

## ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DE SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO PERIODO 2022-2025

El objetivo del análisis es verificar la confiabilidad del sistema eléctrico de acuerdo a posibles escenarios de salida/entrada de plantas y crecimiento de demanda. Para medir la confiabilidad del sistema en términos de la energía no suministrada (déficit), se utilizó la herramienta de despacho hidrotérmico SDDP, modelando un caso base y dos sensibilidades.

### Caso Base

Se construyó el **Caso Base** tomando de partida la base de datos SDDP de planificación de mediano plazo publicada por el Centro Nacional de Despacho (CND) para la semana 23 del año en curso. Se tomaron las siguientes premisas:

1. Extensión del horizonte del estudio a 5 años
2. Se utilizó los porcentajes de indisponibilidad histórica (IH%) de la base de datos
3. 50 series hidrológicas
4. Proyección de combustible de largo plazo de la Energy Information Administration (EIA)
5. Crecimiento de demanda proyectado por el CND para 2021-2022
6. Crecimiento de demanda proyectado de 3.8% anual para el periodo de 2023-2025
7. No se consideran exportaciones
8. Salidas: Pedregal (diciembre 2021), Panam (diciembre 2021), Bayano (julio 2024)
9. Entrada de NG Power (julio 2024)

Figura 1: Cronograma de Entradas y Salidas de Potencia Firme Caso Base

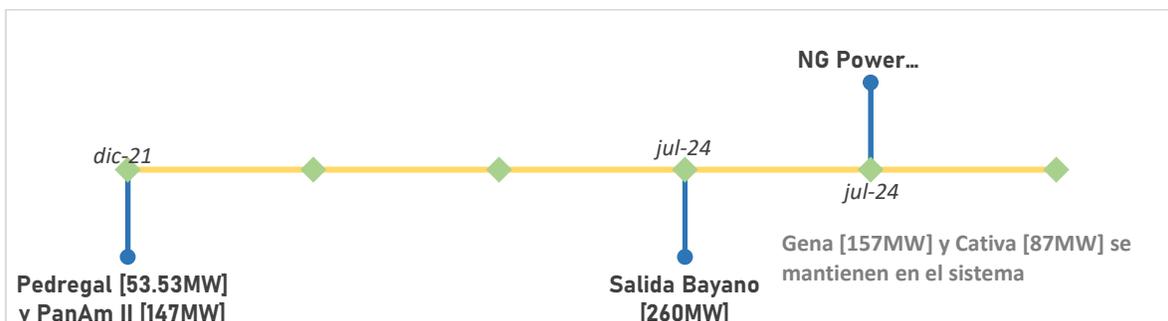
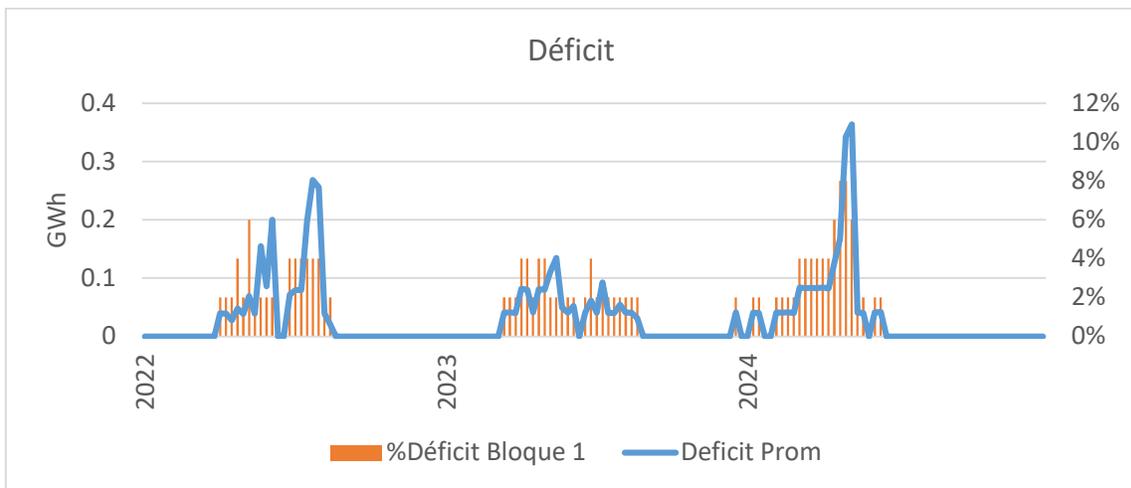


Tabla 1: Demanda del Sistema

Año	Demanda [GWh]	Demanda Mina [GWh]	Exportación [GWh]
2022	11,166	122.33	0
2023	11,614	166.64	0
2024	12,040	166.64	0
2025	12,480	166.64	269.49

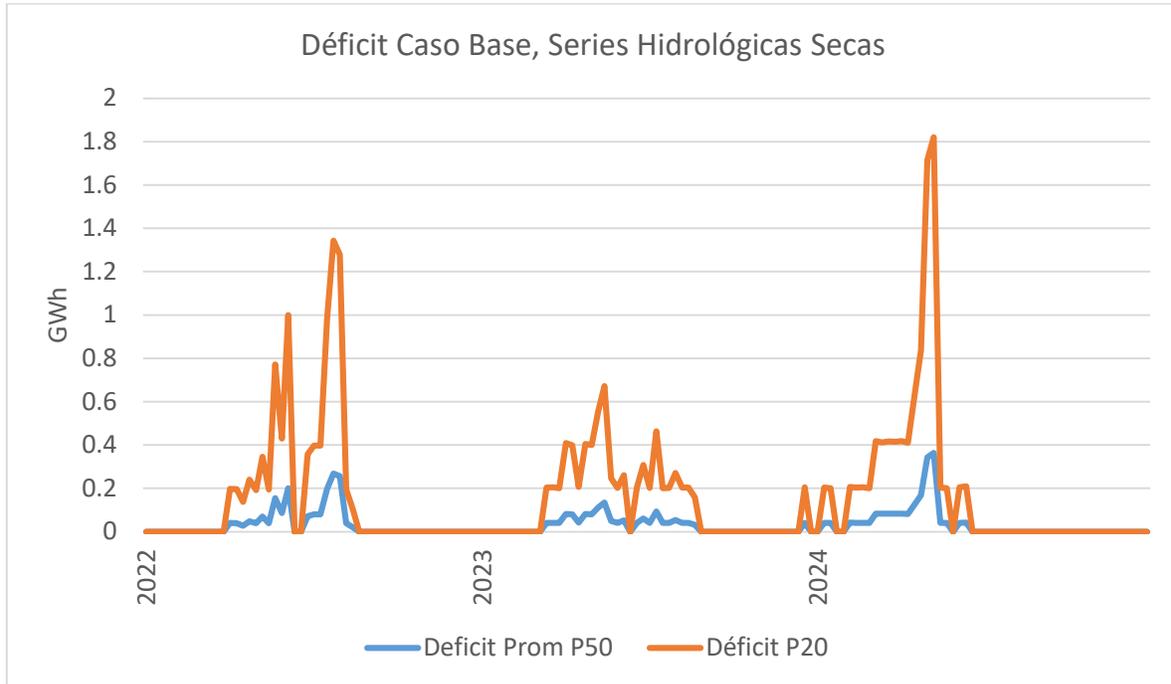
Bajo este escenario tenemos, al promedio de todas las series hidrológicas, los siguientes niveles de déficit en el bloque de demanda 1:

Gráfico 1: Déficit Semanal Caso Base (Promedio)



Se muestra a continuación una condición seca (Percentil 20) y condición húmeda (Percentil 80). Para este cálculo, se ordenaron las 50 series por semana por medio de una jerarquía descendente con el objetivo de representar hidrologías secas y húmedas en el sistema. Luego se aplicó la misma metodología para el cálculo del P50, únicamente que para el P20 representaría un promedio de los 10 escenarios más secos y el P80 sería los 10 escenarios más húmedos. Para la condición P80, el sistema no presenta déficit.

Gráfico 2: Déficit Semanal Caso Base (Condición Seca)



### Caso #1: se mantiene Panam y Pedregal hasta diciembre 2024

Se construyó el **Caso #1** tomando todas las premisas del Caso Base haciendo únicamente una modificación:

1. Se mantiene Panam (147 MW) y Pedregal (53 MW) hasta el final del horizonte del estudio (diciembre 2024)

Figura 2: Cronograma de Entradas y Salidas de Potencia Firme Caso #1

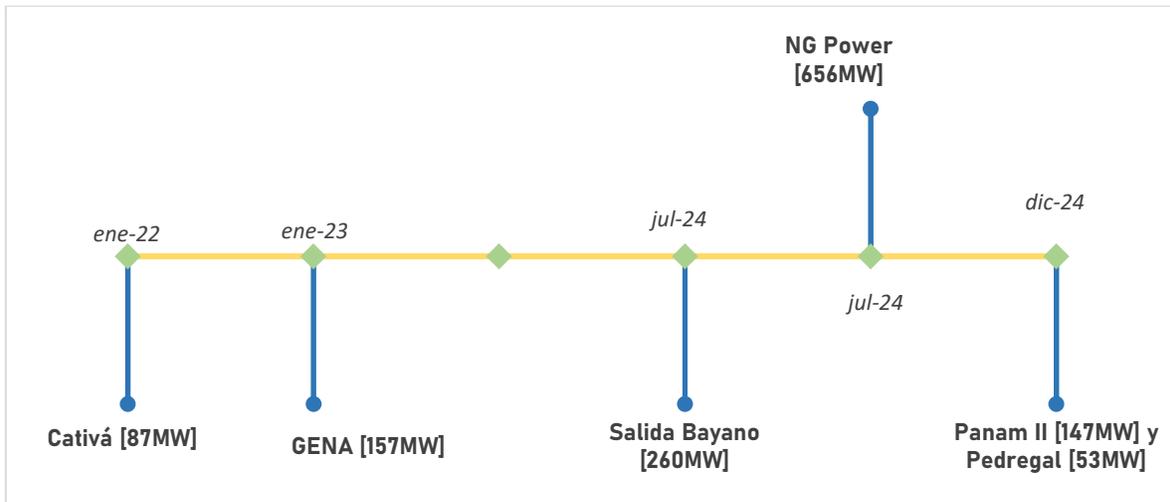


Gráfico 3: Déficit Semanal Caso #1 (Promedio)

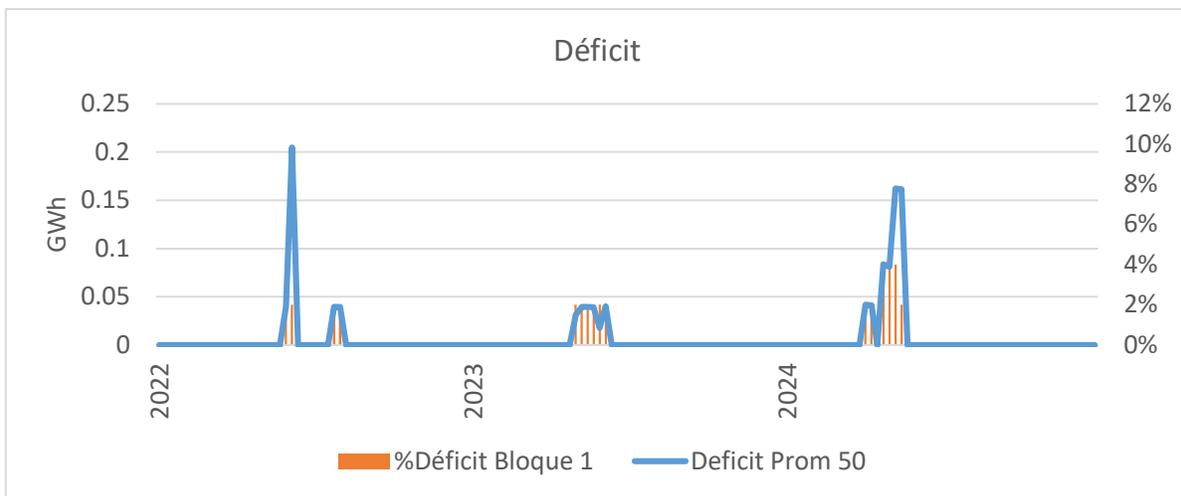
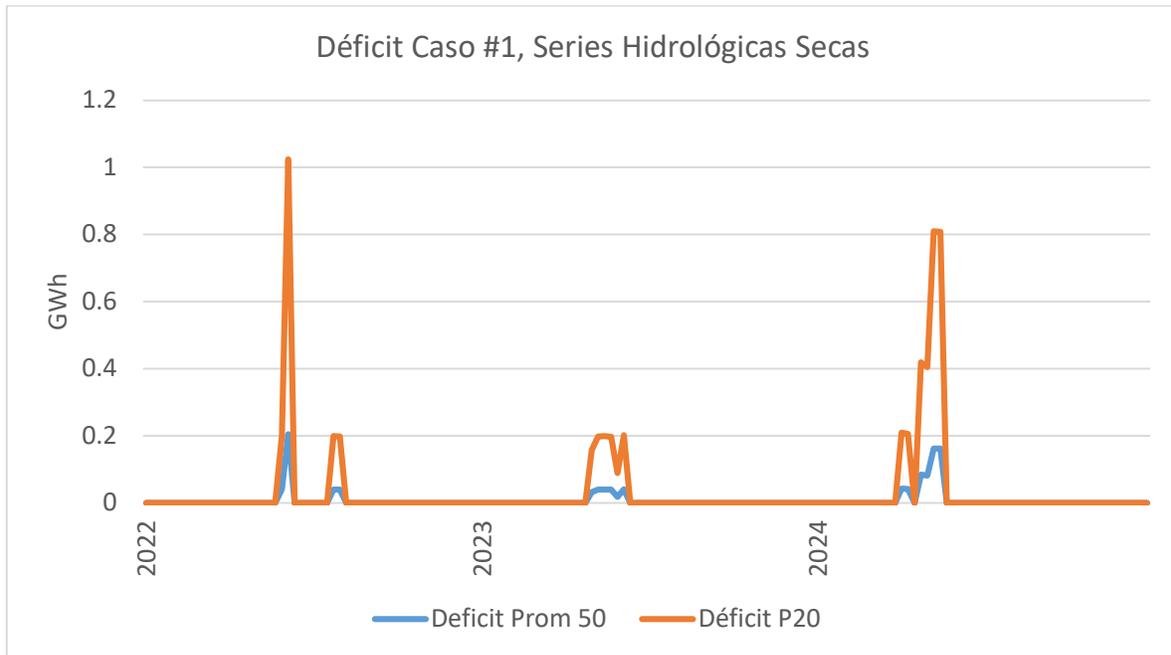


Gráfico 4: Déficit Semanal Caso #1 (Condición Seca)



### Caso #2: Retiro de Térmicas

Se construyó el **Caso #2** tomando todas las premisas del Caso Base haciendo las siguientes modificaciones:

1. Retiro de Panam (147 MW) y Pedregal (53 MW) a finales de 2021
2. Retiro de Cativá (87 MW) enero 2022
3. Retiro de GENA (157 MW) diciembre 2022

Figura 3: Cronograma de Entradas y Salidas de Potencia Firme Caso #2

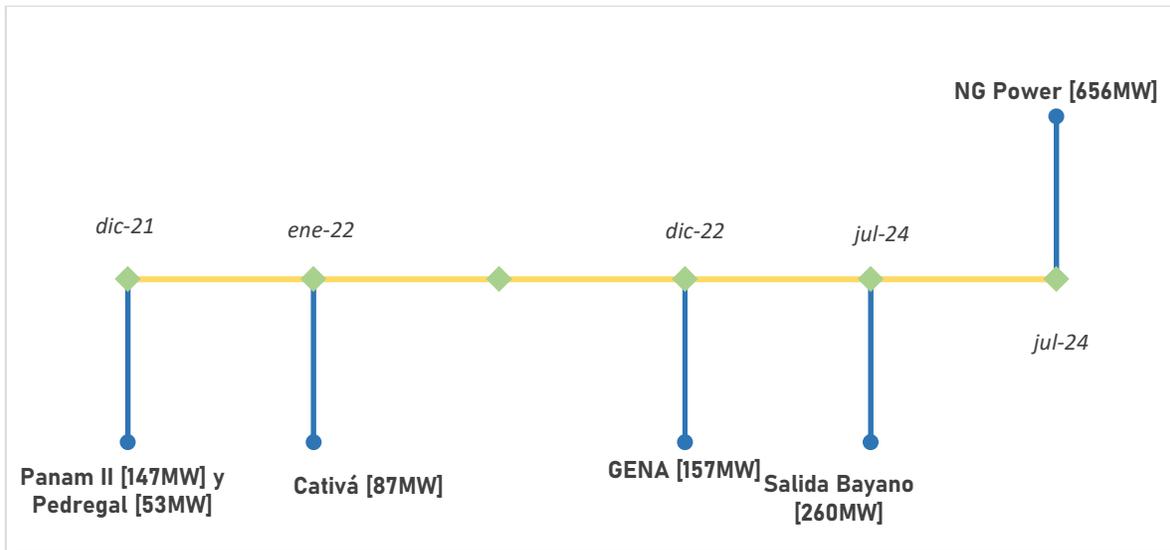


Gráfico 5: Déficit Semanal Caso #2 (Promedio)

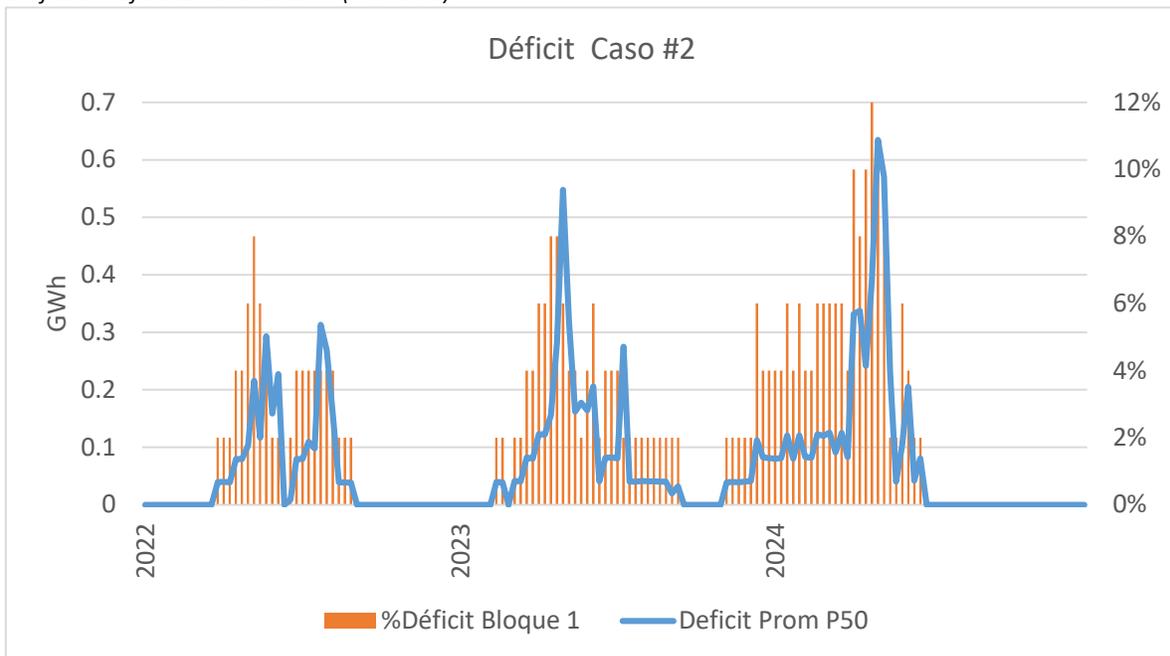
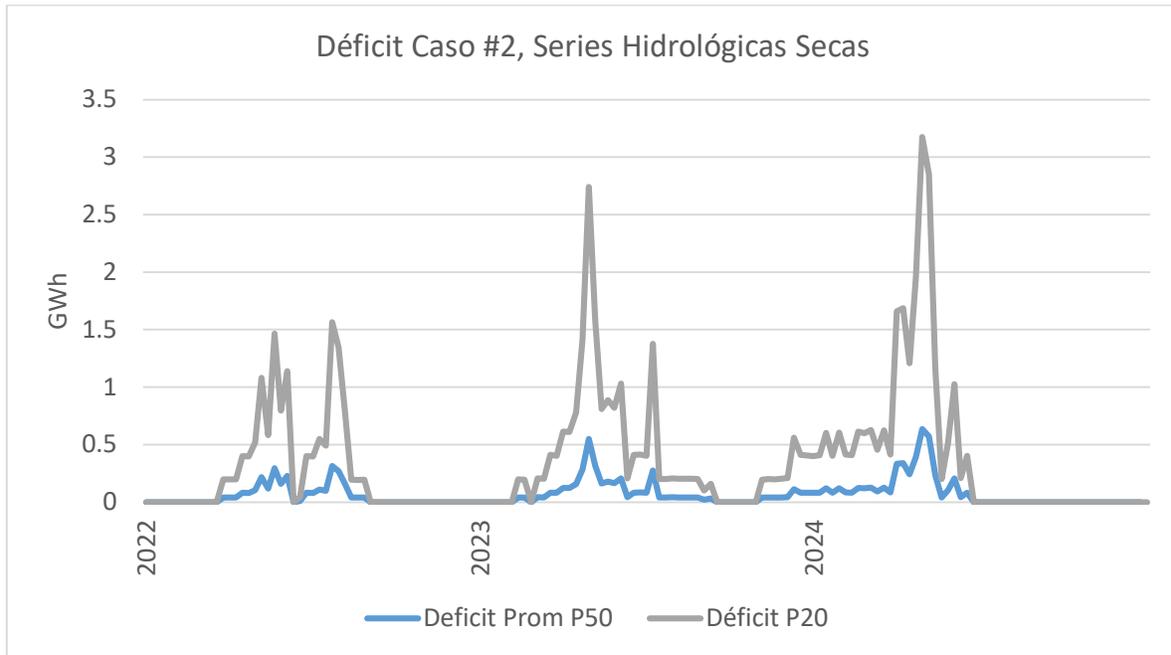


Gráfico 6: Déficit Semanal Caso #2 (Condición Seca)



### Caso #3: Crecimiento de Demanda 5.5% anual

Se construyó el **Caso #3** tomando todas las premisas del Caso Base haciendo la siguiente modificación:

1. Crecimiento de demanda más agresivo a partir del año 2023. Se incrementa el crecimiento de 3.8% a 5.5%.

Gráfico 7: Déficit Semanal Caso #3 (Promedio)

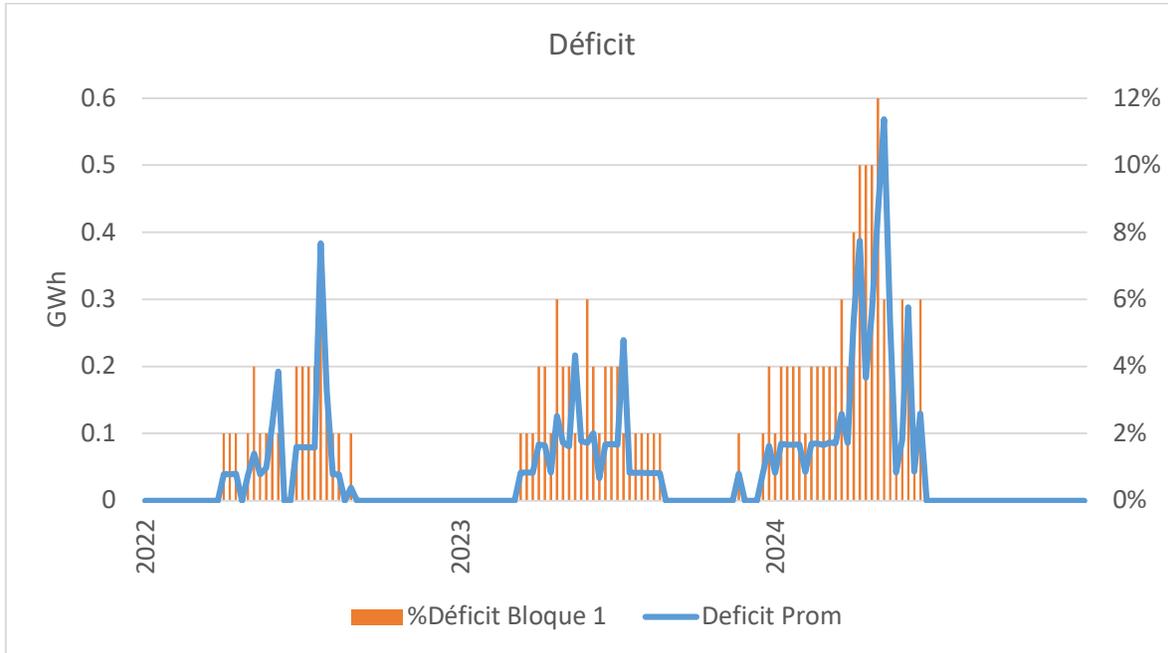
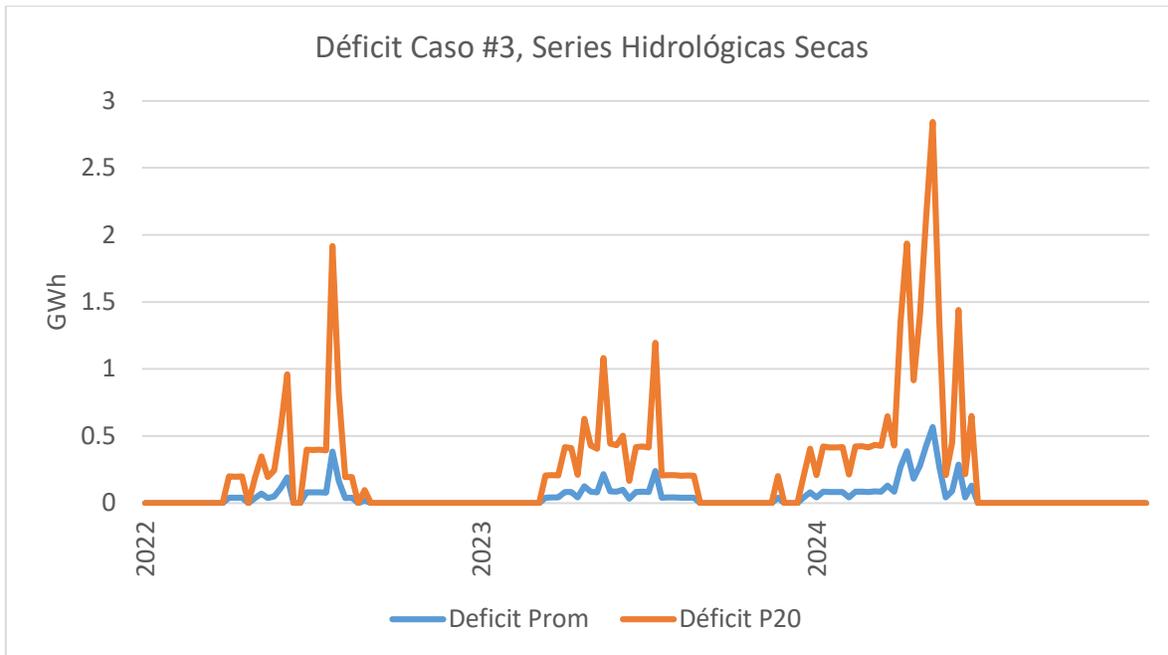


Gráfico 8: Déficit Semanal Caso #3 (Condición Seca)



### Análisis de Resultados

Observamos que la energía no suministrada (ENS) del **Caso Base**, es superior a los estándares de una adecuada calidad del servicio ( $ENS=1 \times 10^{-4}$  de la energía abastecida). Esta situación se mantiene inclusive durante el año 2024, ya que la planta NG Power entraría en operación durante el segundo semestre de ese año.

Tabla 2. Energía No Suministrada (ENS) Caso Base, Hidrología Promedio

Año	Demanda Total [GWh]	ENS [GWh]	Factor ENS
2022	11,288	1.75	1.55E-04
2023	11,781	1.40	1.19E-04
2024	12,207	1.91	1.56E-04

Este escenario de hidrología promedio se debe contrastar también con un escenario seco.

Tabla 3. Energía No Suministrada (ENS) Caso Base, Hidrología Seca

Año	Demanda Total [GWh]	ENS [GWh]	Factor ENS
2022	11,288	8.76	7.76E-04
2023	11,781	6.98	5.93E-04
2024	12,207	9.53	7.81E-04

Para el Caso #1, donde se considera Panam y Pedregal durante todo el horizonte del estudio y Gena hasta diciembre 2023, no observamos que se viole la condición de  $ENS=1 \times 10^{-4}$  en el caso base. Sin

embargo, tenemos que, si consideramos las series hidrológicas más secas, tenemos que la ENS supera el límite de abastecimiento seguro.

El Caso #2, el cual representa la salida de las plantas térmicas del plantel, tiene un factor de ENS un orden de magnitud mayor al criterio. Considerando una reactivación más dinámica de la economía en general, resultando en el crecimiento de demanda de 5.5% considerado en el Caso #3, tenemos también valores que sobrepasan el criterio  $ENS=1 \times 10^{-4}$

<b>Año</b>	<b>Factor ENS Caso #2</b>	<b>Factor ENS Caso #3</b>
<b>2022</b>	1.16E-03	7.04E-04
<b>2023</b>	1.68E-03	8.69E-04
<b>2024</b>	1.85E-03	1.65E-03