

Planificación de expansión

Grupo 8:

Rocío Cortizas
Emiliano Hernández
Guillermo Lima

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 asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

Índice

1. Objetivos	3
2. Hipótesis de trabajo	4
3. Metodología	5
3.1. Sala utilizada	5
3.2. Generadores	5
Térmica	9
Eólica y Solar	10
3.3. OddFace	13
4. Resultados	15
5. Conclusiones	21

1.Objetivos

El objetivo general de este trabajo es estudiar la expansión de un sistema de generación con generadores eólicos y solares fotovoltaicos, en un escenario con demanda constante y un sistema hidrotérmico equilibrado mediante el uso del software SimSEE. En este estudio se utiliza un generador hidráulico al cual se le varía su capacidad de embalse, con el fin de evaluar los diferentes escenarios de expansión obtenidos en cada caso.

Los objetivos específicos son:

- Creación de una sala de mediano plazo postizada, de paso semanal, con demanda anual constante y con sus respectivas fuentes en el software SimSEE.
- Crear los distintos actores de generadores eólicos, solares, térmicos e hidráulicos en SimSEE. Para el generador hidráulico, crear varios actores con distintos tamaños de embalse.
- Encontrar la potencia necesaria a instalar de generadores térmicos (turbina de gas) para tener un sistema hidrotérmico equilibrado.
- Obtener un plan de expansión óptimo del sistema, mediante el uso del OddFace, con generadores eólicos y solares fotovoltaicos.
- Comparar los distintos escenarios de expansión, obtenidos a partir de variar la capacidad del embalse del generador hidráulico.

2. Hipótesis de trabajo

Se emplea una sala de mediano plazo, de paso semanal y postizada. El sistema analizado cuenta con una demanda caracterizada por la curva anual de la demanda uruguaya y una energía anual de 13706 GWh obtenidos a partir de proyectar al 2030 la energía consumida en Uruguay en 2019 con un crecimiento anual de 2%. Inicialmente, esta demanda es parcialmente satisfecha con generadores térmicos e hidráulicos.

El generador hidráulico diseñado, tiene una potencia instalada igual al 40% del pico de la demanda. Los distintos escenarios que se evaluarán varían la capacidad de embalse, dejando fija la capacidad de generación, cambiando así su autonomía. Su capacidad de almacenamiento de agua será de 0, 10 y 20 semanas, lo que significa que en caso de que el embalse no reciba ningún aporte por lluvias, la central podrá estar generando energía esa cantidad de tiempo hasta llegar a su cota mínima.

El generador térmico se determina para que el sistema esté en equilibrio en cada escenario. Se instalan turbinas de gas de 80 MW hasta que el gradiente de inversión se anule. Como criterio se tomó que el sistema está en equilibrio cuando el promedio del gradiente de inversión en el año de evaluación es lo más cercano a cero.

Por tal motivo, para distintas capacidades del embalse del generador hidráulico, tendremos distinta potencia instalada de generadores térmicos, obteniendo así tres escenarios diferentes. Los distintos escenarios son:

Escenario 1: Hidroeléctrica de pasada

Escenario 2: Hidroeléctrica con embalse de 10 semanas de autonomía

Escenario 3: Hidroeléctrica con embalse de 20 semanas de autonomía

Por lo dicho anteriormente, en los distintos escenarios partimos de la base de un sistema hidrotérmico equilibrado.

Se expande este sistema con generadores eólicos y solares fotovoltaicos. Los costos considerados para la instalación de estos, así como los costos de operación y de mantenimiento, son valores medios del análisis de costos nivelados de energía de Lazard, restándole los subsidios estatales correspondientes. También los precios de pago por energía equivalente de los generadores eólicos y solares fotovoltaicos son tomados de esta fuente.

3. Metodología

3.1. Sala utilizada

La sala utilizada es de paso semanal y tiene un horizonte de simulación de 1 año, y un horizonte de optimización de 4 años. Está postizada con postes de 5, 30, 91 y 42 horas.

El sistema se simuló utilizando un único nodo, al cual se conectaron los distintos actores de la sala que son la demanda y los distintos generadores.

Al simular en SimSEE la demanda descrita en el apartado anterior, se obtuvo que esta en sus picos ronda los 2500 MW. Con este valor, pasamos a diseñar los distintos generadores de la sala.

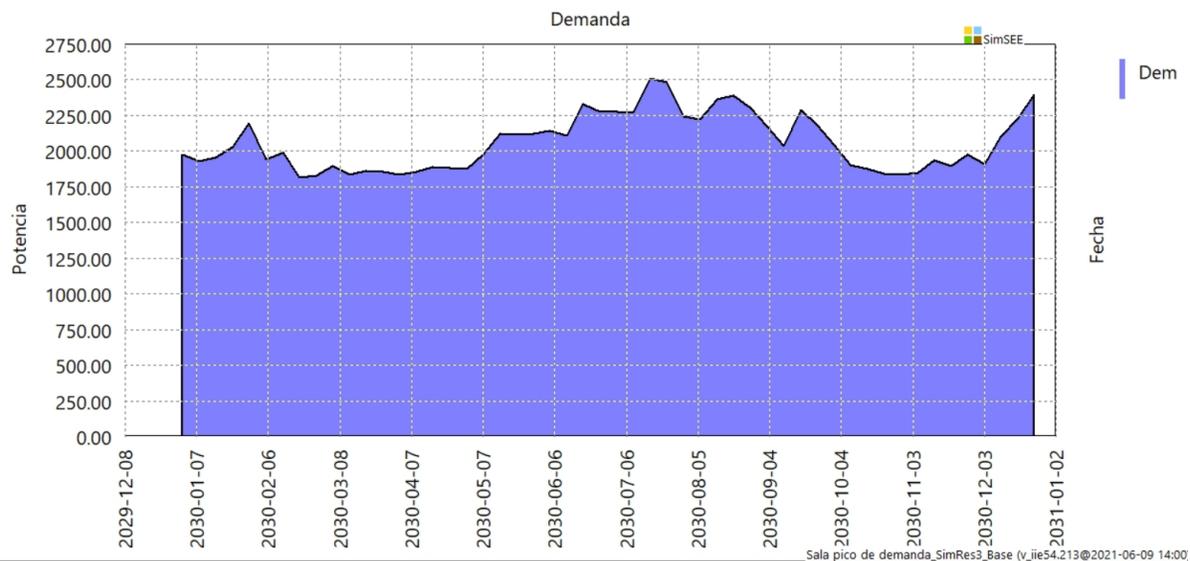


Figura 3.1. Simulación demanda a partir de año base.

3.2. Generadores

Como se mencionó anteriormente, la central hidroeléctrica, tiene una potencia instalada igual al 40% del pico de la demanda, lo que implica unos 1.070 MW. Consta de 14 unidades generadoras, que entrega cada una 76,6 MW. Las cotas mínimas y máximas de operación de la central son 60 y 80m respectivamente y la cota de descarga de 28m. El caudal nominal por cada turbina es de 170m³/s.

Cota mínima operación[m]	60
Cota máxima operación[m]	80
Puntos cota-volumen h[m]	60.00; 70.00; 80.00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0.00; 4959.00; 14394.00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	28
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0.0021
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	-3.6E-7
Rendimiento[p.u.]	0.87
Potencia máxima generable[MW]	76.6
Caudal máximo turbinable[m3/s]	170
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m3/s]	6.2986
Cb filtración[m2/s]	0.255
Qa muy seco[m3/s]	140
Cota mínima para vertimiento[m]	86
Cota máxima para vertimiento[m]	66
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	7630

Figura 3.2. Parámetros de diseño generador hidráulico.

Para el diseño de los volúmenes de embalse con la autonomía requerida se simuló en cada caso un escenario en el que el embalse comenzase en la cota máxima y con aportes nulos en un sistema con una demanda muy alta para que generase siempre la máxima potencia posible y se graficó el nivel del embalse. Así se fue variando el volumen del embalse hasta que el mismo llegue a la cota mínima de operación en 10 y 20 semanas para cada caso.

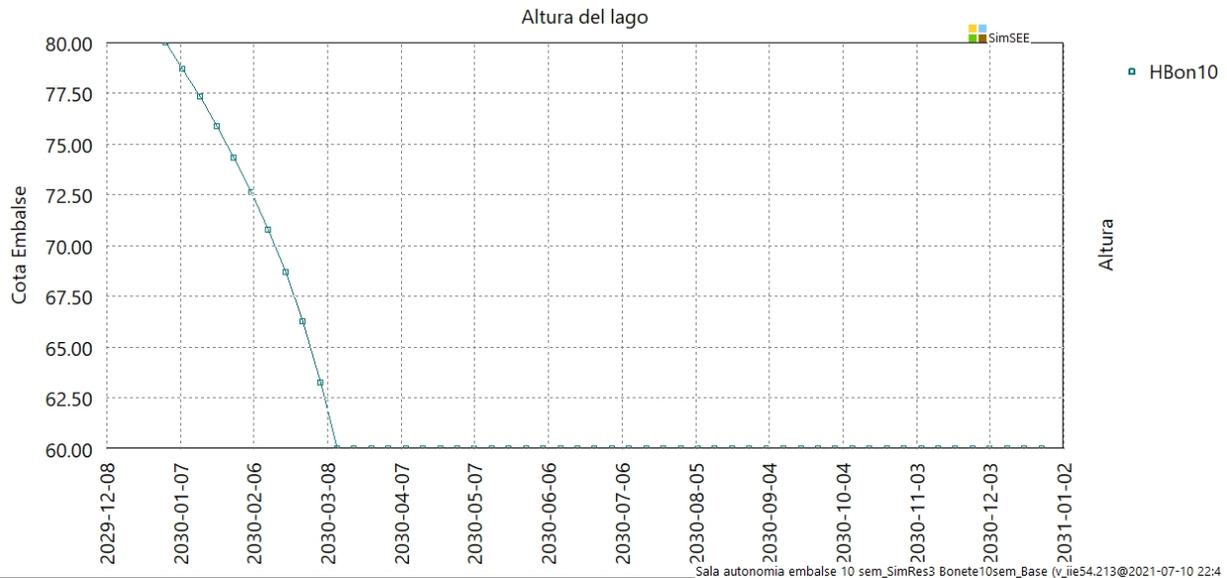


Figura 3.3. Simulación vaciado embalse (autonomía 10 semanas).

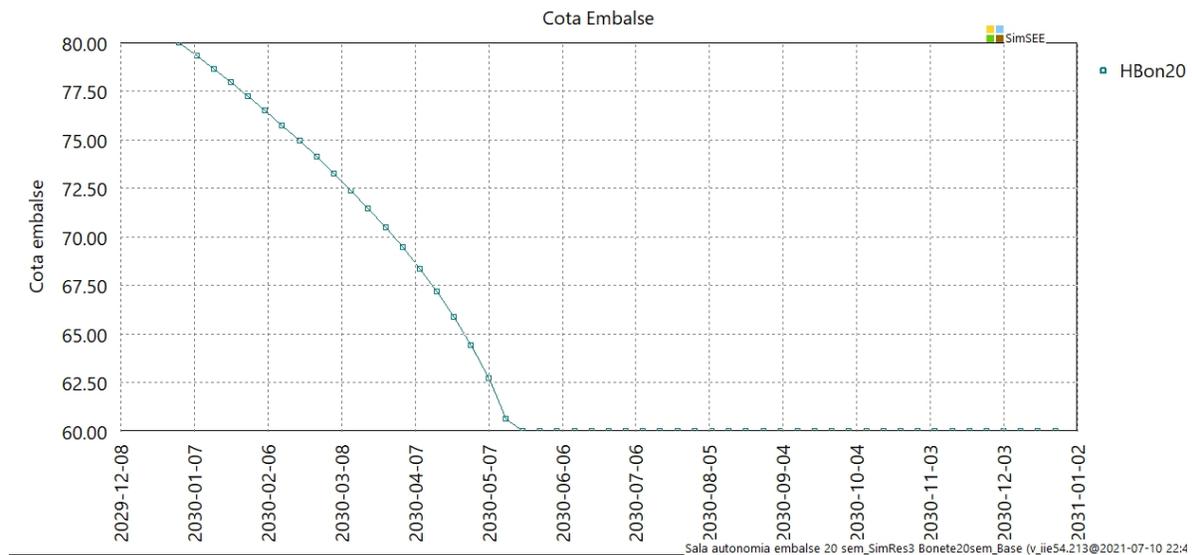


Figura 3.4. Simulación vaciado embalse (autonomía 20 semanas).

Para los aportes al embalse se utilizó una fuente sintetizador CEGH con los aportes de bonete multiplicados por un factor tal que se verificase que el factor de capacidad de la central en el sistema simulado estuviese entre 0,4 y 0,5. Dicho factor resultó ser 3.

Con el fin de independizarse del efecto de la cota inicial del embalse en la simulación de todo el sistema, se supuso una cota inicial del embalse de 70m con un error aleatorio de ± 10 m.

La potencia térmica instalada se determinó agregando unidades de 80MW en una sala con el generador hidráulico y la demanda descrita anteriormente hasta que el promedio del gradiente de inversión de esta tecnología en el año de simulación fuera lo más cercano a cero. Los costos considerados para esta tecnología se desarrollan en la siguiente sección.

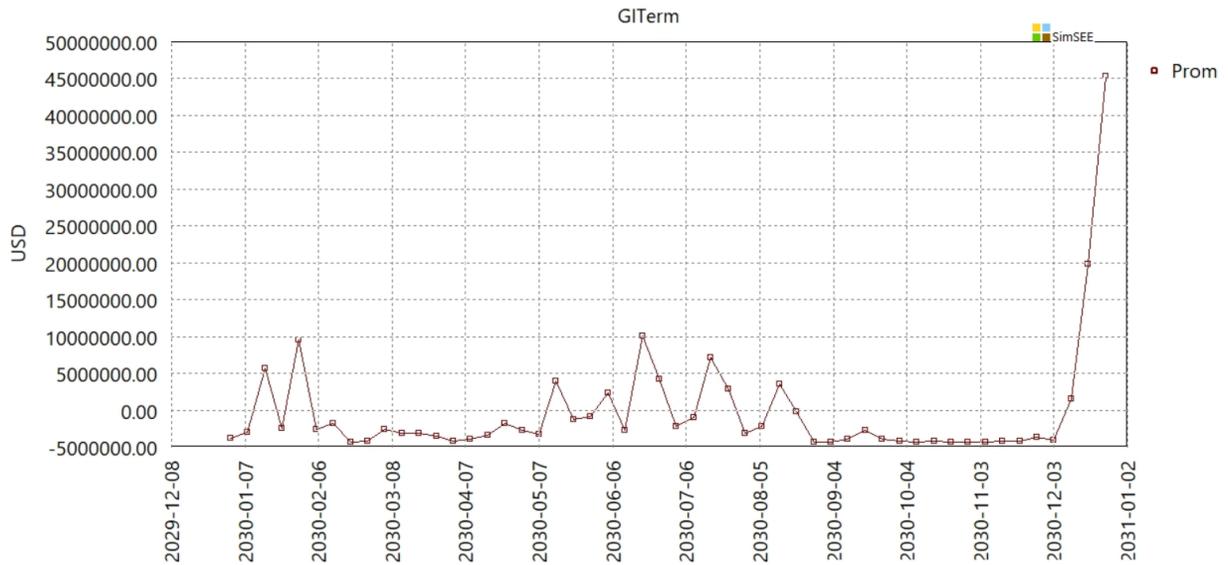


Figura 3.4. Gradiente de inversión de Térmica en sala con hidroeléctrica de autonomía 0 semanas. 27 unidades de 80MW instaladas.

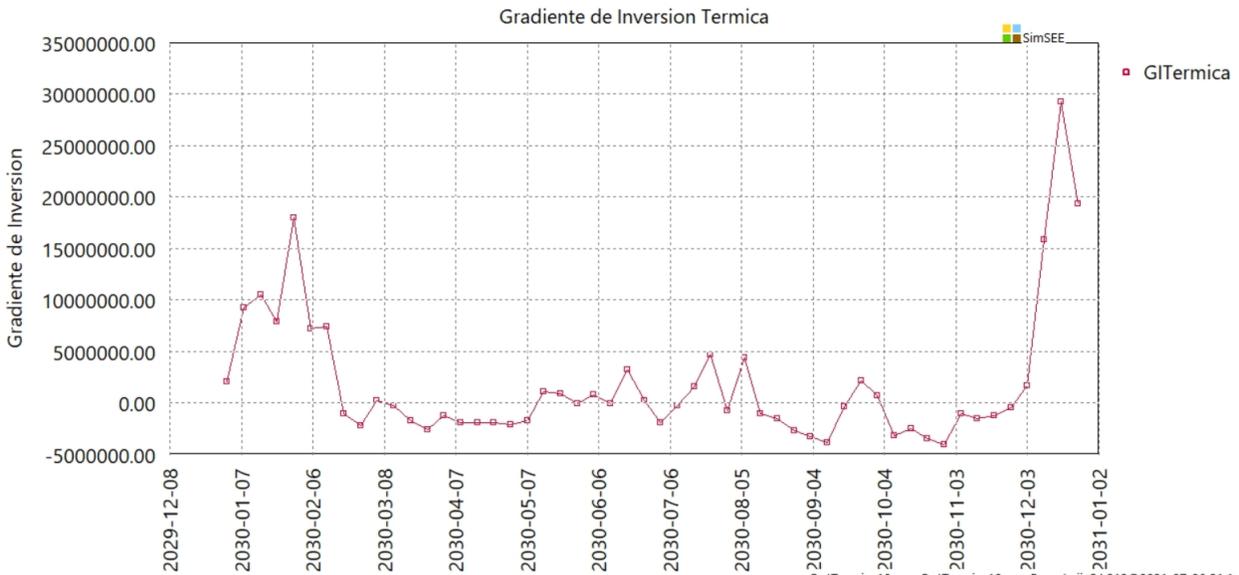


Figura 3.5. Gradiente de inversión de Térmica en sala con hidroeléctrica de autonomía 10 semanas. 25 unidades de 80MW instaladas.

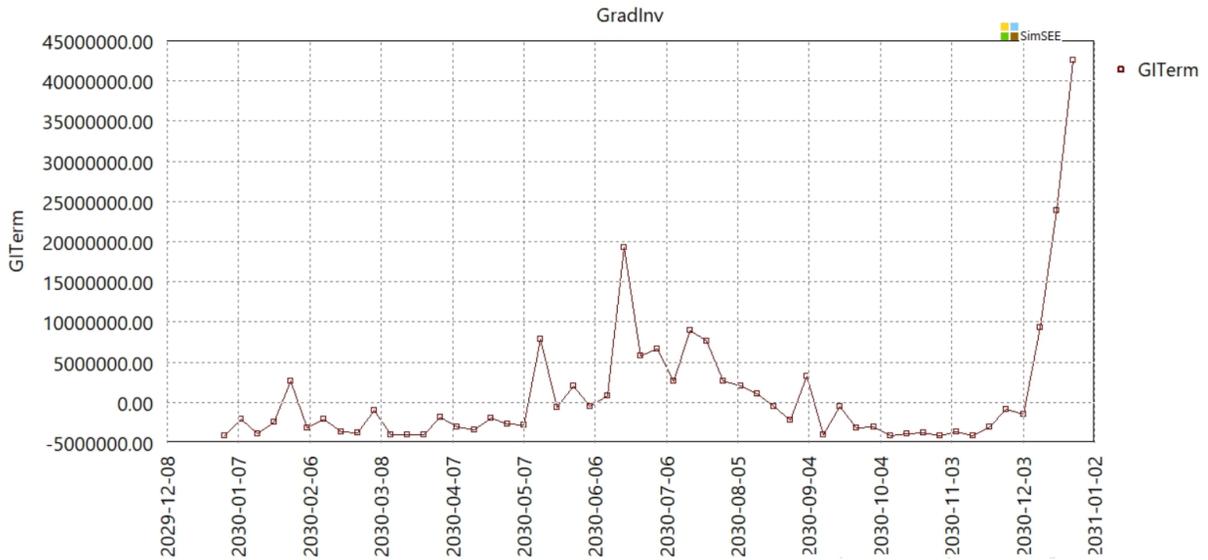


Figura 3.5. Gradiente de inversión de Térmica en sala con hidroeléctrica de autonomía 20 semanas. 26 unidades de 80MW instaladas.

En la tabla a continuación, se presenta un resumen de las potencias instaladas de generadores térmicos en los distintos escenarios, así como las capacidades de embalse determinadas:

Escenario	1	2	3
Embalse (Hm ³)	-	14394	28788
P _{térmica} (MW)	2160	2000	2080

Tabla 3.1. Capacidad de embalse y potencia térmica instalada en los distintos escenarios.

En las próximas secciones, se desarrolla sobre los generadores térmicos, solares y eólicos.

Térmica

Para poder realizar las correspondientes optimizaciones se debió contar con los costos asociados a las distintas fuentes energéticas, a saber, sus costos fijos y sus costos variables.

Al considerar la energía térmica, se definió el LCOE de la siguiente manera:

$$LCOE = CV + \frac{PP}{fc}$$

Donde:

- CV son los costos variables.
- PP es el pago por potencia.
- fc es el factor de convocatoria.

Los CV se obtuvieron de “Programación estacional mayo -octubre 2020,” Tech. Rep., ADME, Apr. 2020, considerando valores de CV no combustibles medios, entre los allí presentados.

El factor de convocatoria se definió como 1, considerando que siempre que dichas fuentes puedan ser convocadas, se las convocaría.

Por su parte, el PP se calculó conforme a la siguiente ecuación:

$$PP \text{ (USD/MWh)} = \frac{A}{Ed} = \frac{\frac{Co}{qa,n} + COM}{P \times 8.760 \times FD}$$

Donde:

- A es la anualidad de la inversión (en esa fuente energética).
- Ed es la energía disponible.
- Co es el costo de la inversión.
- qa,n es un factor que depende del actualizador de la inversión.
- COM son los costos de O&M.
- P es la potencia entregada por la fuente.
- FD es el factor de disponibilidad.
- 8.760 son las horas correspondientes a un año.

Los costos de inversión y O&M se obtuvieron como los valores medios de Lazard¹, en su informe de LCOE para distintas tecnologías.

El factor qa,n se fijó en 8.5% al considerar un actualizador del 10% y tiempos de vida de las inversiones de 20 años, mientras que el factor de disponibilidad se fijó en 0.85.

De esta manera se obtuvieron los siguientes costos asociados a las térmicas:

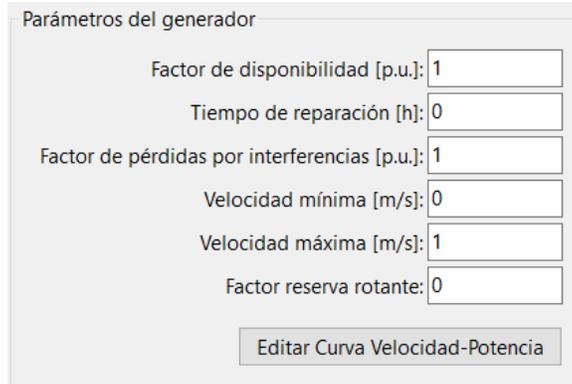
- LCOE = 152.2 USD/MWh
- PP = 14 USD/MWh
- CV combustible = 130 USD/MWh
- Cv no combustible = 18,2 USD/MWh

Estos cálculos se presentan en las planillas adjuntas al informe.

¹ “LAZARD’S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 14.0” - Octubre 2020

Eólica y Solar

Se crearon dos actores de expansión eólica y solar con los siguientes parámetros de diseño y 0 unidades instaladas.



Parámetro	Valor
Factor de disponibilidad [p.u.]	1
Tiempo de reparación [h]	0
Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]	1
Velocidad mínima [m/s]	0
Velocidad máxima [m/s]	1
Factor reserva rotante	0

Editar Curva Velocidad-Potencia

En ambos casos se utilizó como fuente de aportes el sintetizador CEGH de potencia eólica y solar visto en el curso.

Luego se debió definir el valor del pago por potencia (PP).

Este valor se obtuvo conforme a lo señalado por el informe de Lazard de costos nivelizados, utilizando la metodología allí señalada pero adaptando la información a un escenario sin subsidios, tal como lo señalaba la consigna del proyecto.

A tales efectos, se realizaron planillas de flujo de caja para ambas tecnologías, donde se ingresaron los valores de la generación obtenida - considerando el factor de capacidad correspondiente -, los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M), los costos fiscales y financieros.

La metodología para obtener los LCOE de ambas tecnologías fue la siguiente: Completar la planilla con todos los valores excepto el del LCOE, el cual define los ingresos en el flujo de caja. Se ingresó un valor arbitrario de LCOE y se obtuvo una tasa interna de retorno (TIR) correspondiente.

Finalmente, se fijó la TIR deseada en 12% y se hizo variar el LCOE hasta lograr dicho valor.

A continuación se presentan las principales consideraciones realizadas (Key assumptions) para ambas tecnologías.

Como se puede ver allí, se seleccionó el valor medio entre los escenarios más y menos críticos de los principales parámetros, siendo la información obtenida del informe de Lazard. Asimismo, se supuso un aumento progresivo del costo de O&M, para el cual se utilizó una tasa de crecimiento del 2.25% anual.

Se consideró una amortización financiera del 60% de la inversión, asociado a una tasa de interés del 8%, y un costo del capital propio del 12%.

Eólica sin Subsidios		Low End Value: High End Values	
Capacity (MW)	175		
Capacity Factor	47%	55%	38%
fuel Cost (US\$/Btu)	-		
Heat Rate (Btu/kWh)	-		
Fixed O&M (US\$/kW.year)	39.50	39.50	39.50
Variable O&M (US\$/MWh)	-	-	-
O&M Escalation Rate	2.25%		
Capital Structure			
Debt	60%	131.25	
Cost of debt	8%		
Equity	40%	(87.50)	
Cost of Equity	12%		
Taxes and Incentives			
combined Tax rate	25%		
Economic Life (Years)	20		
Depreciation (Year Schedule)	10		
Capex			
EPC Costs (US\$/kW)	1,250.00	1,050.00	1,450.00
Additional Owner's Costs (US\$/kW)	-		
Transmission Costs (US\$/kW)	-		
Total Capital Costs (US\$/kW)	1,250.00		
Total Capex (US\$ mill.)	219		

Figura 3.6. Key assumptions para el caso de generación eólica sin subsidios.

Solar sin Subsidios		Low End Values High End Values	
Capacity (MW)	2,000		
Capacity Factor	28%	34%	21%
fuel Cost (US\$/Btu)	-		
Heat Rate (Btu/kWh)	-		
Fixed O&M (US\$/kW.year)	11.50	13.50	9.50
Variable O&M (US\$/MWh)	-	-	-
O&M Escalation Rate	2.25%		
Capital Structure			
Debt	60%	1,080.00	
Cost of debt	8%		
Equity	40%	(720.00)	
Cost of Equity	12%		
Taxes and Incentives			
combined Tax rate	25%		
Economic Life (Years)	20		
Depreciation (Year Schedule)	10		
Capex			
EPC Costs (US\$/kW)	900.00	975.00	825.00
Additional Owner's Costs (US\$/kW)	-		
Transmission Costs (US\$/kW)	-		
Total Capital Costs (US\$/kW)	900.00		
Total Capex (US\$ mill.)	1,800		

Figura 3.7. Key assumptions para el caso de generación solar PV sin subsidios.

Cabe señalar que en la planilla se definieron arbitrariamente valores de capacidad de generación y eso definió los valores del costo total de la inversión (Capex). No obstante, dado que el objetivo final de estos cálculos era la obtención del LCOE asociado, la capacidad definida no tuvo incidencia en los resultados obtenidos, por ser el LCOE independiente de la capacidad a instalar.

De esta manera, se obtuvieron los siguientes LCOE: 45,89 USD/MWh para la eólica y 48,3 USD/MWh para la solar PV.

3.3. OddFace

Habiendo definido las tecnologías a expandir se prosiguió a configurar los parámetros de 3 problemas en OddFace, 562 (escenario 1), 560 (escenario 2) y 565 (escenario 3) para los escenarios de hidráulico de pasada, con 10 semanas de autonomía de embalse y 20 semanas de autonomía respectivamente, a partir de los cuales se seleccionará un individuo para cada escenario siguiendo los criterios vistos durante el curso.

A tales efectos, se realizaron consultas en los distintos escenarios de evaluación - en función del volumen de agua embalsable del actor hidráulico - y se analizaron los datos para seleccionar al mejor individuo en cada caso.

En lo que respecta a los principales parámetros de los problemas en OddFace, se definió lo siguiente:

- definir la función objetivo únicamente considerando el valor esperado (VE).
- 100 crónicas por evaluación de cada individuo.
- 2 etapas de inversión, de 180 días cada una.

Por otro lado, en lo que respecta a los parámetros de las expansiones, para los problemas 562 y 565 se consideró:

- Max UI / vez: 50
- Max UI activas: 500
- UG/UI: 10

Mientras que para el problema 560 se consideró:

- Max UI / vez: 500
- Max UI activas: 3.000
- UG/UI: 10

Una vez definidos dichos parámetros se prosiguió a correr el programa y así generar distintos individuos en cada problema (560, 562 y 565), para luego seleccionar el mejor y simular el abastecimiento de la demanda en cada caso.

Se entendió por el mejor individuo aquel que minimizó el valor de la función de costo futuro sumado al error asociado.

Dicho error porcentual (ε) es dependiente del número de evaluaciones (N) y de la probabilidad de no excedencia del valor de la función objetivo de cada individuo (p), como lo muestra la siguiente fórmula²:

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

Cabe señalar que este error (ε) es expresado como un porcentaje del rango de valores de la función objetivo, obtenidos al realizar una simulación. Por lo cual, se debe conocer este valor y realizar el producto de (ε) con el rango para obtener el error absoluto en millones de USD.

Asimismo, se calculó la probabilidad de no excedencia del valor de la función objetivo para 3 individuos que estuvieran dentro de los de mayor número de evaluaciones. Estas probabilidades se obtuvieron realizando las correspondientes simulaciones en SimSEE, con igual número de crónicas en cada caso: 10.000.

Se logró observar que dichos valores eran muy similares, por lo que en dos de los tres escenarios se consideró un único valor de p para todos los individuos.

En consecuencia, el valor del error asociado al valor de la función objetivo únicamente dependerá del número de evaluaciones.

² “Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica”. Ruben Chaer. 12 de octubre de 2020. Montevideo - Uruguay

4.Resultados

A continuación se presentan las tablas que resumen los valores de la función objetivo para los escenarios planteados, donde se indicó en negrita aquellos individuos que fueron seleccionados en cada instancia ya que devolvieron los mínimos valores de dicha función y su error correspondiente.

Los rangos de valores de la función objetivo para el problema 565, 562 y 560 fueron 1698, 1634 y 930 MUSD, respectivamente.

Problema 562: Hidráulico de pasada

nid	f_objetivo (MUSD)	cnt evaluaciones	p no excedencia	error (%)	error (MUSD)	F_obj + Error (MUSD)	diferencia respecto del menor
55909	5298.54	12	0.307	2.609	42.64	5341.18	0.0%
47381	5360.36	25	0.307	1.808	29.54	5389.90	0.9%
59191	5359.86	23	0.307	1.885	30.80	5390.66	0.9%
46202	5359.86	23	0.307	1.885	30.80	5390.66	0.9%
57866	5370.95	27	0.307	1.740	28.43	5399.38	1.1%

Tabla 3.2. Resultados de la evaluación de la función objetivo sumado al error, para el problema 562, de hidráulico de pasada.

Problema 560: Autonomía hidráulica de de 10 semanas

nid	f_objetivo (MUSD)	cnt_evaluaciones	p no excedencia	error (%)	error (MUSD)	F_obj + Error (MUSD)	diferencia respecto del menor
169638	2900.55	12	0.1923	0.772%	7.18	2907.73	0.00%
168876	2900.60	12	0.1944	0.772%	7.18	2907.79	0.00%
169103	2901.23	11	0.1940	0.775%	7.13	2908.36	0.02%
171455	2901.44	11	0.1951	0.777%	7.22	2908.66	0.03%
172188	2901.61	11	0.1946	0.776%	7.22	2908.83	0.04%

Tabla 3.3. Resultados de la evaluación de la función objetivo sumado al error, para el problema 560, de 10 semanas de autonomía hidráulica.

Problema 565: Autonomía hidráulica de 20 semanas

nid	f_objetivo (MUSD)	cnt_evaluaciones	p no excedencia	error (%)	error (MUSD)	F_obj + Error (MUSD)	diferencia respecto del menor
164	4063.93	100	0.285	0.885	15.03	4078.96	0.0%
149	4066.459	88	0.285	0.944	16.02	4082.48	0.1%
258	4066.514	86	0.285	0.954	16.21	4082.72	0.1%
11834	4062.257	69	0.285	1.066	18.09	4080.35	0.0%
212	4062.491	67	0.285	1.081	18.36	4080.85	0.0%

Tabla 3.4. Resultados de la evaluación de la función objetivo sumado al error, para el problema 565, de 20 semanas de autonomía hidráulica.

En lo que respecta al problema 565, el individuo 164 devolvió el menor valor de la función objetivo sumando el error, siendo además aquel que recibió el mayor número de evaluaciones.

Cabe señalar que la diferencia en el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) respecto de este individuo y los que le siguen inmediatamente es sustancialmente menor al error asociado, por lo cual puede argumentarse que la elección de otro individuo de los señalados, en estas condiciones, sería correcta.

Por otro lado, en el problema 562 se observó que el individuo que resultó en el menor CAD fue el 55909, el cual obtuvo un número de evaluaciones considerablemente menor al de los individuos comparables (en cuanto al valor de F_obj+error).

Esto se tradujo en que dicho individuo logró el menor valor de la función objetivo considerando el error pese a que dicho valor está asociado a un error de 2.6%, frente a 1.9% de los candidatos inmediatos.

En el caso del problema 560, se evaluaron los 5 individuos con mayor cantidad de evaluaciones y menor valor de función objetivo. Para el cálculo de la probabilidad de no excedencia, este fue el único problema en el que se calculó el valor para cada individuo de forma independiente y se pudo verificar que los resultados eran muy cercanos. El individuo que resultó en menor CAD fue el 169638, con el número más alto de evaluaciones para este problema. El error asociado a la función objetivo de todos los individuos es similar y ronda los 7 MUSD.

Cabe señalar que para los problemas 565 y 562, todos los individuos obtenidos instalaron la misma potencia de cada tecnología - 500MW - la cual coincidía con el máximo valor permitido en función del parámetro: "Max UI / vez".

En el caso del problema 560, se aumentó el parámetro de máximas UI/vez para evitar que dicho parámetro sea una limitante en la optimización.

Pasando al análisis de los escenarios, a continuación se presentan las gráficas obtenidas a partir de simular las salas.

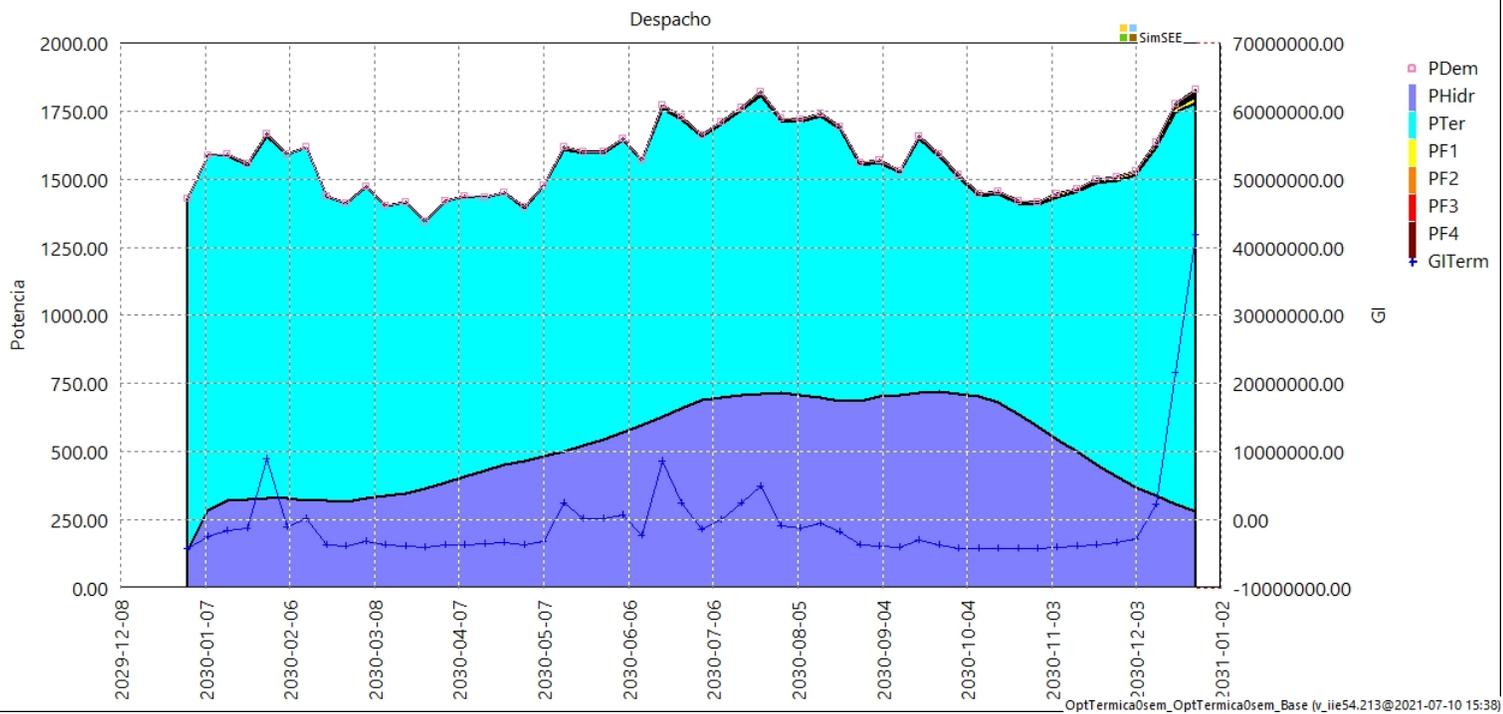


Figura 4.1. Despacho del sistema en el escenario 1 antes de la expansión.

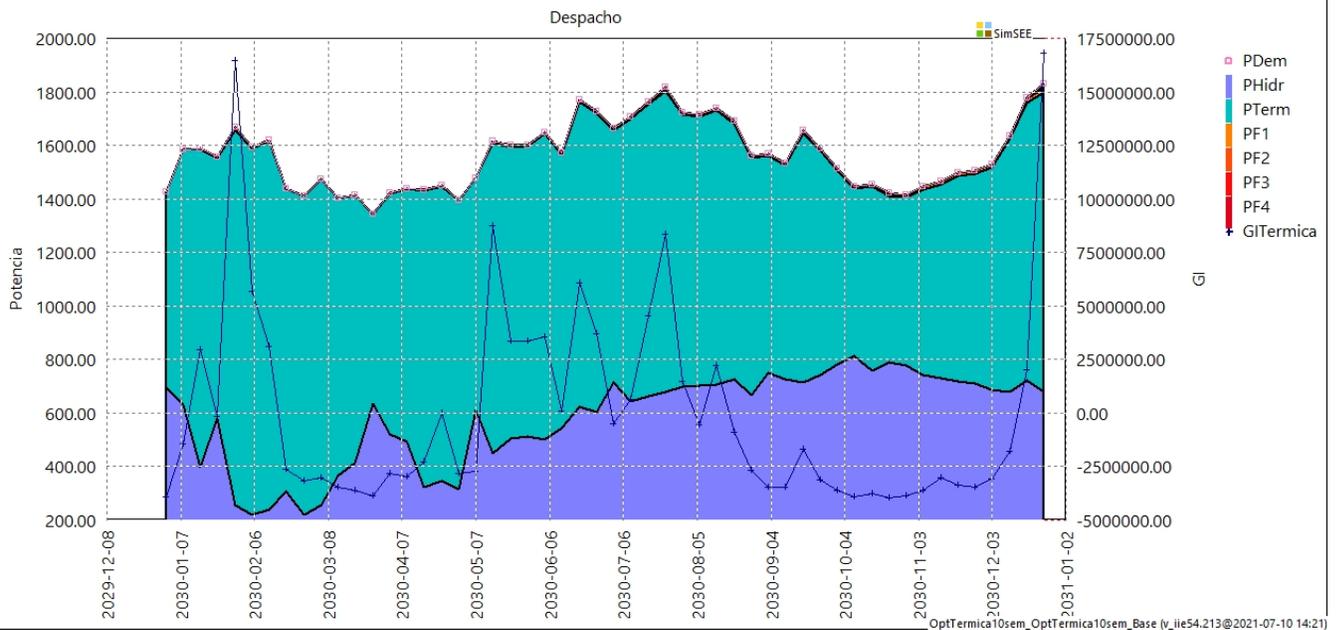


Figura 4.2. Despacho del sistema en el escenario 2 antes de la expansión.

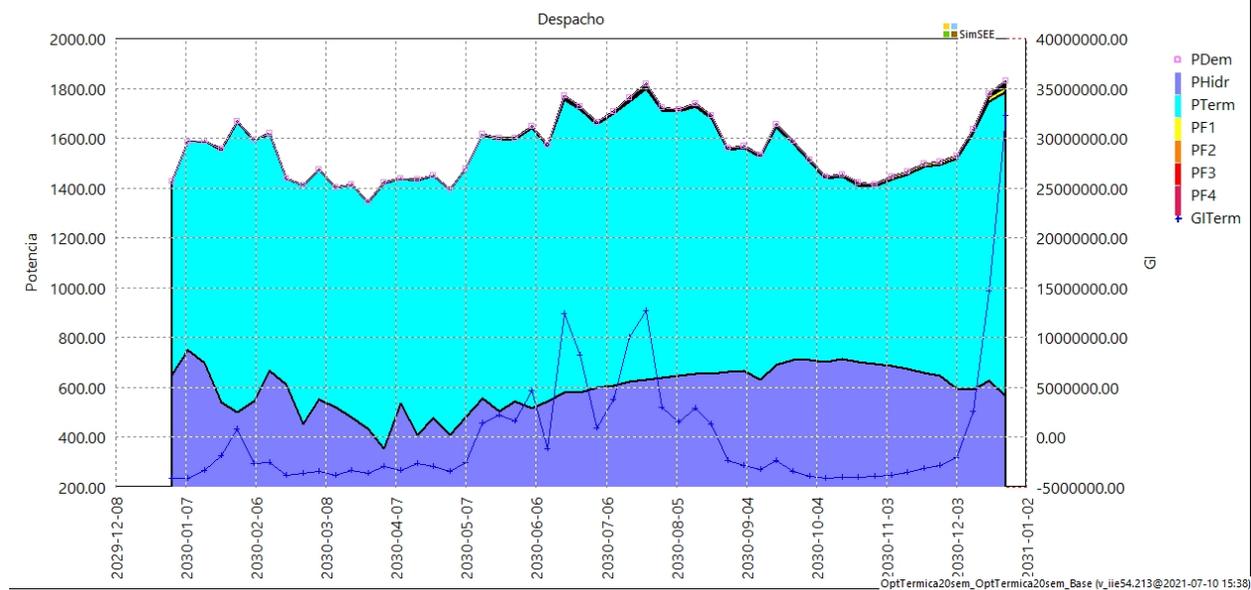


Figura 4.3. Despacho del sistema en el escenario 3 antes de la expansión.

Como se puede apreciar, los sistemas en su estado previo a la expansión llegan al estado de falla solo en ocasiones y no en gran medida. Sin embargo, aproximadamente el 80% de la demanda es cubierta con energía proveniente de generadores térmicos, lo cual implica que el sistema tiene una gran vulnerabilidad frente a la volatilidad del precio de los combustibles.

En la tabla a continuación, se presentan las capacidades de generación eólica y solar a instalarse para los mejores individuos de cada escenario:

Escenario	Peólica (MW)	Psolar (MW)
1	1000	1000
2	2250	1270
3	1000	1000

Tabla 4.1. Expansión de los mejores individuos de cada escenario.

A continuación se muestran los despachos de los mejores individuos de cada escenario con las expansiones correspondientes:

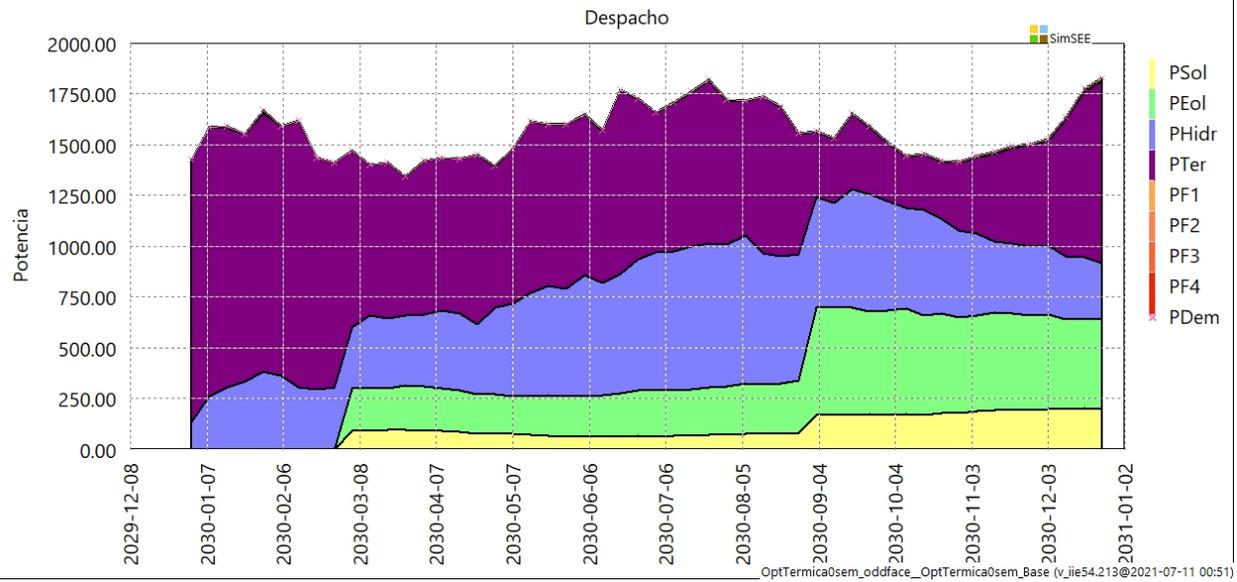


Figura 4.4. Despacho del sistema en el escenario 1 después de la expansión.

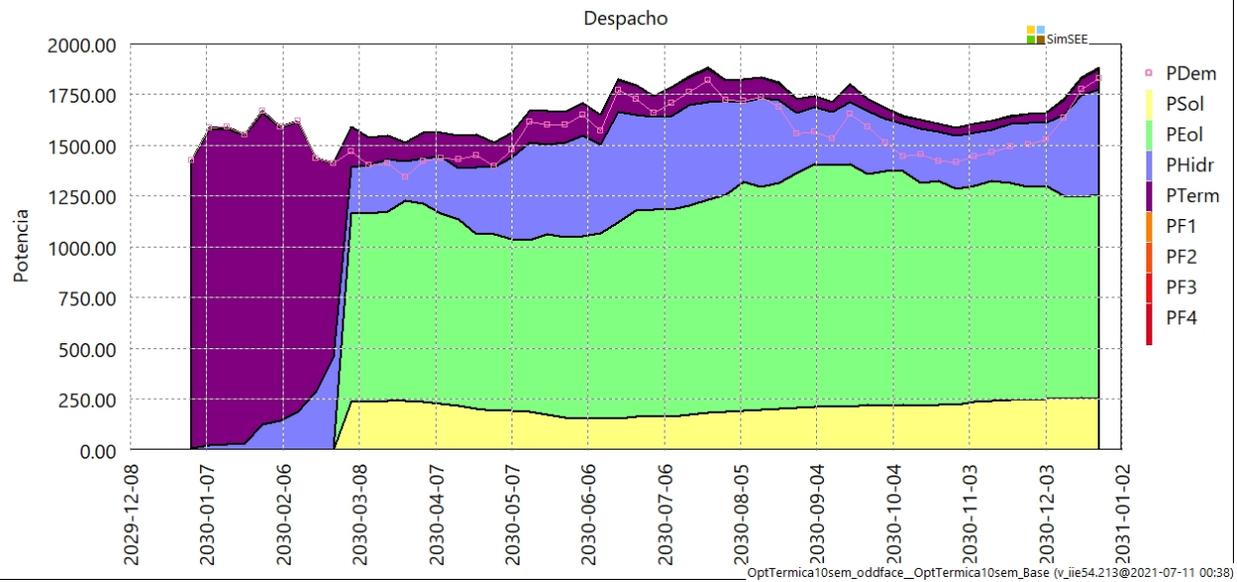


Figura 4.5. Despacho del sistema en el escenario 2 después de la expansión.

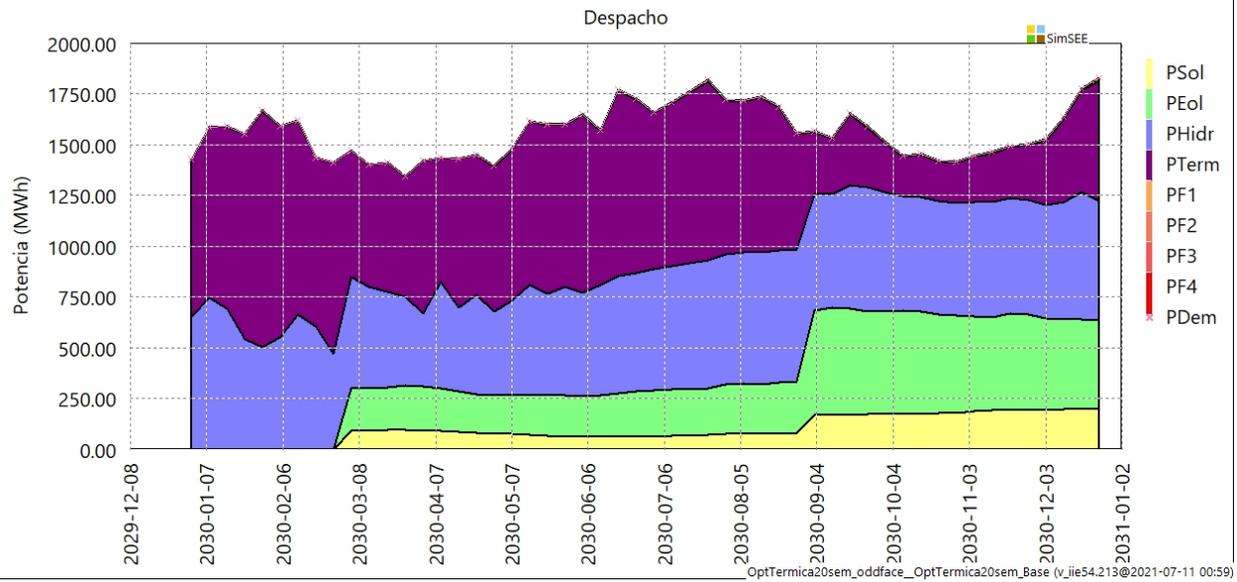


Figura 4.6. Despacho del sistema en el escenario 3 después de la expansión.

5. Conclusiones

En los tres problemas de optimización 560, 562 y 565, la solución decide instalar Eólica y Solar a pesar de encontrarse el sistema hidrotérmico en equilibrio, reduciendo así el costo de abastecimiento de la demanda.

El costo de abastecimiento de la demanda en el escenario 2 (10 semanas de autonomía hidráulica), el cual no fue limitado en UI/vez, fue de 2900 MUSD mientras que en los escenarios 1 (hidráulico de pasada) y 3 (20 semanas de autonomía hidráulica) fue de 5300 MUSD y 4064 MUSD, respectivamente, a pesar de que en el primero se instaló más del doble en potencia eólica y una potencia solar similar. Esto se justifica debido a los altos costos variables de la térmica relativo al pago por potencia de la eólica y solar.

Al comparar los despachos luego de la optimización en los tres escenarios, se puede observar como la instalación de las fuentes eólica y solar redujo sustancialmente el despacho de la fuente térmica, minimizando el uso de ésta y la dependencia del sistema a los combustibles fósiles.

En los problemas 562 y 565 de oddface el parámetro de max UI/vez limitó la optimización, por lo cual no se obtuvieron otros escenarios en los que probablemente el CAD fuera menor producto de una mayor potencia eólica y solar instalada.

En lo que respecta a la simulación del despacho se podría haber realizado una simulación con paso horario y a corto plazo para visualizar mejor el comportamiento del sistema.