max costo (MUSD)	7483	9260
Min costo (MUSD)	7063	7665	Min costo (MUSD)	7560	8256	Min costo (MUSD)	7273	8732
Error (%)	0,9%	2,2%	Error (%)	0,8%	1,9%	Error (%)	1,4%	2,9%

5.Posibles futuros trabajos.

Plantear nuevos escenarios de expansión utilizando otras hipótesis en cuanto al valor de Lazard para el cálculo de la expansión eólica, solar y térmica, usando extremo inferior o promedio, modelando de otra forma el comercio internacional, incorporando la posibilidad de importar y de exportar en otras condiciones.

Considerar otros actores como la incorporación de otras tecnologías y demanda con respuesta.

6.Referencias

- Programación Estacional de Largo Plazo para el periodo Noviembre 2020-Abril 2021 - ADME
- Informe Lazard de octubre 2020 - Lazard.
- Informe sobre precios de paridad de importación de productos derivados del petróleo correspondiente al mes de abril 2021- URSEA.
- Annual Energy Outlook 2021- EIA
- Manuales y presentaciones del curso SimSEE 2021.