



Análisis de Requerimientos de Flexibilidad en la Operación y Desarrollo del SEN

8 de septiembre de 2020

AGENDA

1. Objetivo del Análisis

2. Bases del Análisis

3. Etapa I – Efecto Flexibilidad en Inversiones

4. Etapa II – Efecto Flexibilidad en la Operación

5. Conclusiones

1. Objetivo del Análisis

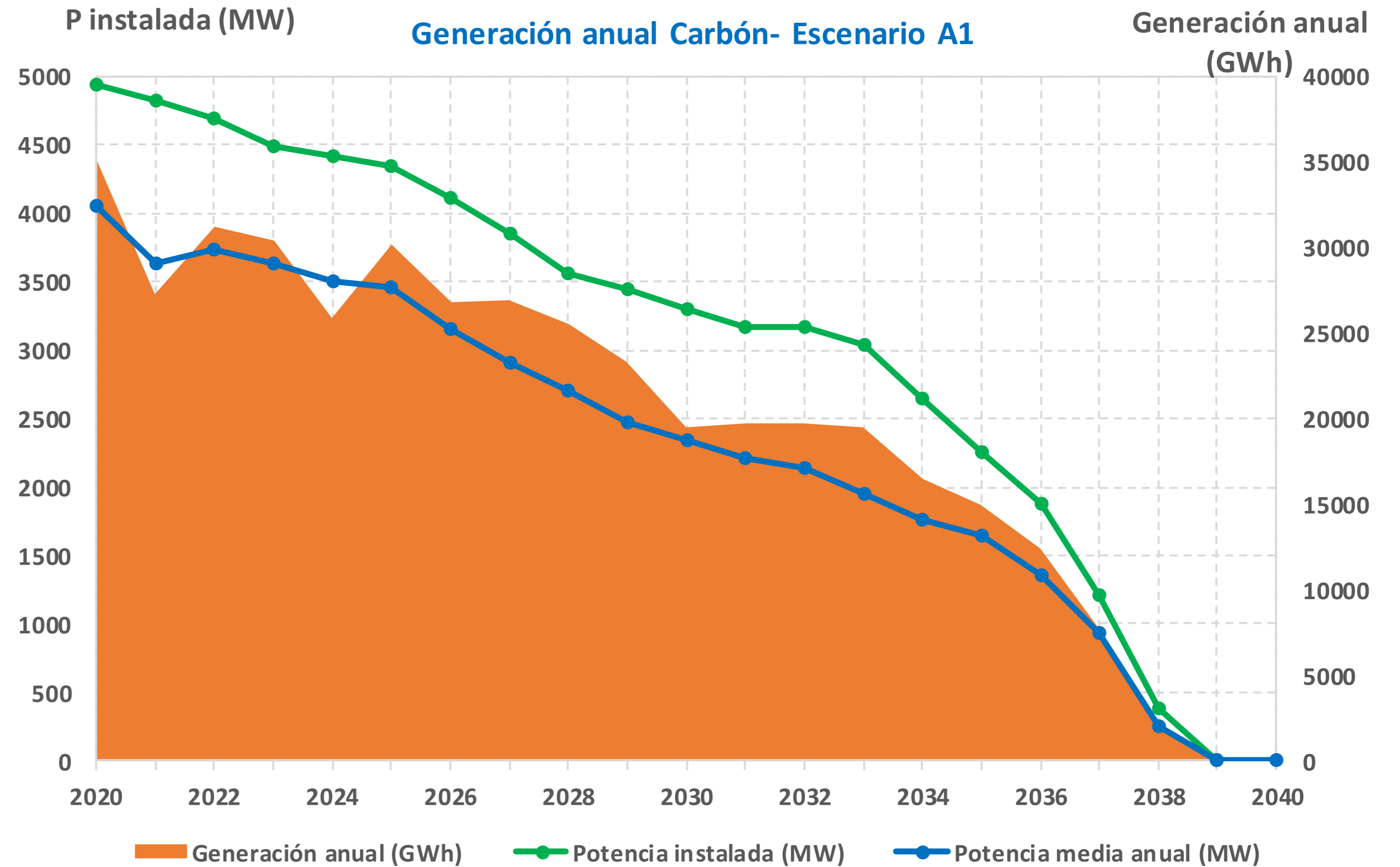
Determinar los niveles de requerimiento de servicios complementarios y los costos adicionales de inversión y operación en que incurriría el SEN **al no estar preparado** para brindar dichos servicios en escenarios de alta inserción de energía renovable variable (ERV) y retiro de centrales a carbón.

Análisis desarrollados

1. **Impacto de incorporar requerimientos de servicios complementarios en la determinación de planes de obras de expansión óptimos para el sistema**, con el fin de verificar cómo éstos afectan el desarrollo del sistema y de esta forma evaluar **la relevancia de incorporar atributos de flexibilidad en la concepción de desarrollo del parque generador**. Esta etapa consideró un análisis haciendo uso de un **Modelo para optimización de inversiones** con restricciones operativas de control de frecuencia e inercia desarrollado por el Coordinador.
2. Valorización **del aumento en costos de operación e inversión para dar cumplimiento a exigencias asociadas a servicios complementarios** para distintos escenarios hidrológicos y niveles de incertidumbre de las fuentes ERV, con un **Modelo de simulación operacional con resolución horaria**.
3. Identificar **niveles de requerimiento futuro de servicios complementarios para distintos escenarios de inserción de ERV**, de modo que sirvan como información prospectiva para estudiar la factibilidad de aplicación en el mercado de servicios complementarios.

2. Bases del análisis

- Se utilizaron los escenarios de expansión A1, A5 y A6 del **Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a Carbón**, (Coordinador, 2019)
- Descarbonización a 20 años, progresiva considerando vida útil técnica y/o económica.
- Los escenarios A1, A5 y A6 mantienen el mismo tren de descarbonización, diferenciándose en proyecciones de variables de alta incertidumbre (Costos Inversión, Costo de insumos, Oposición a Proyectos, etc.).



Escenarios de largo plazo utilizados en el análisis

	A1	A5	A6
Costos de Inversión CSP	Ref	Alto	Alto
Costos de Inversión Tecnologías renovables Solar y Eólica	Ref	Ref	Bajo
Costos de Inversión Sistemas de Almacenamiento	Ref	Ref	Bajo
Limitación Inversión por factibilidad técnica u oposición social a bombeo, geotérmico, hidropasada	Ref	Limitado	Limitado
Costo de combustible GNL	Ref	Ref	Alto

Ref: Valores referenciales PELP





↓ Etapa I – Efecto Flexibilidad en Inversiones

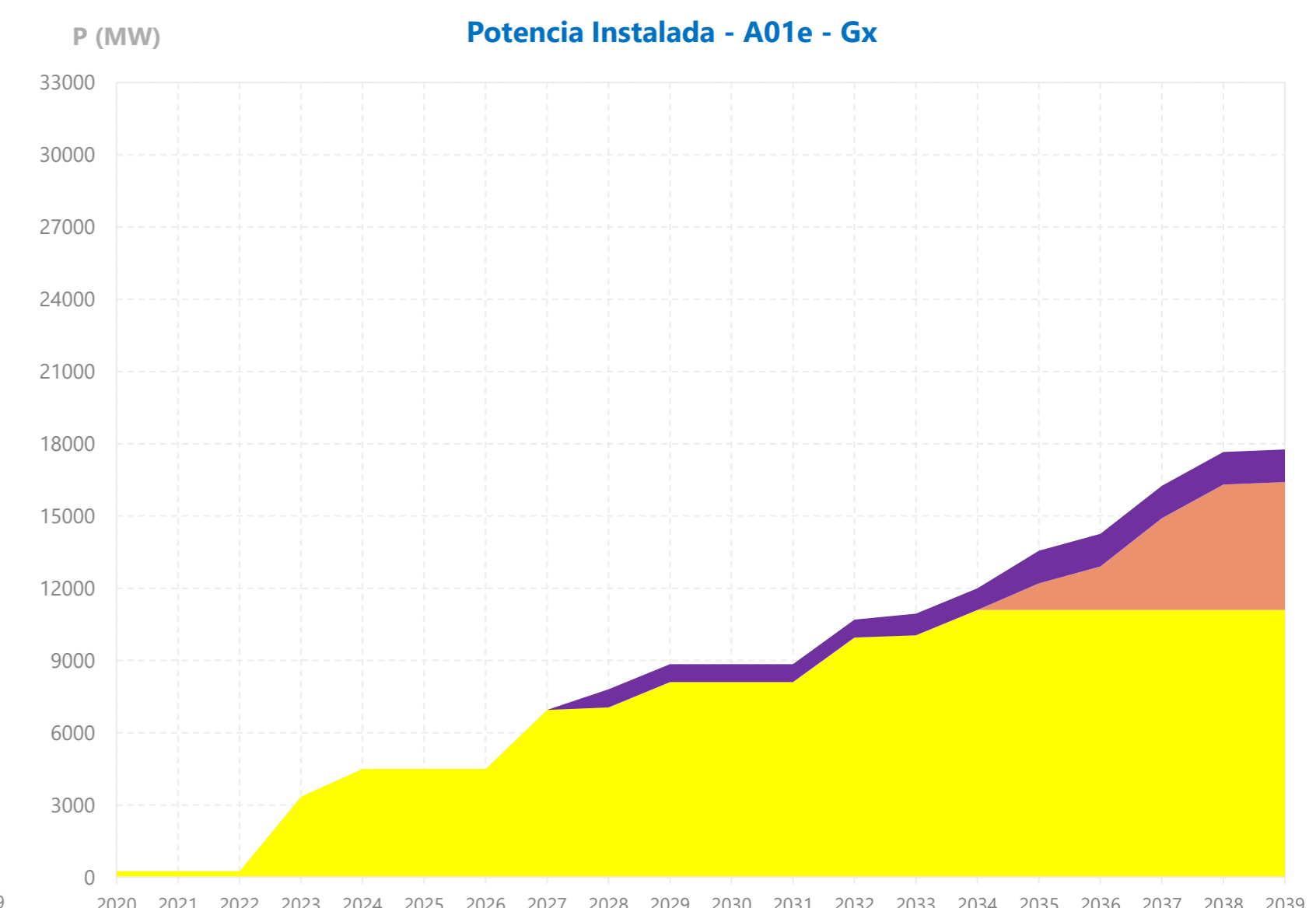
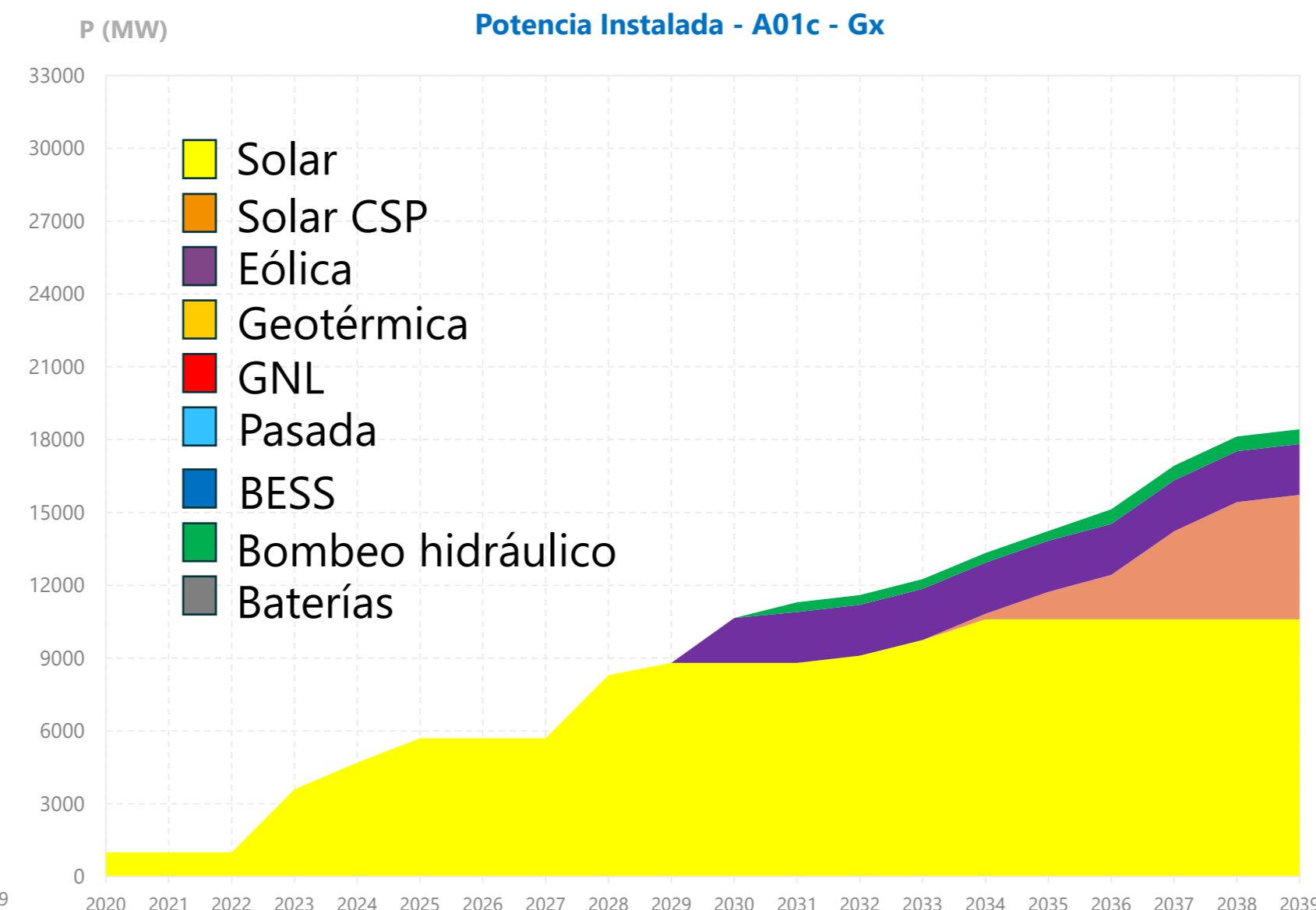
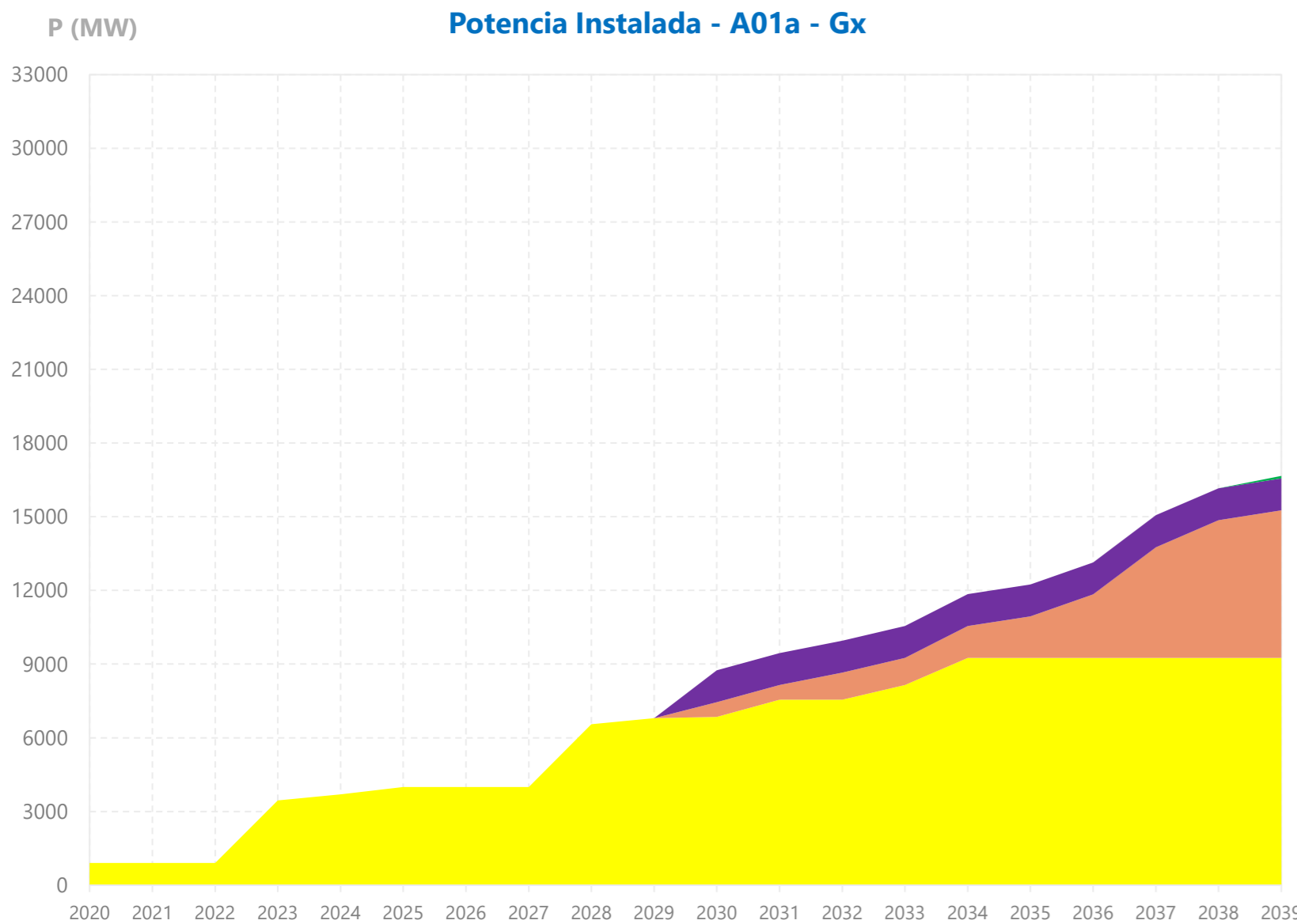
Resultados Nueva Capacidad Instalada [MW]

Escenario A1 – Optimización de Inversiones

Con restricciones operativas

Sin restricciones operativas por control de frecuencia

Sin restricciones operativas por control de frecuencia, mínimos técnicos y tiempos mínimos

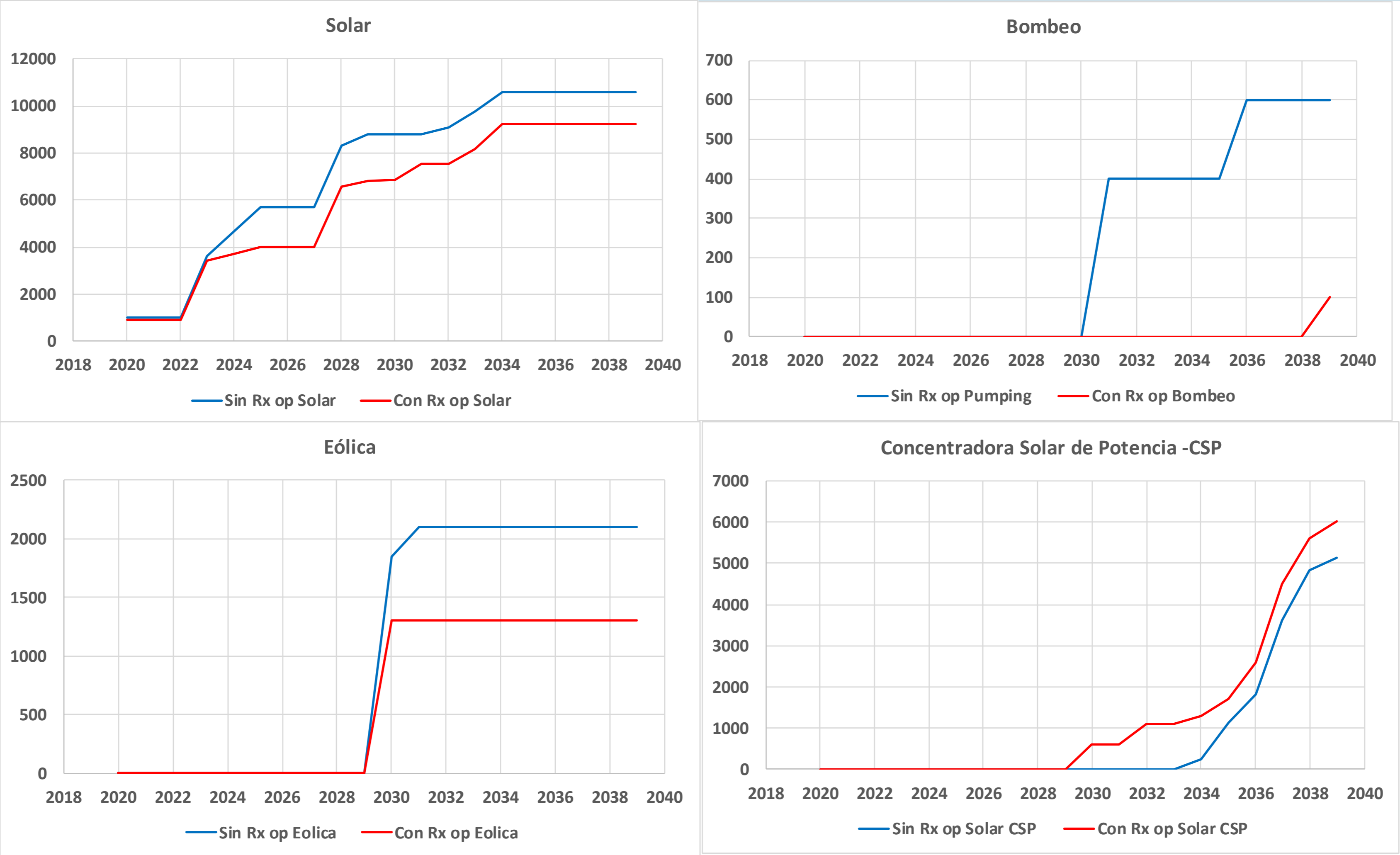


Reemplazo significativo por tecnologías CSP, eólico, geotérmico, hidropasada y bombeo hidráulico desde el año 2027 en adelante.



Comparación Efecto de Flexibilidad en Inversiones[MW]

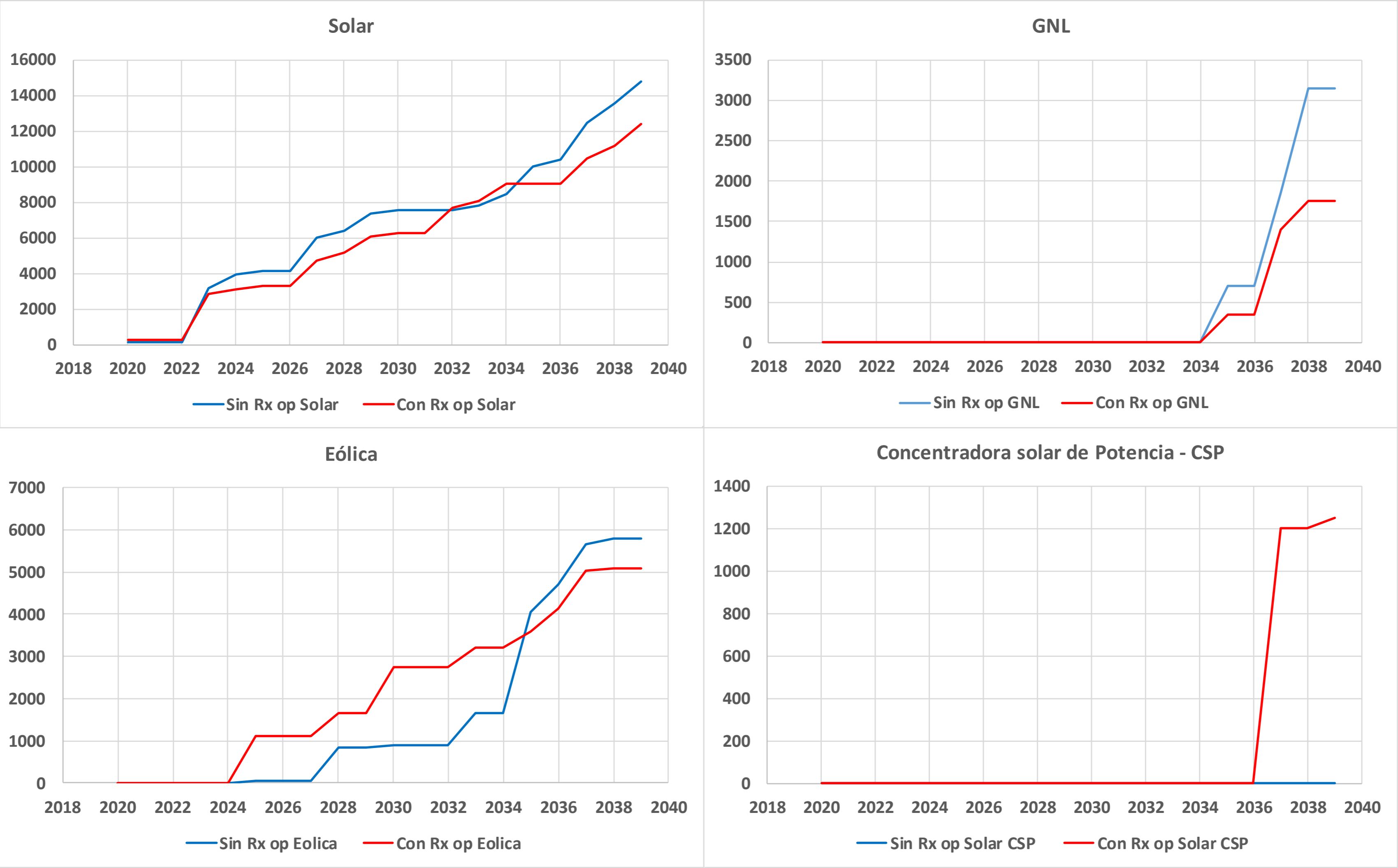
Escenario A1 – Optimización de Inversiones Modelos LT2



Diferencias relevantes en inversiones óptimas con y sin anticipación a los requerimientos de flexibilidad:
Mayor inserción de ERV y menor inserción de tecnología de base CSP cuando no se considera flexibilidad en los planes.

Comparación Efecto de Flexibilidad en Inversiones[MW]

Escenario A5 – Optimización de Inversiones Modelos LT2



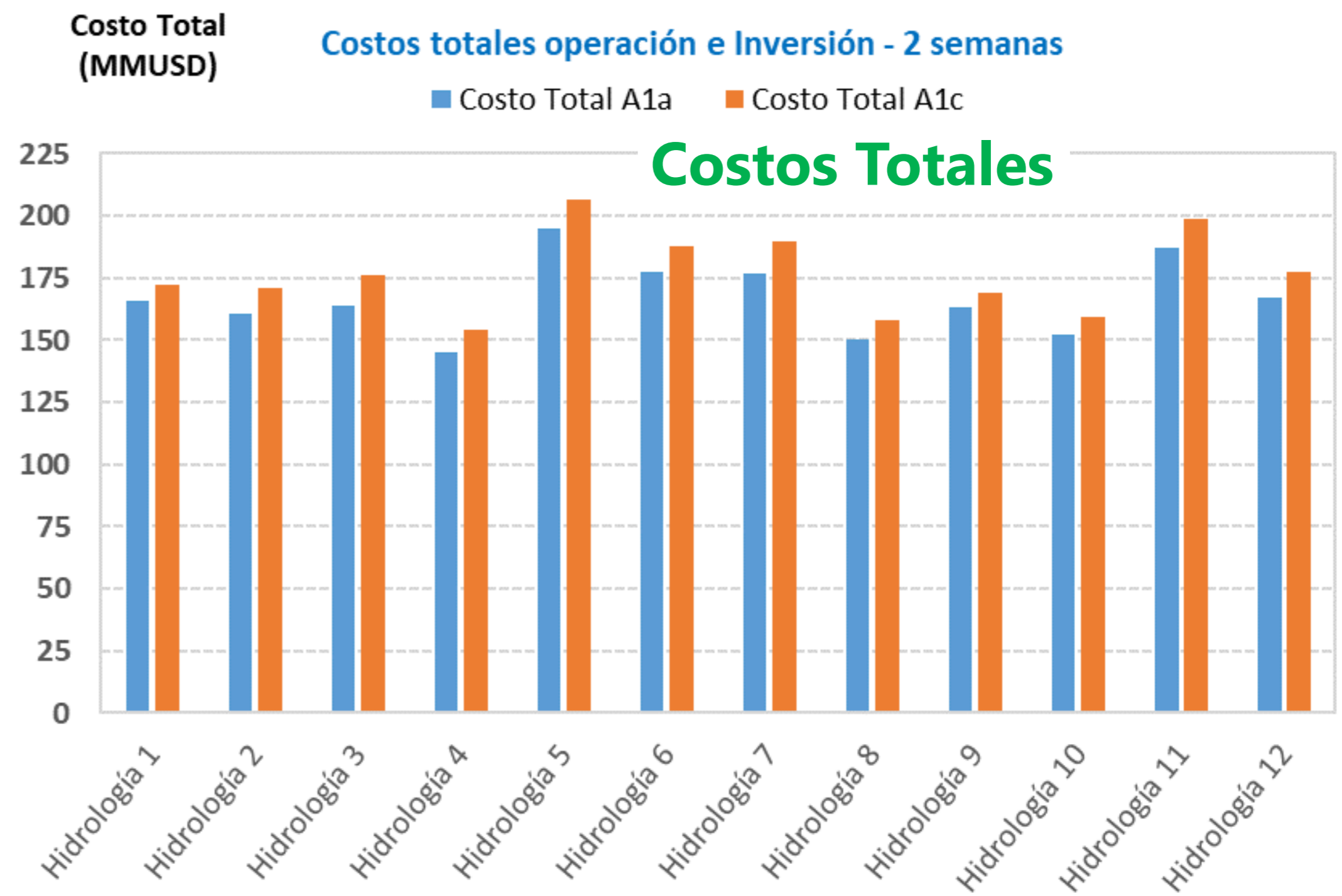
Diferencias relevantes en inversiones óptimas con y sin anticipación a los requerimientos de flexibilidad:
Mayor inserción de ERV y menor inserción de tecnología de base CSP cuando no se considera flexibilidad en los planes.
Inversión GNL mayor en caso sin restricciones, considerado para operación en ciclaje junto a mayor ERV.



↓ Etapa II – Efecto Flexibilidad en la Operación

COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN (MMUSD)

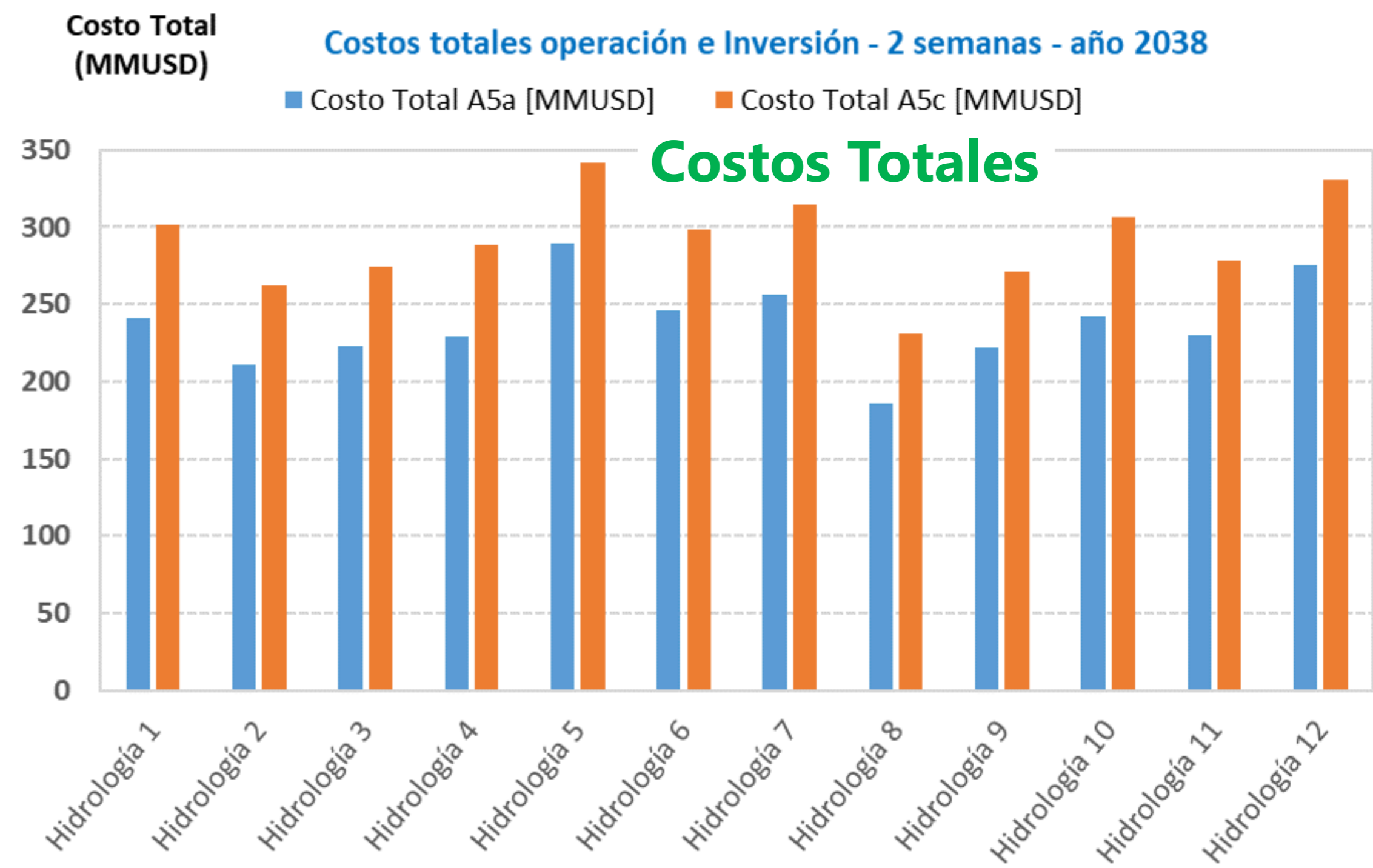
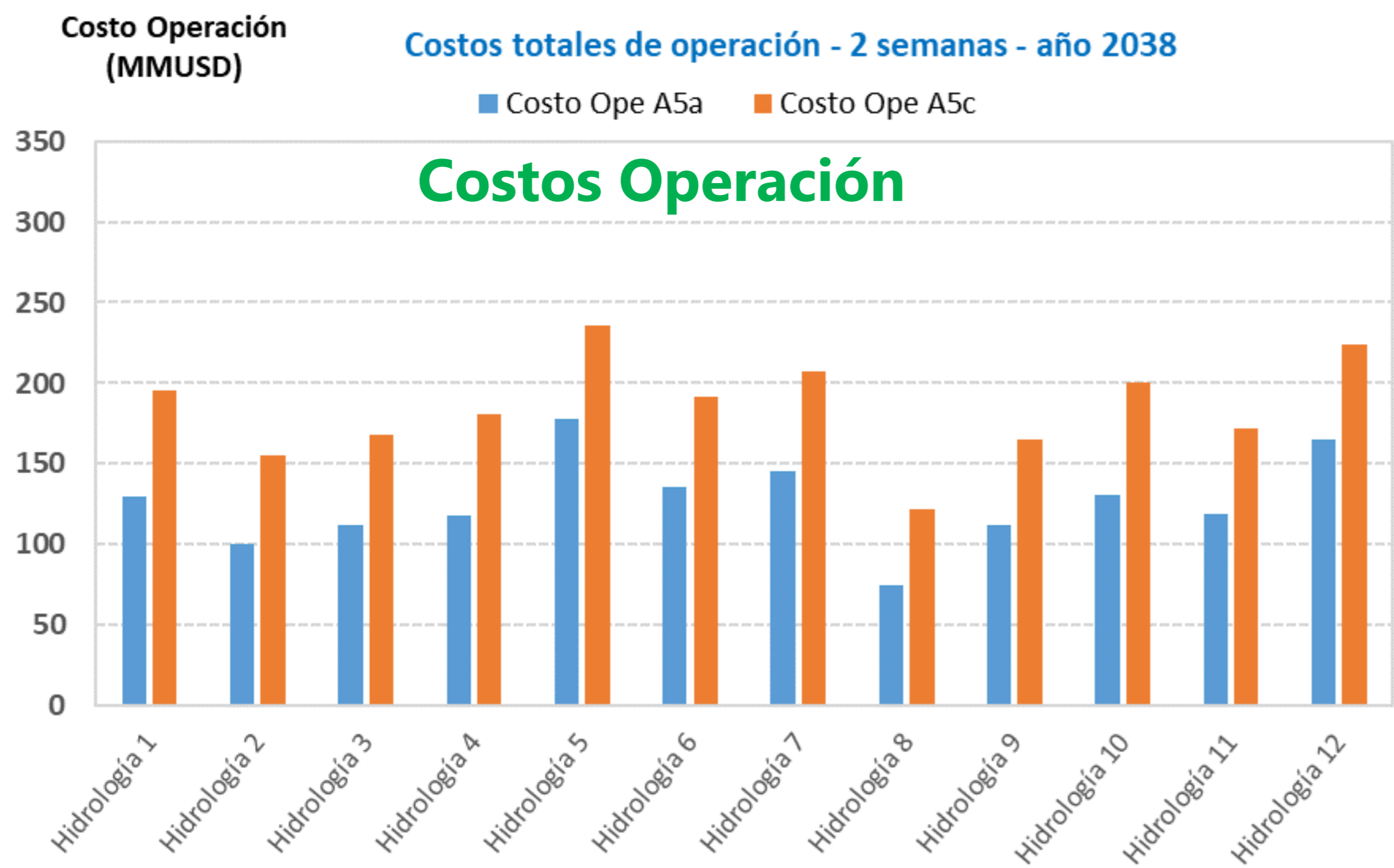
Escenario A1 – Simulación de la operación horaria



Los costos de operación e inversión son menores en el escenario donde se incorpora la flexibilidad en la determinación del plan óptimo de inversión en la generación. Existe una diferencia de 5% en los costos de operación y de 6% en los costos totales.

COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN (MMUSD)

Escenario A5 – Simulación de la operación horaria

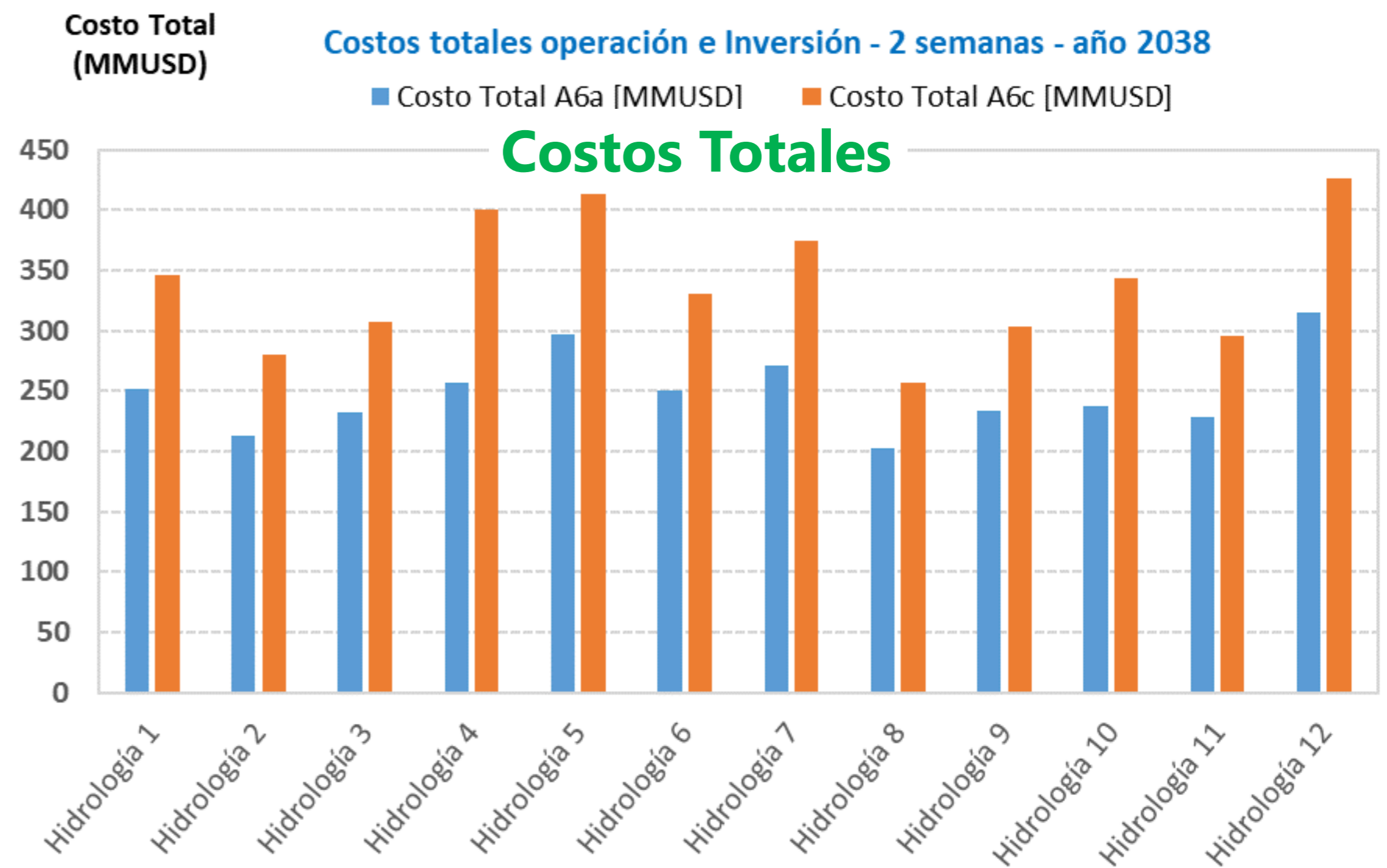
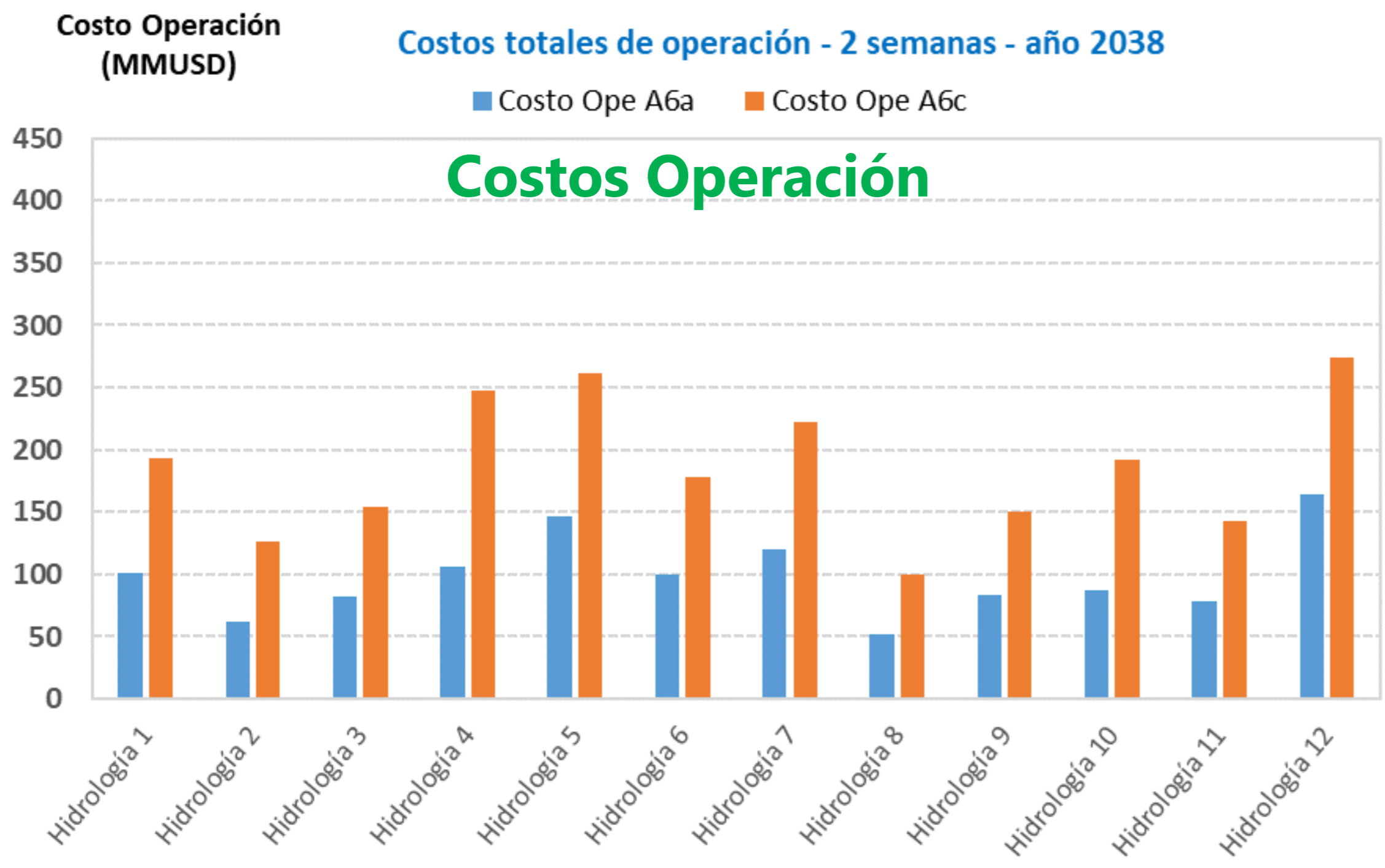


Los costos de operación e inversión son menores en el escenario donde se incorpora la flexibilidad en la determinación del plan óptimo de inversión en la generación. Existe una diferencia de 47% en los costos de operación y 23% en los costos totales.



COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN (MMUSD)

Escenario A6 – Simulación de la operación horaria



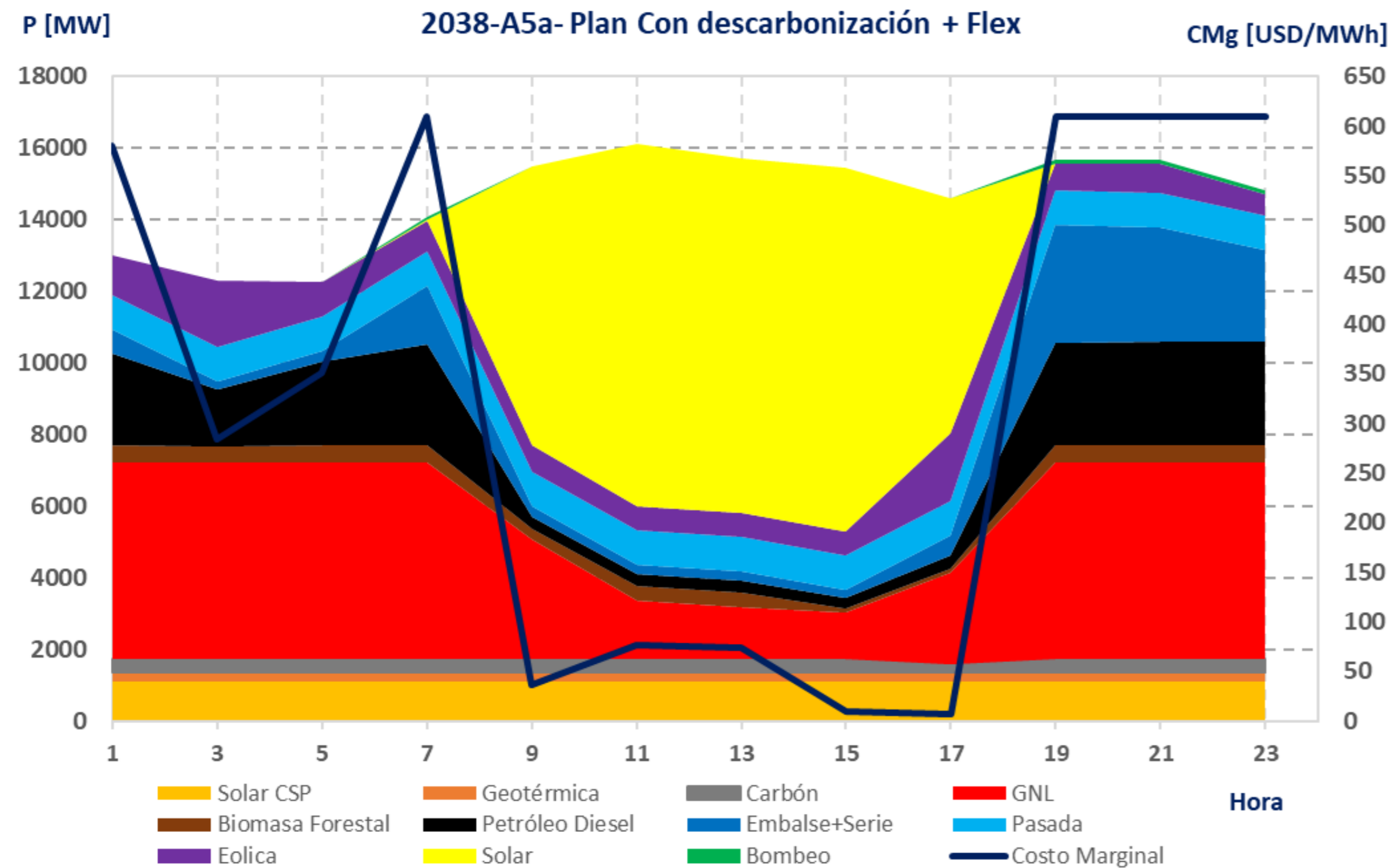
Los costos de operación e inversión son menores en el escenario donde se incorpora la flexibilidad en la determinación del plan óptimo de inversión en la generación. Existe una diferencia de 92% en los costos de operación y un 36% en los costos totales.

PERFIL DE GENERACIÓN DIARIA

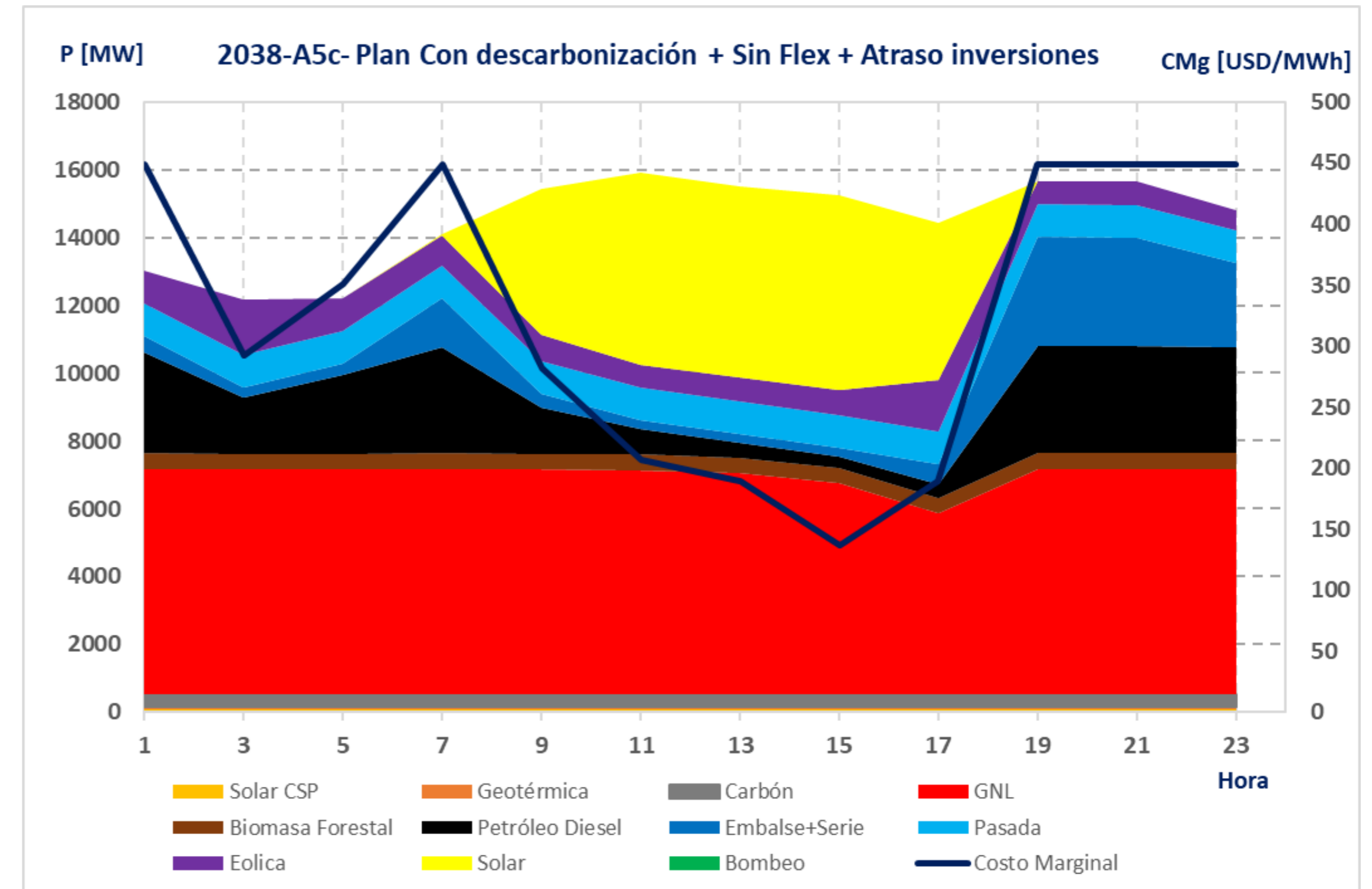
Día tipo de Abril de 2038, Cotas y afluentes bajos de embalses

Escenario A5 – Simulación de la operación horaria

Con Flexibilidad



Sin Flexibilidad



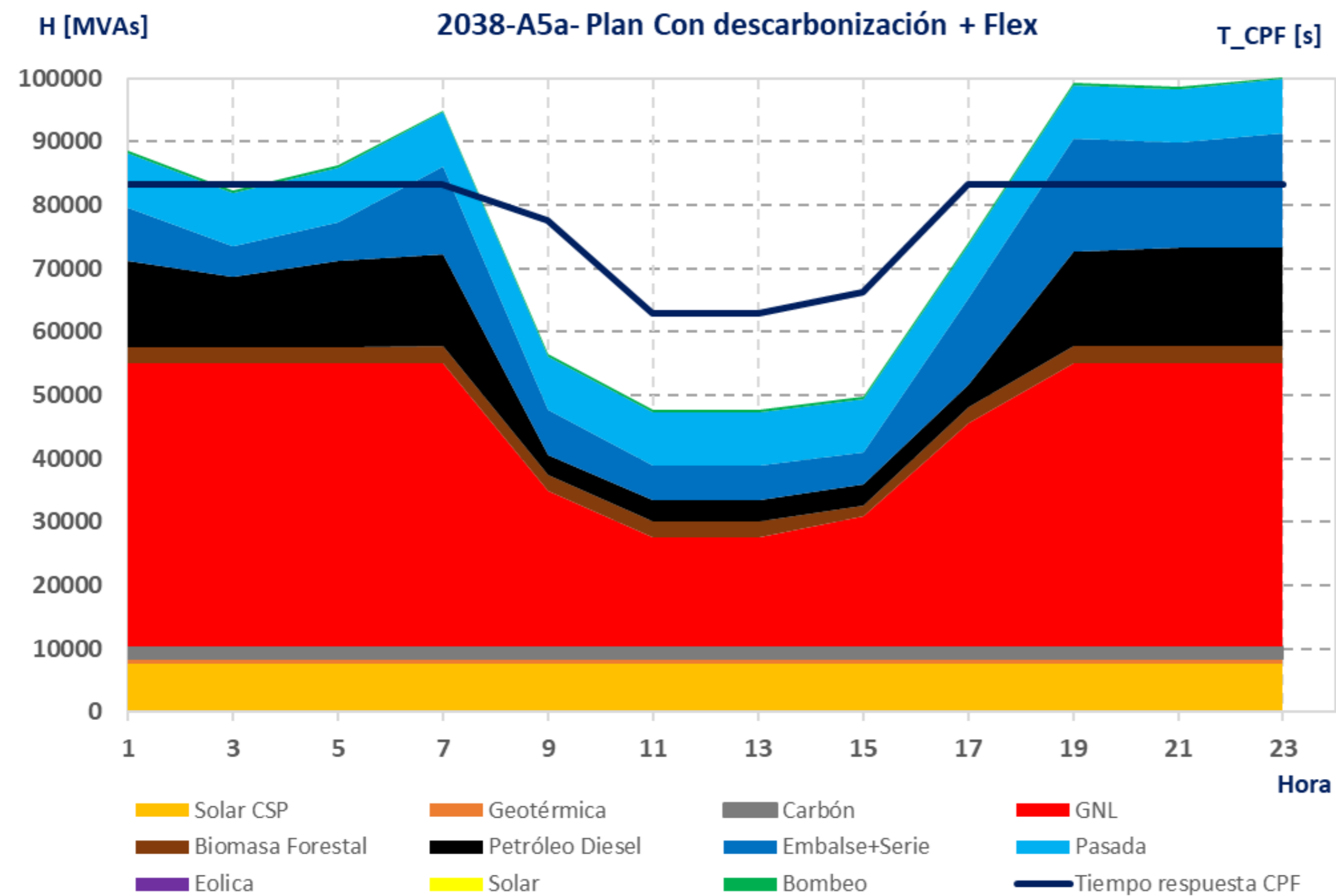
La generación Solar CSP presenta diferencias en los escenarios Con y Sin flexibilidad. Además, no se permite utilizar toda la generación Solar FV debido a las restricciones operativas en el caso Sin flexibilidad.

IMPACTO EN LAS RESERVAS OPERATIVAS - INERCIA

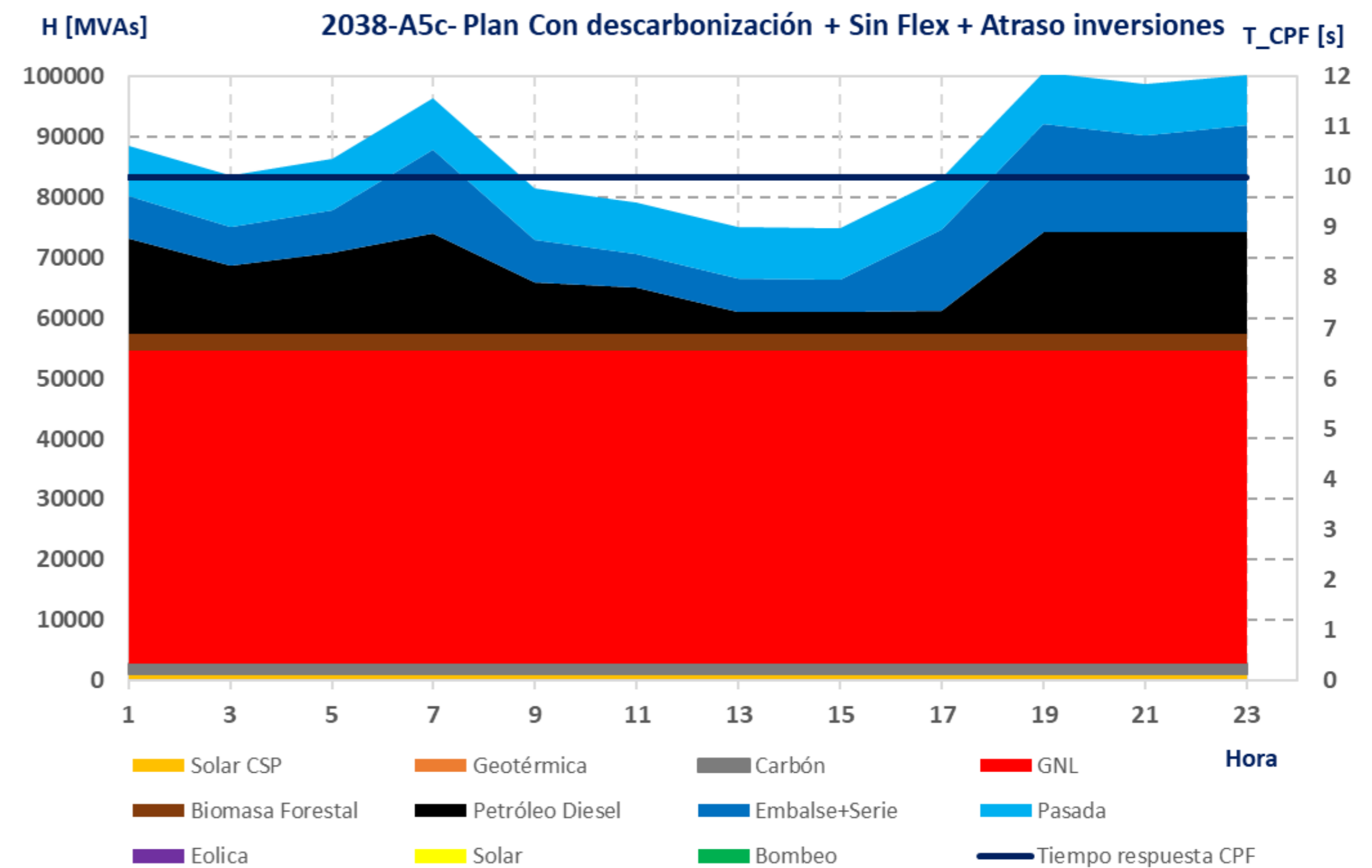
Día tipo de Abril de 2038, Cotas y afluentes bajos de embalses

Escenario A5 – Simulación de la operación horaria

Con Flexibilidad



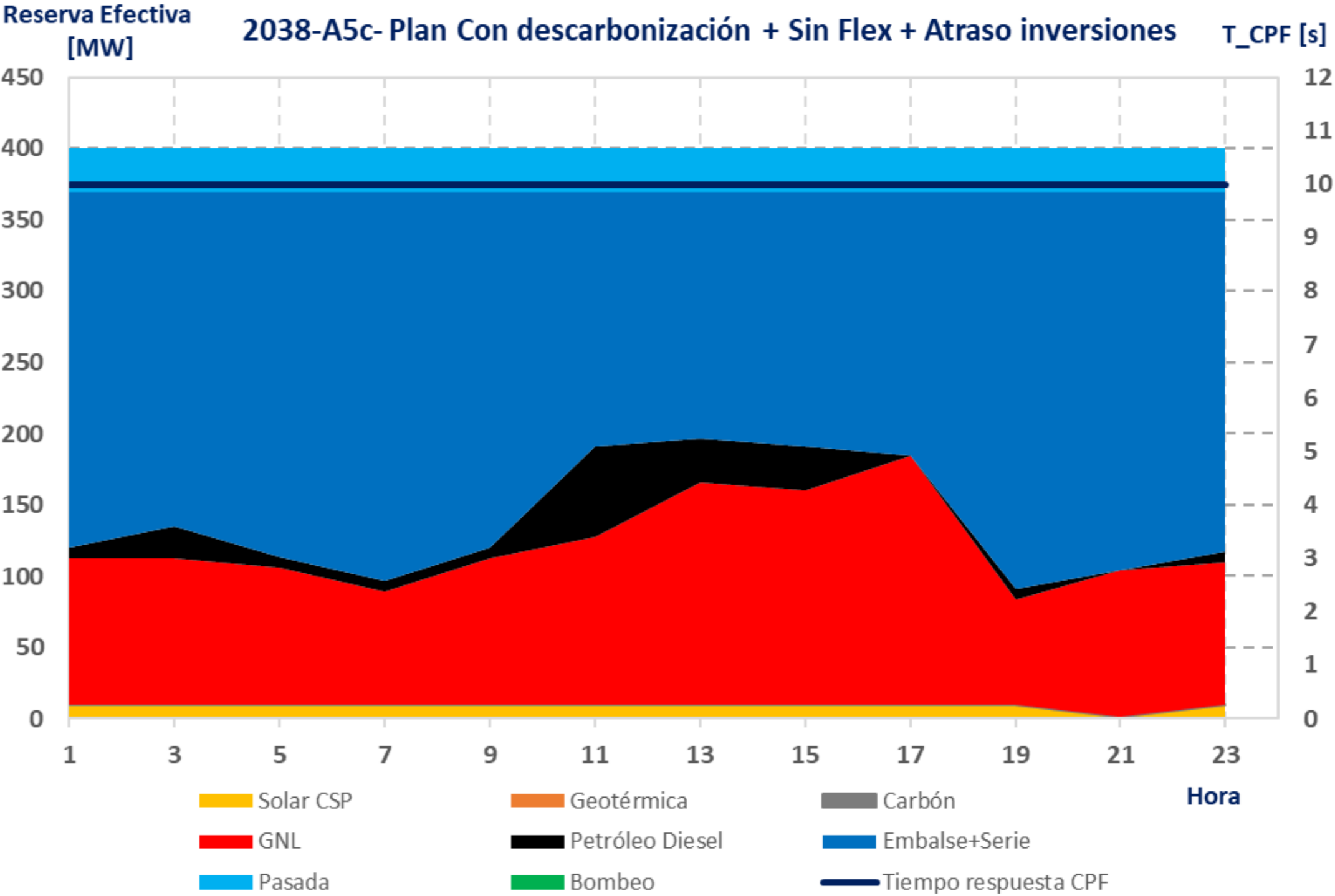
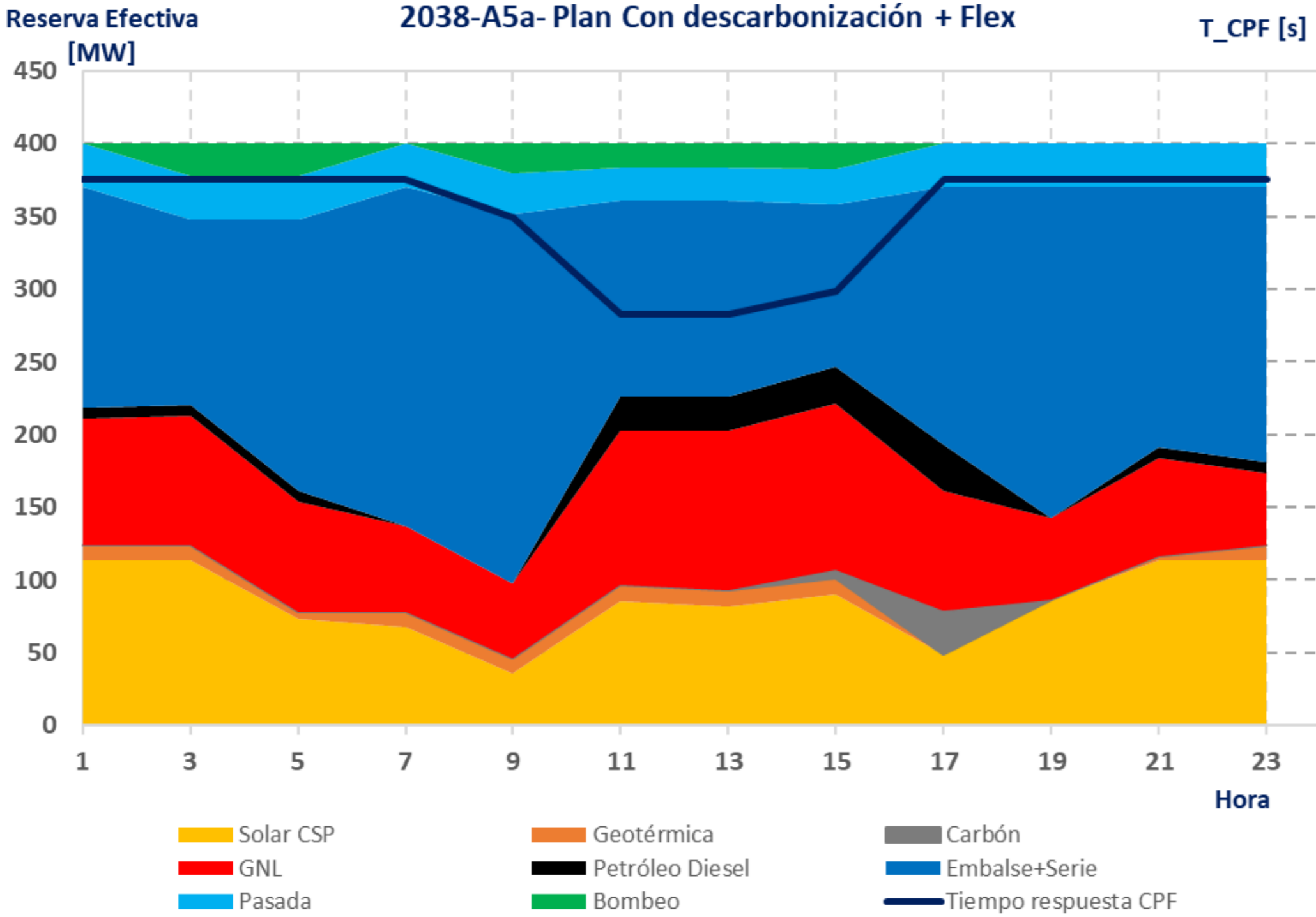
Sin Flexibilidad



Las centrales Solares CSP entregan una mayor reserva al sistema en el caso Con flexibilidad, que la suplida por unidades GNL en el caso Sin flexibilidad. Los mejores tiempos de respuesta se tienen con un mayor despacho de las unidades GNL.

IMPACTO EN LAS RESERVAS PRIMARIA – POTENCIA ACTIVA

Día tipo de Abril de 2038, Cotas y afluentes bajos de embalses
Escenario A5 – Simulación de la operación horaria



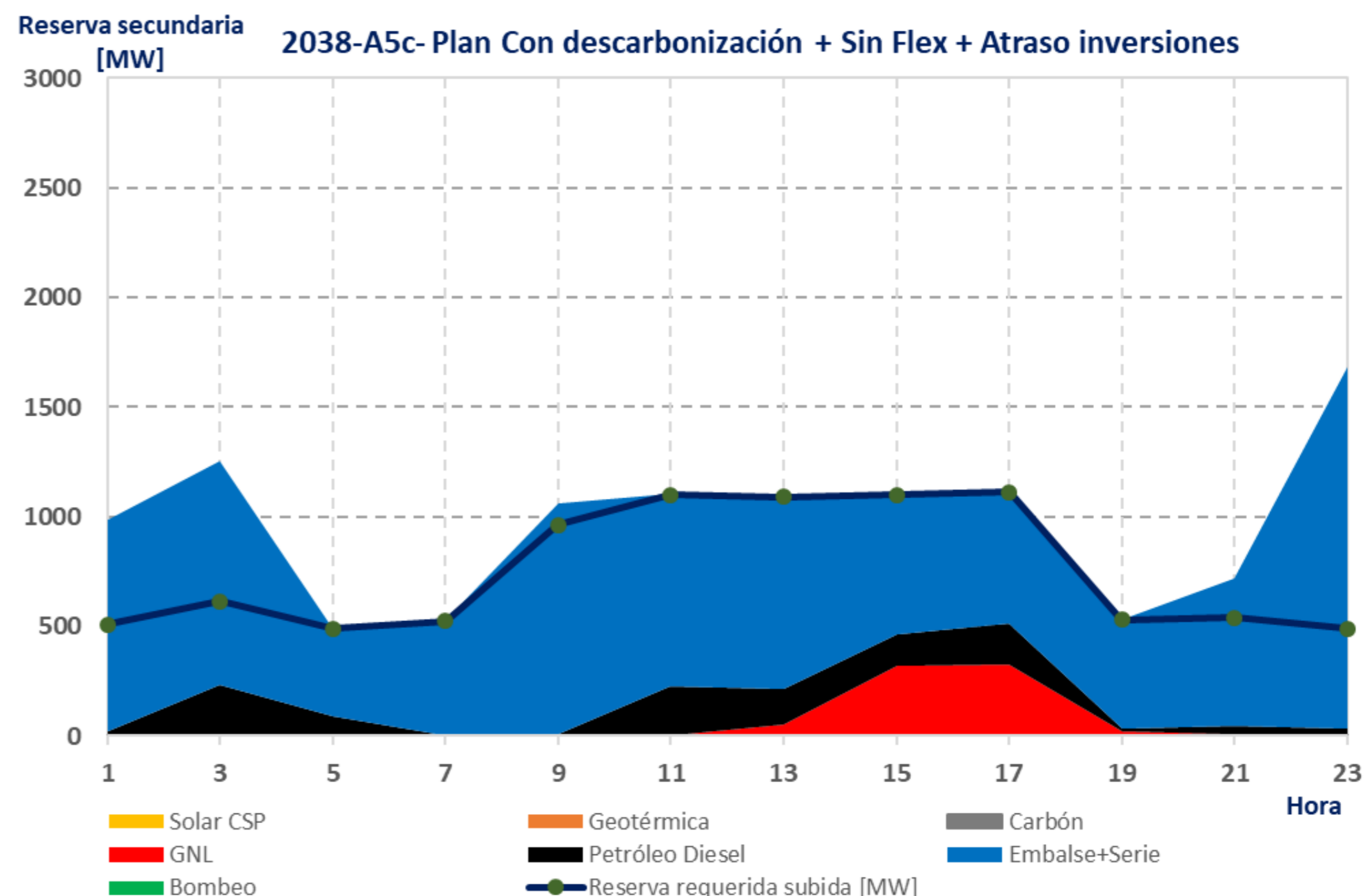
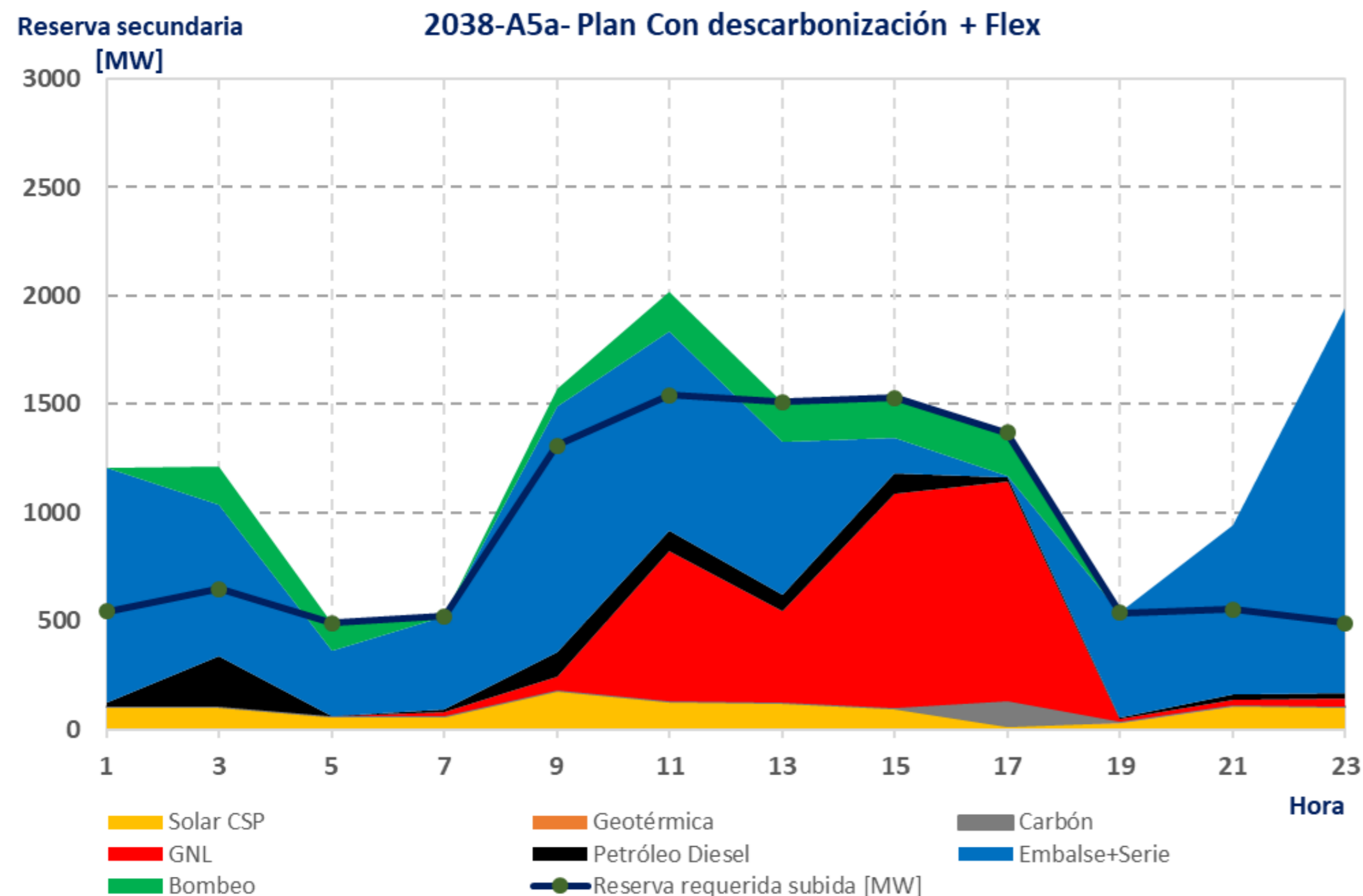
En el caso Con flexibilidad, las centrales Solar CSP y de bombeo entregan una mayor reserva de CPF al sistema que en el caso Sin flexibilidad, la que es suplida por unidades GNL.



IMPACTO EN LAS RESERVAS SECUNDARIA – POTENCIA ACTIVA

Día tipo de Abril de 2038, Cotas y afluentes bajos de embalses

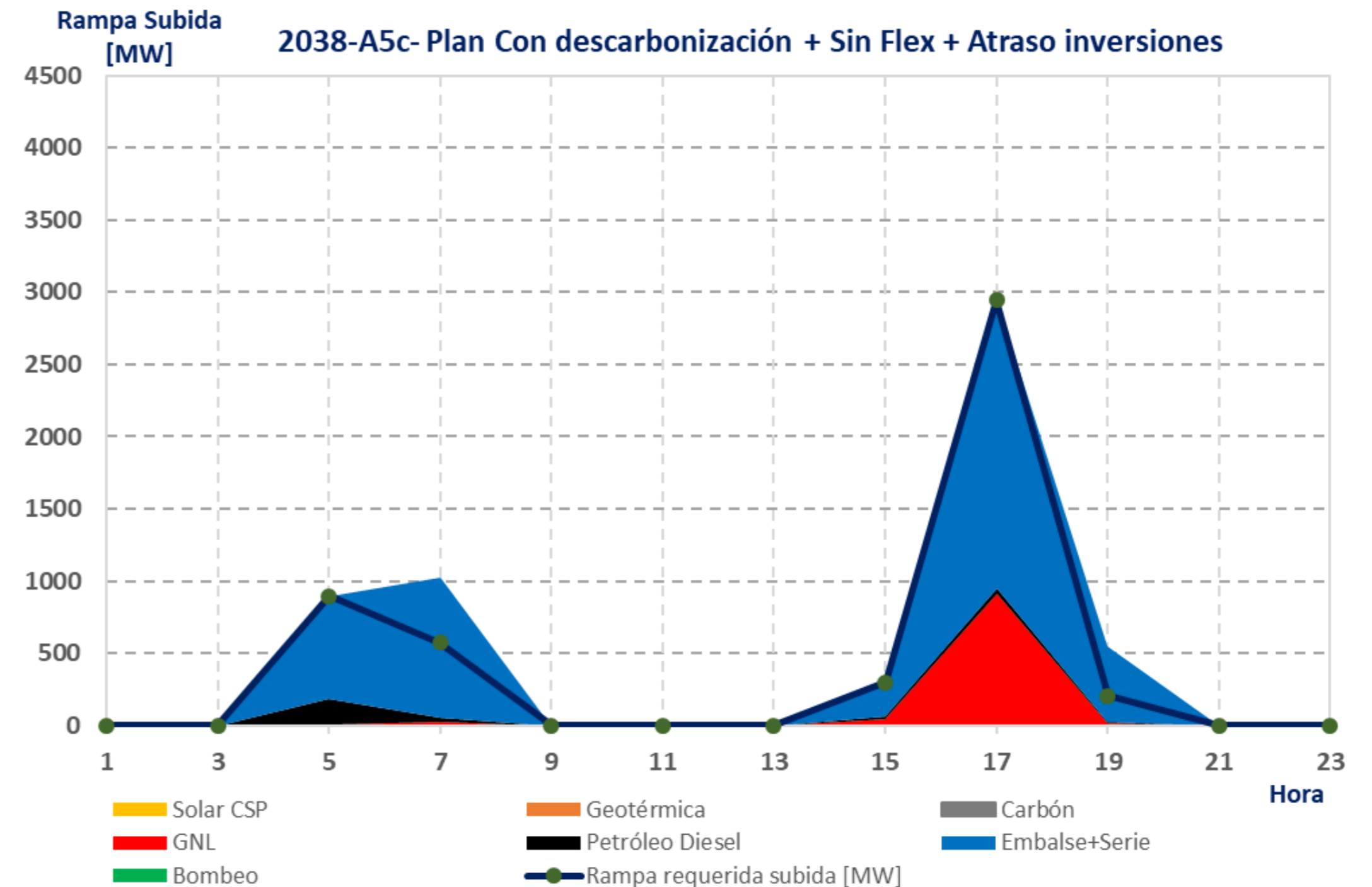
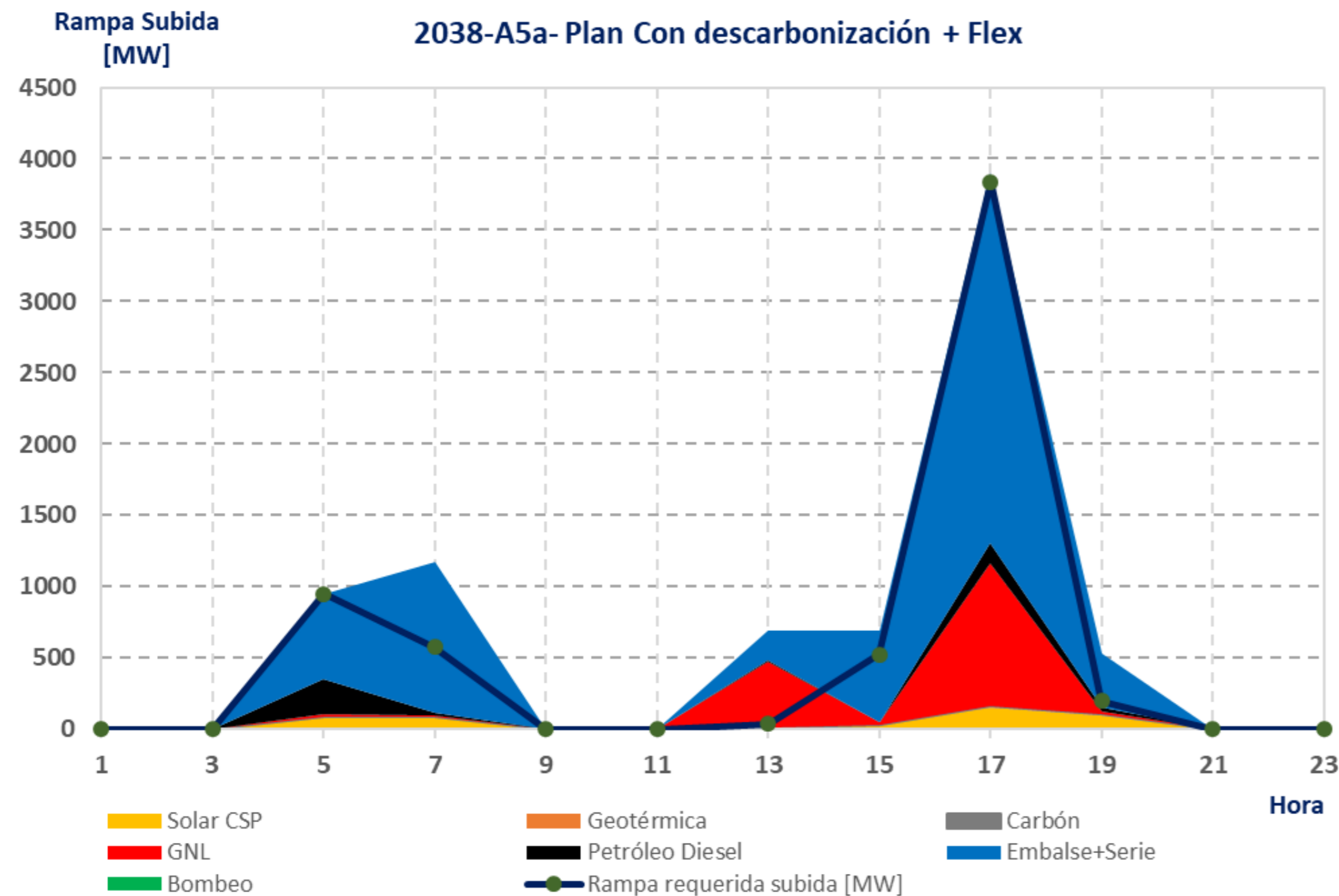
Escenario A5 – Simulación de la operación horaria



Las centrales Solar CSP y de bombeo entregan una mayor reserva de CSF al sistema en el caso Con flexibilidad, la cual es sustituida por unidades Diésel y Embalse en el caso Sin flexibilidad.

IMPACTO EN LAS RAMPAS

Día tipo de Abril de 2038, Cotas y afluentes bajos de embalses
Escenario A5 – Simulación de la operación horaria



Las centrales Solares CSP aportan una mayor rampa al Sistema en el caso Con flexibilidad respecto del caso Sin.





Conclusiones

CONCLUSIONES

- Para alcanzar el desarrollo del SEN con una operación segura y económica, se requiere que los futuros desarrollos de generación contemplen, en su concepción, los atributos necesarios para aportar flexibilidad a la operación del sistema, que son requeridos ante una alta inserción de ERV.
- En caso que el parque generador se desarrolle sin contemplar los requerimientos de flexibilidad para la operación del sistema, al momento de enfrentar la operación real se incurriría en sobrecostos operacionales, con respecto al caso con flexibilidad en el parque generador, o eventuales condiciones de racionamiento para casos hidrológicos muy críticos.
- A pesar de observarse un incremento en los costos de inversión en el parque generador, al considerar atributos de flexibilidad asociados a la inserción de ERV, de igual forma se identifica una alta inserción de ERV, ya que en su conjunto se observa una disminución de los costos totales de operación e inversión.
- El análisis consideró una curva de descarbonización al año 2038, cuyos impactos pueden ser mayores si se adelantase dicha curva de retiro de centrales.