

PEG34: Planificación de la Expansión de la Generación Decenal 2025-2034 de Uruguay

Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale

Departamento de Potencia - IIE - FI
Universidad de la República - URUGUAY

Reporte Técnico N° 9

Palabras clave: Energía, Generación, Planificación, Uruguay.

El presente trabajo se inscribe en uno de los fines de la Universidad de la República: "**contribuir al estudio de los problemas de interés general y propender a su comprensión pública**" (Artículo 2 de la ley Universitaria).

Resumen: Se realizan posibles Planes de Expansión de la Generación de Uruguay en el horizonte 2025-2034 (PEG34). Se plantean las hipótesis pertinentes y se identifican los escenarios principales sobre los que se hacen las expansiones óptimas respectivas.

Por una parte, en un escenario de mínima demanda, asumiendo que no se instala el Centro de Datos de porte que hace unos años se está negociando, el sistema óptimo necesitaría incorporar en el año 2025 50 MW de Eólica y 250 MW de Solar, lo que supone en conjunto una energía adicional de 76 MW-m, valor similar a lo que diera la PEG33 para el año 2024.

Por otra parte, en un escenario de máxima demanda, suponiendo que se instalara finalmente el Centro de Datos, habría que instalar en el año 2025 50 MW de Eólica y 500 MW de Solar, lo que representan 131 MW-m, que es algo menos que los 178 MW-m de la expansión óptima de la PES de Mayo 2023 de ADME para el año 2025.

Finalmente se analizan los resultados y se ensayan conclusiones y/o las recomendaciones correspondientes.

1. Introducción

La **Planificación de la Expansión de la Generación** (PEG) es un ejercicio que debe realizarse periódicamente. Otrora suponía la adopción de decisiones esporádicas de inversiones importantes en dimensión y costo como ser centrales térmicas o represas hidroeléctricas. Esta dinámica definitivamente ha cambiado con la fuerte irrupción de las ERNC. Por una parte, en condiciones de régimen, son inversiones modulares que se pueden ir incorporando año a año. Esto, por otra parte, determinan la conveniencia de adoptar decisiones todos los años. Por ejemplo, tomando como criterio que una vez decidida una inversión de un parque eólico o fotovoltaico alcanzan dos años para disponer de la energía asociada, una buena práctica sería que todos los años

El contenido de este artículo es de entera responsabilidad de sus autores, y no refleja necesariamente la posición de las instituciones de las que forman parte.

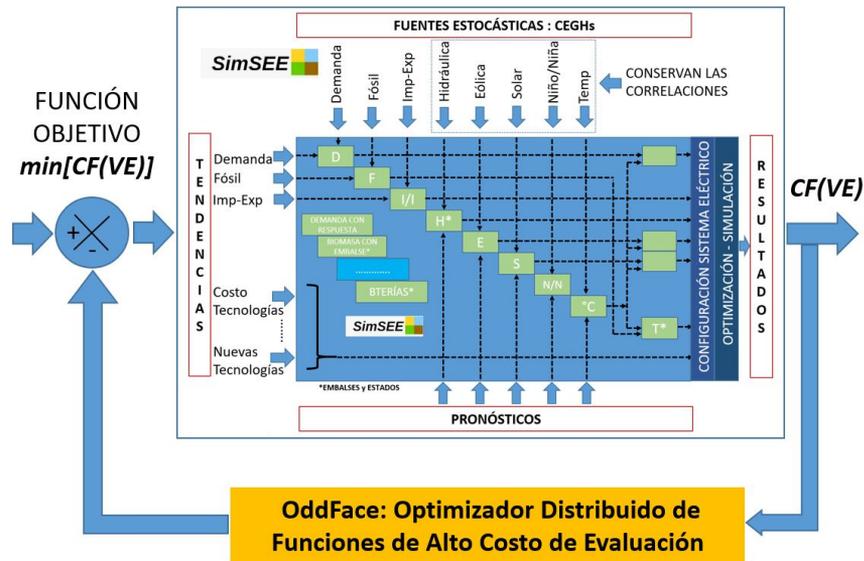


Figura 1: Esquema de la forma en que el OddFace busca el escenario óptimo de inversiones utilizando SimSEE como calculadora.

se hiciese la PEG de las inversiones que deberán estar operativas en un par de años. En dicho contexto la adopción de una ventana de tiempo decenal para realizar el estudio de inversiones es solo a los efectos de otear el horizonte, y son los primeros años de todo estudio de PEG los relevantes.

En [1] se presentó una metodología para estudiar el Costo de Arrepentimiento asociado a posibles planes de expansión y se usó como ejemplo la PEG de la ventana decenal 2024-2033 [2]).

Las herramientas utilizadas para el presente estudio son el *SimSEE* [3] y el OddFace [4]. La primera, es un simulador que integra todas las componentes de un sistema eléctrico y en particular modela las incertidumbres de los recursos en función de su historia estadística (fuentes CEGH [5]) que se combina con las correspondientes hipótesis de proyecciones de tendencia. La segunda, es un optimizador que utiliza algoritmos genéticos convencionales para identificar un conjunto de inversiones modulares, en cierta ventana de tiempo, con el objetivo de minimizar el costo futuro en valor esperado de cada escenario de inversión. En la Fig. 1 se puede observar un esquema de la forma en que el OddFace busca el escenario óptimo de inversiones utilizando SimSEE como calculadora.

2. Sistema a Expandir

En la Fig. 2 se muestra un esquema general de la sala SimSEE utilizada. Básicamente es un equivalente simplificado de la sala utilizada por la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (ADME) en el estudio estacional (PES) de mayo de 2023 [6]. En el apartado A se describen los aspectos medulares del sistema modelado y de la sala SimSEE, la cual se puede bajar en SalaPEG34.

Al igual que para la PEG33, en la PEG34 las hipótesis que determinan los escenarios principales están asociados a la demanda futura.

Por una parte, ADME prevé una Demanda Horaria (DH) de 1.387 MW-m en el año 2024, llegando a 1.672 MW-m en el año 2034. Por otra parte ADME incorpora en el escenario base una demanda de 45 MW planos a partir de 2023. Ambas demandas conforman la Demanda Estructural (DE) prevista y que en este trabajo define el escenario de Baja Demanda BaseB.

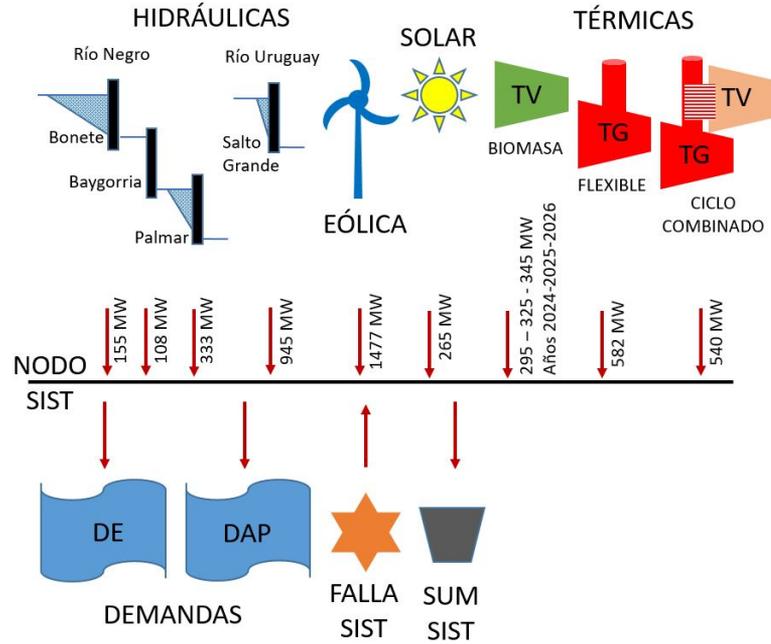
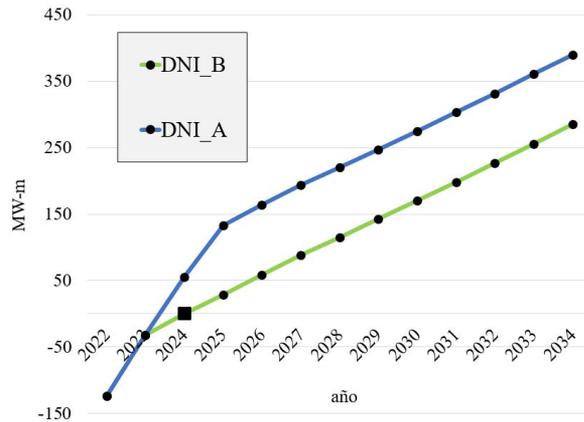


Figura 2: Esquema general de la sala SimSEE utilizada.

Año	DH	Plana	DE	DAP	Plana	DNI_A	DNI_B
2022	1309	0	1309	0	0	-124	-124
2023	1355	45	1400	0	45	-32	-32
2024	1387	45	1432	55	100	55	0
2025	1415	45	1460	105	150	133	28
2026	1446	45	1491	105	150	164	59
2027	1476	45	1521	105	150	194	89
2028	1502	45	1547	105	150	220	115
2029	1529	45	1574	105	150	247	142
2030	1557	45	1602	105	150	275	170
2031	1585	45	1630	105	150	303	198
2032	1614	45	1659	105	150	331	226
2033	1643	45	1688	105	150	360	255
2034	1672	45	1717	105	150	390	285

(a) Potencias medias [MW-m]



(b) Demandas Netas Incrementales

Figura 3: Demandas y Demandas Netas Incrementales respecto al año 2024.

Finalmente, ADME considera una Demanda Adicional Plana (DAP) que, sumada a los 45 MW del año 2023, supondrían en conjunto 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025 de demanda plana [6], lo que configura el escenario de Alta Demanda BaseA.

La Tabla. 3a muestra los MW-m de las demandas referidas y en la Fig. 3b se muestran las Demandas Netas Incrementales respecto a la Demanda del año 2024 entre los dos escenarios de expansión a analizar.

3. Criterios para la Expansión

Los criterios y tecnologías considerados para la PEG34 son:

- Expansión Soberana que garantiza el abastecimiento aun con fronteras cerradas.
- Tecnologías de Expansión (Fig. 4a):
 - Eólica y Solar con un Pago por Potencia (PP) de 40 USD/MWh-d con factores de planta de 41 y 22% respectivamente.
 - Turbinas Flexibles de ciclo abierto (TGs) de 50 MW, PP de 18 USD/MWh-d y costos variables (cv) de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl indexados 100% con el costo del petróleo.
 - Ciclos Combinados (CC) de 180 MW, PP de 23 USD/MWh-d con cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl indexados 100% con el costo del petróleo.
 - Modelo del precio del barril de petróleo tendenciales de la EIA 2023 (ver Fig. 5) que determinan para el año 2034 un valor de 89 USD/bbl. Con los valores del Modelo adoptado para el barril de petróleo WTI, resultan los costos variables de las TGs y del CC mostrados en la Tabla.
- Energía de Sumidero (Excedentes) con valorización nula.

En la Fig. 4b se muestran los Gradientes de Inversión¹ (GI) en [pu] de las cuatro Tecnologías de Expansión para el escenario de Baja Demanda BaseB, que al mostrar valores positivos para eólica y solar, indican la conveniencia económica de instalar generación de dichas fuentes. En el escenario de Alta Demanda BaseA esta señal (no mostrada) de conveniencia económica es correspondientemente más fuerte.

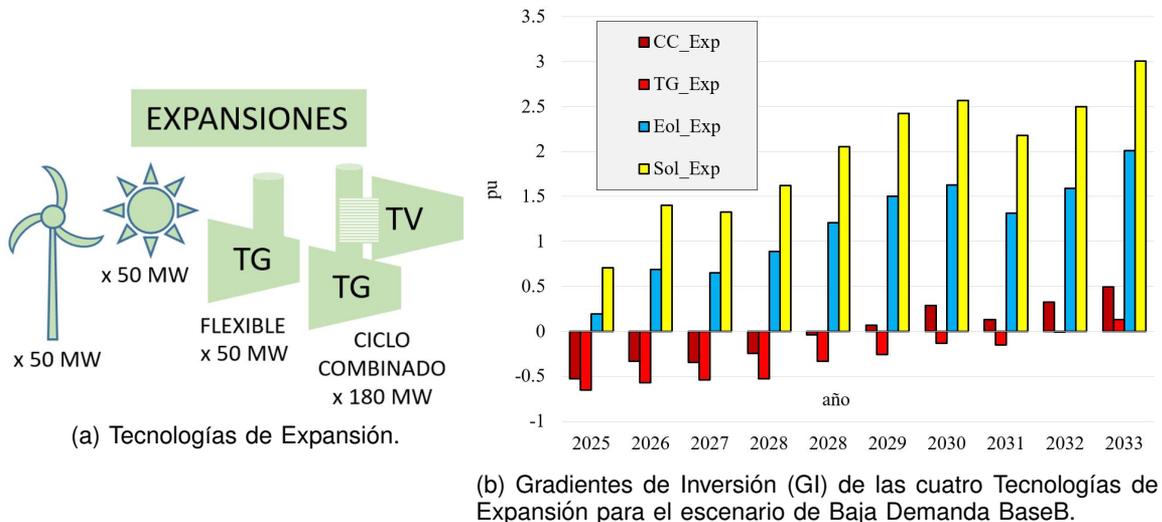


Figura 4: Tecnologías de Expansión y sus Gradientes de Inversión.

En la Fig. 6 se pueden observar las ventanas de **Optimización de la Política de Operación** y de **Simulación** que hace SimSEE para evaluar el costo futuro en valor esperado del sistema (CFVE) que usa el OddFace a los efectos de buscar el óptimo. Asimismo se observan los diez

¹El Beneficio por Sustitución (BPS) es el beneficio que recibe un generador por vender un MWh. El generador recibe el ingreso marginal $cmg \text{ USD/MWh} \times 1 \text{ MWh}$ y paga el costo variable $cv \text{ USD/MWh} \times 1 \text{ MWh}$. El Beneficio Neto (BN) es el saldo neto que le queda al generador luego de recibir el BPS y pagar el costo el fijo $PP \text{ USD/MWh-d} \times 1 \text{ MWh}$ por el MWh que tenía disponible para el Sistema. El Gradiente de Inversión (GI) es el cociente BN/PP . Un GI menor que cero, indica que el Sistema no remunera el último MW instalado. Por lo tanto, en un sistema óptimo, una tecnología se expande mientras que su GI sea mayor que cero.

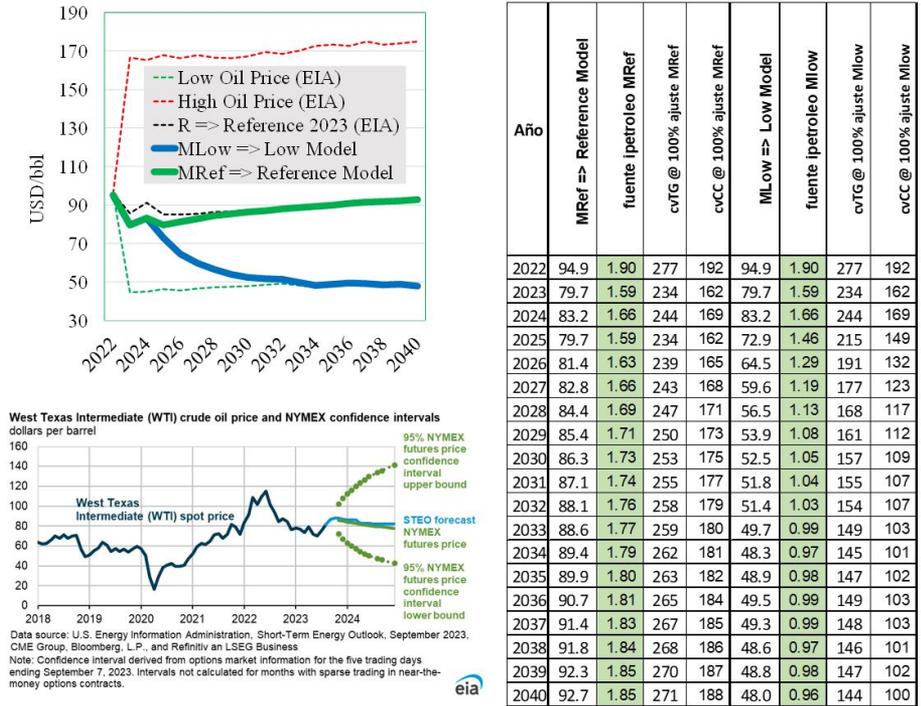


Figura 5: Modelado del costo del Barril de Petróleo WTI y cv de las TGs y CC. El Modelo del WTI se construye a partir de la proyección 2023 y 2024 (corto plazo) y de largo plazo (Reference) de la IEA. El ajuste entre los valores de corto plazo y de largo plazo a partir del año 2025 se hicieron asumiendo un decaimiento anual de 70 % de la diferencia entre el Modelo y la tendencia de largo plazo de acuerdo con la ec. $M(i + 1) = R(i) + 0,7x[M(i) - R(i)]$ [7].

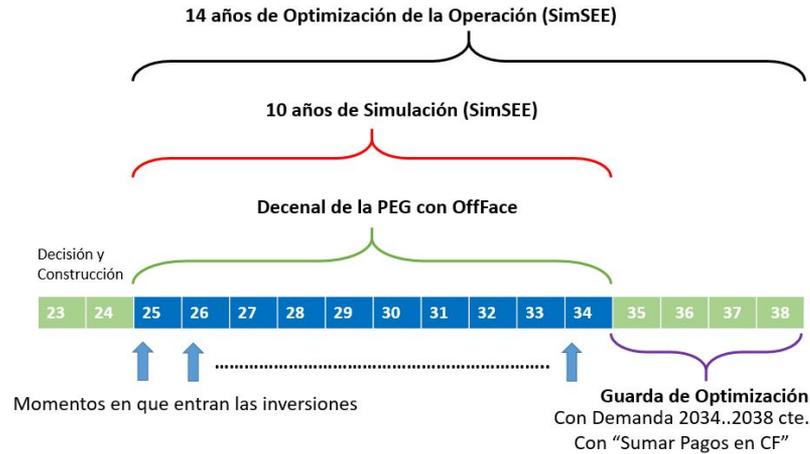


Figura 6: Esquema general de la optimización OddFace.

momentos de inversión, cada uno al principio de cada uno de los diez años del Decenal de Expansión en consideración.

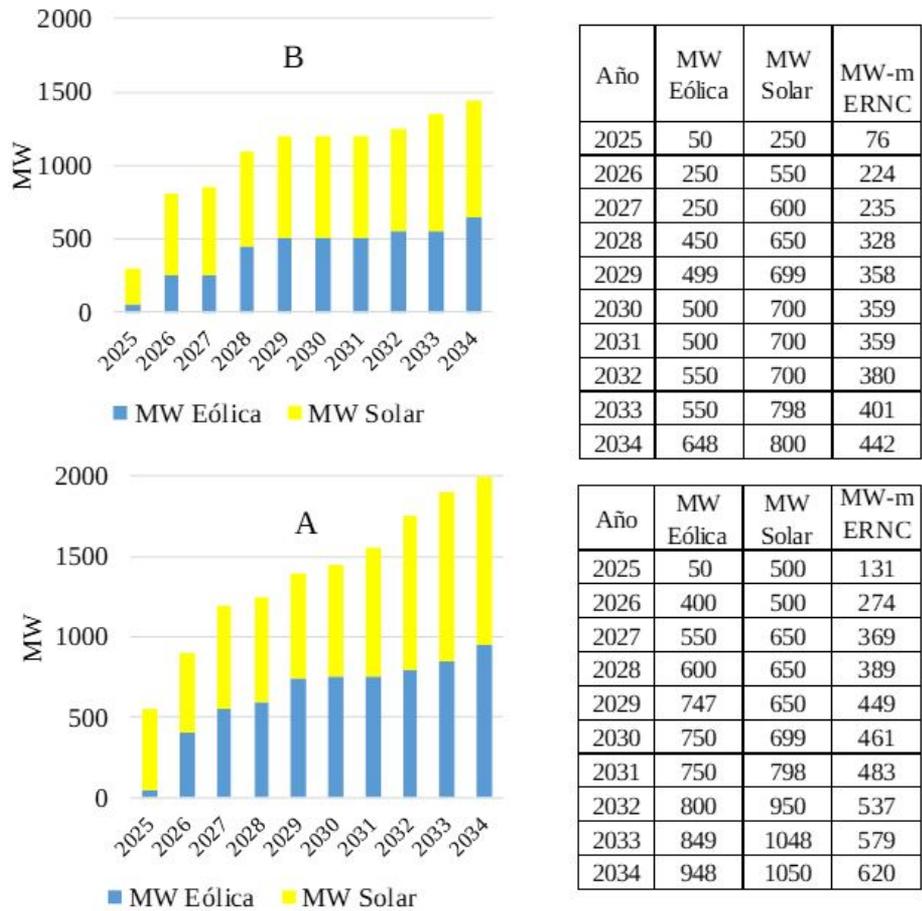


Figura 7: Expansiones óptimas A del escenario BaseA y B del escenario BaseB.

4. Resultados

En la Fig. y Tab. 7 se muestran las dos expansiones decenales óptimas obtenidas con el OddFace. En las dos expansiones se verifica que solo se instalan ERNC. En la Fig. 8 se muestran las ERNC de cada escenario expandido y las DNI respectivas. Como es de espera, a medida que aumenta la demanda sube las cantidad de ERNC óptimas a ser instaladas. En la Fig. 9 se observa la ERNC total instalada y el porcentaje de Eólica respecto al total de ERNC. Notar que ambas expansiones óptimas llevan el porcentaje de la Eólica respecto al total de ERNC a valores similares. En la Fig. 10 se observan los valores medios anuales de generación por fuente para las expansiones B y A, y el detalle de la generación por fuente del año 2023. Observar que para los valores de PP de 40 USD/MWh y cv de la térmicas considerados, se verifica la actual condición en 2023 y en valor esperado, de un despacho muy reducido de térmicas. Si bien por varios años no se visualiza a nivel operativo y desde el punto de vista de la ocurrencia de fallas y/o problemas para garantizar el abastecimiento [8], con seguridad dentro de una década se requerirán hacer estudios más detallados y se deba ir adaptando el valor de Falla considerado en la optimización de la expansión.

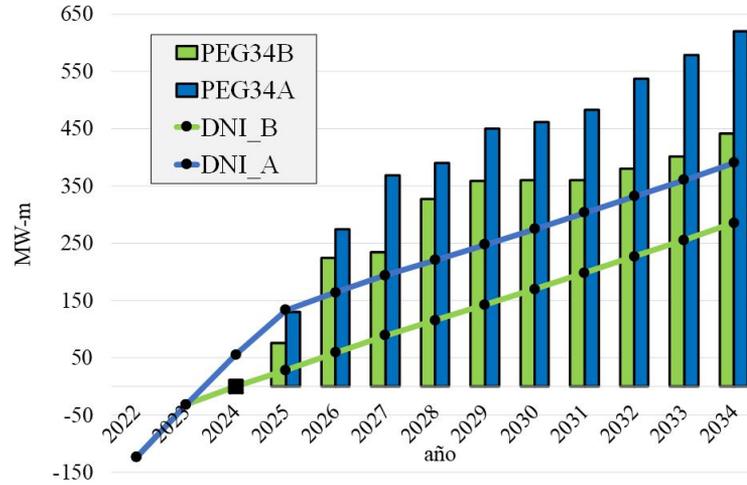
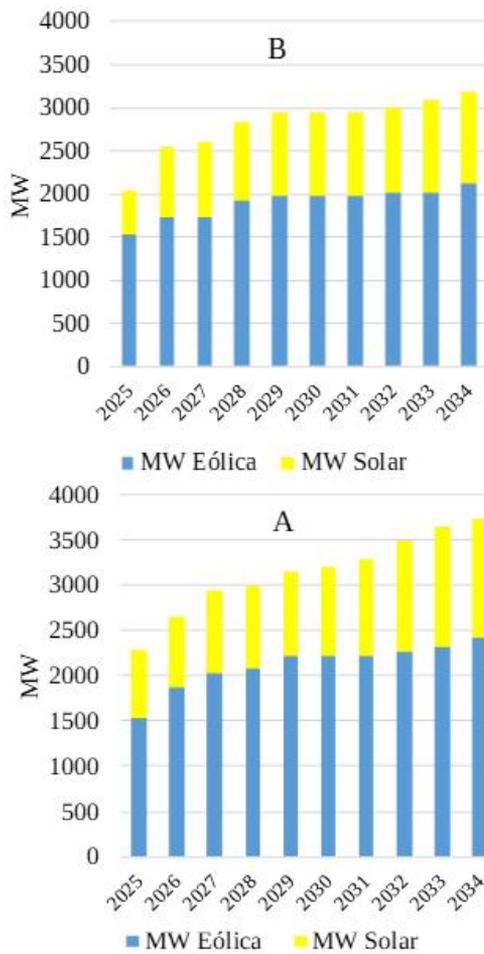


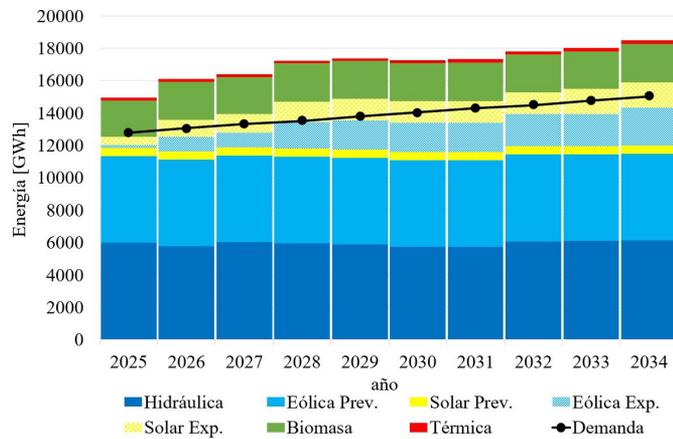
Figura 8: Expansiones óptimas y Demandas Netas Incrementales.



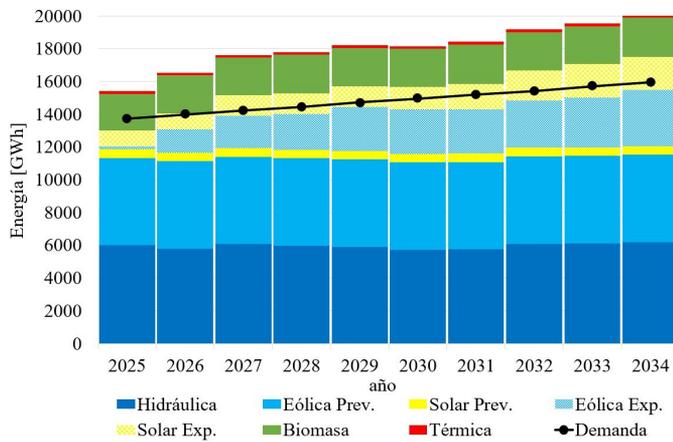
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	% MW-m Eólica
2025	1527	515	739	85%
2026	1727	815	887	80%
2027	1727	865	898	79%
2028	1927	915	991	80%
2029	1976	964	1022	79%
2030	1977	965	1023	79%
2031	1977	965	1023	79%
2032	2027	965	1043	80%
2033	2027	1063	1065	78%
2034	2125	1065	1106	79%

Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	% MW-m Eólica
2025	1527	765	794	79%
2026	1877	765	938	82%
2027	2027	915	1032	81%
2028	2077	915	1053	81%
2029	2224	915	1113	82%
2030	2227	964	1125	81%
2031	2227	1063	1147	80%
2032	2277	1215	1201	78%
2033	2326	1313	1243	77%
2034	2425	1315	1284	77%

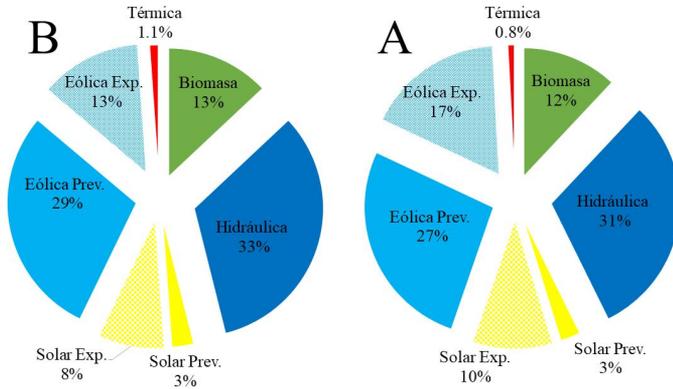
Figura 9: ERNC total instalada y porcentaje de MW-m de Eólica respecto al total de ERNC.



(a) Generación media anual por fuente de la expansión B.



(b) Generación media anual por fuente de la expansión A.



(c) Generación por fuente en el año 2034 resultantes de las Expansiones B y A.

Figura 10: Generación media anual por fuente y en el año 2034 de la expansión B y A.

5. Conclusiones

Cada ejercicio de PEG tiene en cada momento diferentes circunstancias que considerar. En el caso particular del ejemplo PEG34, nuevamente y al igual que en la PEG33, las hipótesis que se presentan como más desafiantes es la determinación de la Demanda Neta Incremental de los próximos años.

Para completar la información necesaria para poder tomar decisiones, se debe realizar un estudio de *Costos de Arrepentimiento* y alguna verificación en lo que refiera a las eventuales *Fallas* de suministro. Sin embargo lo que sí resulta claro del ejemplo de PEG estudiado y para las hipótesis consideradas, es que con seguridad el camino para Uruguay sigue siendo expandir con ERNC.

En el presente estudio se adoptó un valor de PP de la Eólica y Solar de expansión de 40 USD/MWh. Es claro que para otros valores de PP los resultados cambiarán. De cualquier forma, bastaría hacer una convocatoria acotada (ya sea de compra de plantas llave en mano o energía) y poder conocer con certeza los precios posibles para Uruguay. Una vez conocidos, se puede ajustar la compra final rehaciendo las cuentas. Como se mencionara en el inicio del trabajo, la modularidad de las ERNC son una de sus virtudes, y en principio estando medianamente preparado con la selección de sitios etc. es posible en Uruguay que en un par de años una decisión se convierta en una realidad.

Respecto a las conclusiones esbozadas en lo que refiere al sistema Uruguayo, en principio ningún resultado es extrapolable a otro país ya que cada sistema tiene recursos diferentes. En particular la alta penetración de ERNC de Uruguay se debe a que se tiene suficiente capacidad hidráulica como para permitir incorporar importante cantidad de ERNC que a su vez están muy bien correlacionadas con la demanda diaria (solar) y estacional (eólica).

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla and Ximena Caporale, "Costo de arrepentimiento de la planificación de la expansión de la generación decenal 2024-2033 de Uruguay," *Reportes Técnicos del Grupo Energía Eléctrica - GEE. Departamento de Potencia-IIE-FIng-UdelaR*, vol. 3, no. 8, pp. 1–14, dec 2022, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22a>.
- [2] Gonzalo Casaravilla and Ximena Caporale, "Propuesta metodológica para la planificación decenal de la expansión de la generación de Uruguay," *Reportes Técnicos del Grupo Energía Eléctrica - GEE. Departamento de Potencia-IIE-FIng-UdelaR*, vol. 3, no. 7, pp. 1–12, nov 2022, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22>.
- [3] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Pablo Alfaro, "Simsee - simulador de sistemas de energía eléctrica - proyecto pdt 47/12," *Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica*, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2006/CCA06/> y <https://simsee.org/>.
- [4] Ruben Chaer and Gonzalo Casaravilla, "Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica," *Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay*, 2010, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10>.
- [5] Ruben Chaer, "Fundamentos de modelo cegh de procesos estocásticos multivariados," *Tech. Rep., IIE-Fing, UdelaR*, 2011, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2011/Cha11>.
- [6] ADME, "Programación estacional mayo-octubre 2023," 2023, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES_Mayo23.pdf.
- [7] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Ximena Caporale, "Planning of generation investments with risks of severe infrequent events," in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020, pp. 1–6.
- [8] ADME, "Garantía de suministro 2023," 2023, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_202/Informe_GS2023_v5.pdf.
- [9] ADME, "Reprogramación estacional (pes)," 2022, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.pdf.

Apéndice A

Sistema Eléctrico Simulado y Sala SimSEE

La sala SimSEE utilizada para el presente estudio se puede bajar de SalaPEG34. El paso de simulación es semanal con cuatro postes de 5, 30,91 y 42 horas. La ventana de simulación es del año 2025 al 2034. De deja una guarda de optimización de 4 años durante los cuales se mantiene el nivel de demanda en el valor del último año de la simulación (2034). En el apartado 2 se describen los escenarios de demanda, y en todas las demandas (DE y DAP) se establecen dos escalones de falla, el primero de 5 % y 600 USD/MWh, y el restante 95 % de 2400 USD/MWh.

A.1. Sistema Hidráulico

El sistema cuenta con las tres represas hidráulicas con embalse significativo modeladas como tales (Salto Grande de 945 MW, Palmar de 333 MW y Bonete con 155 MW), una represa de pasada y modelada como tal (Baygorria de 108 MW). Las disponibilidades programadas en la sala son:

- Salto Grande: todo el tiempo una de las 14 máquinas está indisponible.
- Bonete: Del 15/9 al 28/9 (2 semanas) sale una de las cuatro máquinas.
- Baygorria: Del 1/9 al 5/10 (5 semanas) sale una de las tres máquinas.
- Palmar: Del 15/4 al 28/4 (2 semanas) y del 6/10 al 19/10 (3 semanas) sale una de las tres máquinas.

Luego en los que respecta a penalidades:

- Salto Grande: erogado mínimo de 450 m³/s (por paso de tiempo) y de cota mínima.
- Bonete: erogado mínimo de 80 m³/s y de cota mínima.
- Palmar: erogado mínimo de 120 m³/s de diciembre a marzo (por paso de tiempo) y de cota mínima.

A.2. Eólica y Solar

- Eólica: 1477 MW con factor de planta de 41 %.
- Solar: 265 MW (que incluye los 29 MW de Punta del Tigre que entrarían en 2024) con factor de planta de 22 %.

A.3. Térmicas

El costo variable y su indexado con el precio del barril de petróleo es el mismo que el considerado para los actores de expansión ya descrito en el apartado 3. En todas las térmicas se considera derating térmico.

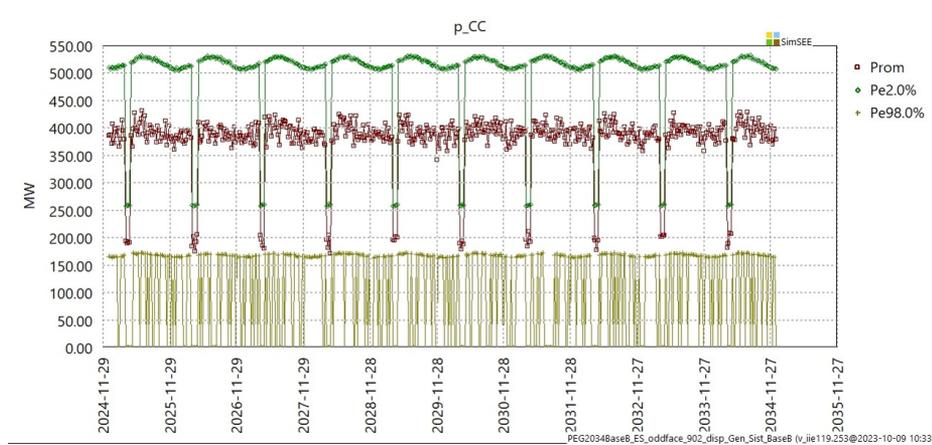
Para el Ciclo Combinado (CC) de 540 MW se considera en mantenimiento una de sus dos TGS todos los años. En la Fig. 11a se puede apreciar la disponibilidad anual. Observar cómo modula el derating térmico en cada estación del año.

A los efectos de simplificar la Sala se simuló a partir de un equivalente térmico² de toda la generación autodespachada de origen biomásico (incluye UPM2) y otro equivalente térmico de las máquinas sujetas a despacho.

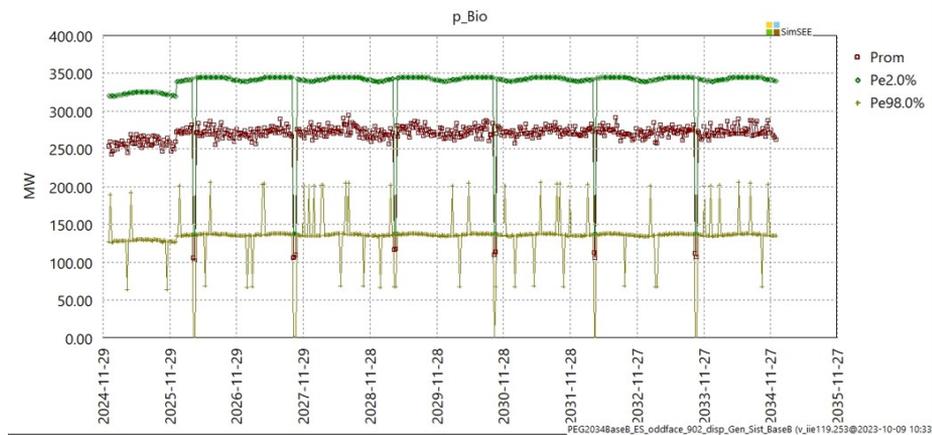
- Biomasa: equivalente a 5 Turbinas de Ciclo Abierto (TGFlex) de 59/65/69 MW (lo que da 295/325/345 MW) para los años 2024/2025/2026 con un factor de disponibilidad (fd) de 80 %. Los valores crecientes año a año de potencia están asociados a las etapas de entrada de UPM2. Mantenimiento de 3 de las 5 máquinas modeladas cada 18 meses (asociado básicamente a UPM2). En la Fig. 11b se puede apreciar la disponibilidad anual.

²Los equivalentes térmicos se sintetizaron determinando la cantidad de máquinas, potencia nominal y factor de disponibilidad, que reproducen las curvas de disponibilidad de potencia de 2% y 98% de excedencia, equivalentes a los de las salas de simulación SimSEE completas utilizadas por el operador del sistema [9].

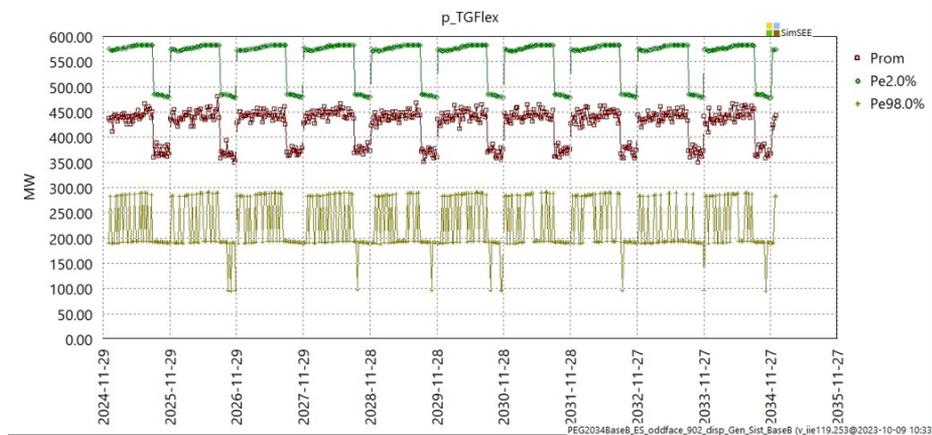
- TG Flexibles equivalentes a 6 x 97 MW (582 MW) con un fd de 77 %. Mantenimiento de 1 de las 6 máquinas modeladas cada setiembre. En la Fig. 11c se puede apreciar la disponibilidad anual.



(a) Disponibilidad del Ciclo Combinado (CC).



(b) Disponibilidad de la Biomasa Autodespachada.



(c) Disponibilidad anual de Máquinas Flexibles (TGs).

Figura 11: Disponibilidad anual de Térmicas.