

Caracterización de excedentes y propuesta de señales para gestión de la demanda

Autores:

Paula Laureiro, Jorge Molinari

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.

Trabajo final, curso SimSEE 2014
IIE – FING – UDELAR

Julio 2014
Montevideo – Uruguay.

Objetivo

- Evaluar y caracterizar los posibles excedentes de energía en el período 2014-2024, producidos a partir de la incorporación de significativos niveles de potencia instalada no despachable.
- Analizar opciones de señales de gestión de la demanda:
 - Ventana temporal en la que se garantiza la oferta de un mínimo de excedentes todos los años.
 - Anuncio de existencia de excedentes con poca antelación temporal.

Hipótesis de trabajo

- Escenario Base

- **Horizonte de simulación:** 01/07/2014-01/01/2025 (dos años de guarda en horizonte de optimización)
- Paso semanal con cuatro poste monótonos
- **Tasa de actualización:** 12%.
- **Demanda:** Demanda detallada (año base a partir de promedio 2010-2013). Proyección de crecimiento anual de 3,5%.
- **Generación hidráulica:** Parque actual. Solo se considera embalse en Bonete.
- **Generación Térmica:** Generadores térmicos básicos. Se considera pago por disponibilidad.

	Combustible	P máx (MW)	fd	Pago por disponibilidad (USD/MWh)	Año de salida del sistema
5ta. Udad (FO_5ta)	Fuel oil	75	0,80	35	31/12/2019
6ta. Udad (FO_6ta)	Fuel oil	120	0,85	35	31/12/2019
Motores CB (FO_MOT)	Fuel oil	10*8	0,85	35	31/12/2024
CTR (GO_CTR)	Gas oil	111*2	0,85	25	31/12/2024
PTI * (GO_PTI)	Gas oil	48*6	0,85	25	31/06/2015
Mot. arrendados (GO_Arrendados)	Gas oil	50*7	0,90	38	31/12/2015
		50*3			30/06/2016

Se considera la expansión en base a Gas Natural:

	Combustible	P máx (MW)	fd	Pago por disponibilidad (USD/MWh)	Entrada al sistema
PTI_GN (GN_PTI)	Gas natural	48*6	0,85	25	01/07/2015
Turbinas_GN_PTI (GN_TG_CC)	Gas natural	180	0,85	25	01/01/2016
		180			01/07/2016
CC_530 (GN_CC180)	Gas natural	180	0,85	25	01/01/2017

- **Generación Eólica:**

Fecha	Potencia instalada acumulada (MW)
01/01/2014	300
01/05/2015	640
01/11/2015	1200
01/01/2020	2200

- **Biomasa no despachable:** A partir de generador térmico básico. Parte 168 MWh, alcanza 216 MWh en 01/05/2016.
- **Comercio internacional:**
 - **Argentina:** Modelo mercado Spot. Se habilita un bloque de exportación de 200 MW con disponibilidad 100% y precio 15 USD/MWh. No se habilita la importación
 - **Brasil:** Mercado spto postizado. Se habilita 570 MW (Interconexión Rivera-Livramento y Melo). Disponibilidad 85%. Precio relacionado al coste marginal según poste.

- **Escenario alternativos**

- **Límites al intercambio regional (Escenario A):** Se limita al 50% la exportación hacia Argentina.
- **Límites al intercambio regional (Escenario B):** Deltas de exportación e importación de 300 USD/MWh que limitan el intercambio con Brasil.
- **Escenario sin Aratirí:** Se considera una reducción de la demanda (respecto al escenario base) de 33,6 GWh semanales a partir de la no incorporación de Aratirí.

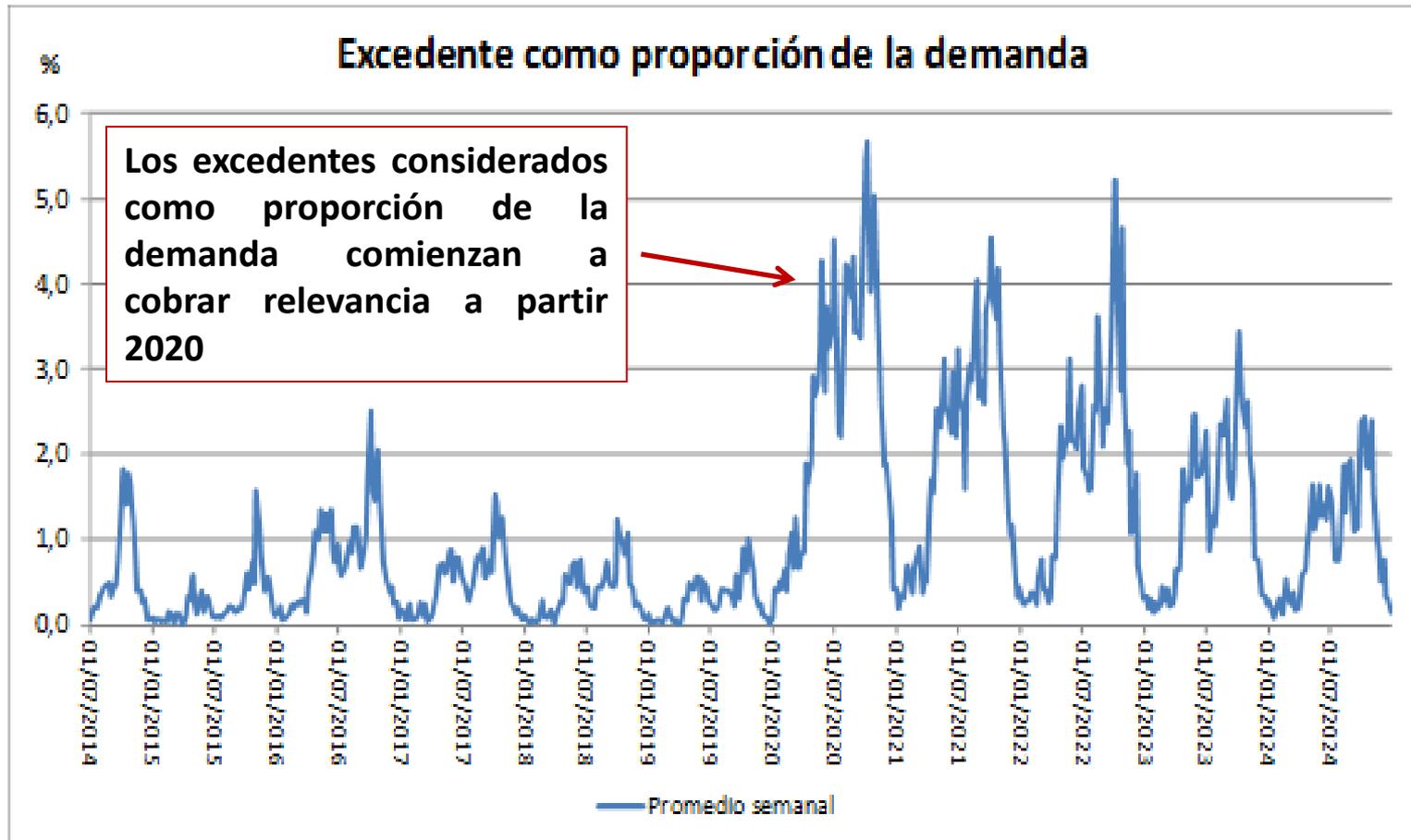
Metodología

- **Definición de excedentes:**
 - Energía generada que supera la demanda nacional y las hipótesis de intercambio asumidas.
 - Modelado a partir de un actor internacional spot.
 - Bloque de 2000 MW con un precio de 0,01 USD/MWh.
- **Caracterización de períodos relevantes:** en el horizonte de estudio y dentro de cada año.

- **Propuestas de gestión de la demanda:**
 - Referencia: Mediana de las crónicas ordenadas en términos de volumen de excedentes.
 - Consideración de oferta mínima de excedentes de acuerdo a los momento caracterizados en primera instancia.
 - Incorporación de oferta mínima en la demanda del sistema.
 - Comparación de Costos Operativos Anuales anteriores y posteriores a la incorporación de los excedentes mínimos a la demanda del sistema.
- **Sensibilidad de los resultados:** a partir de la modificación de las hipótesis consideradas.

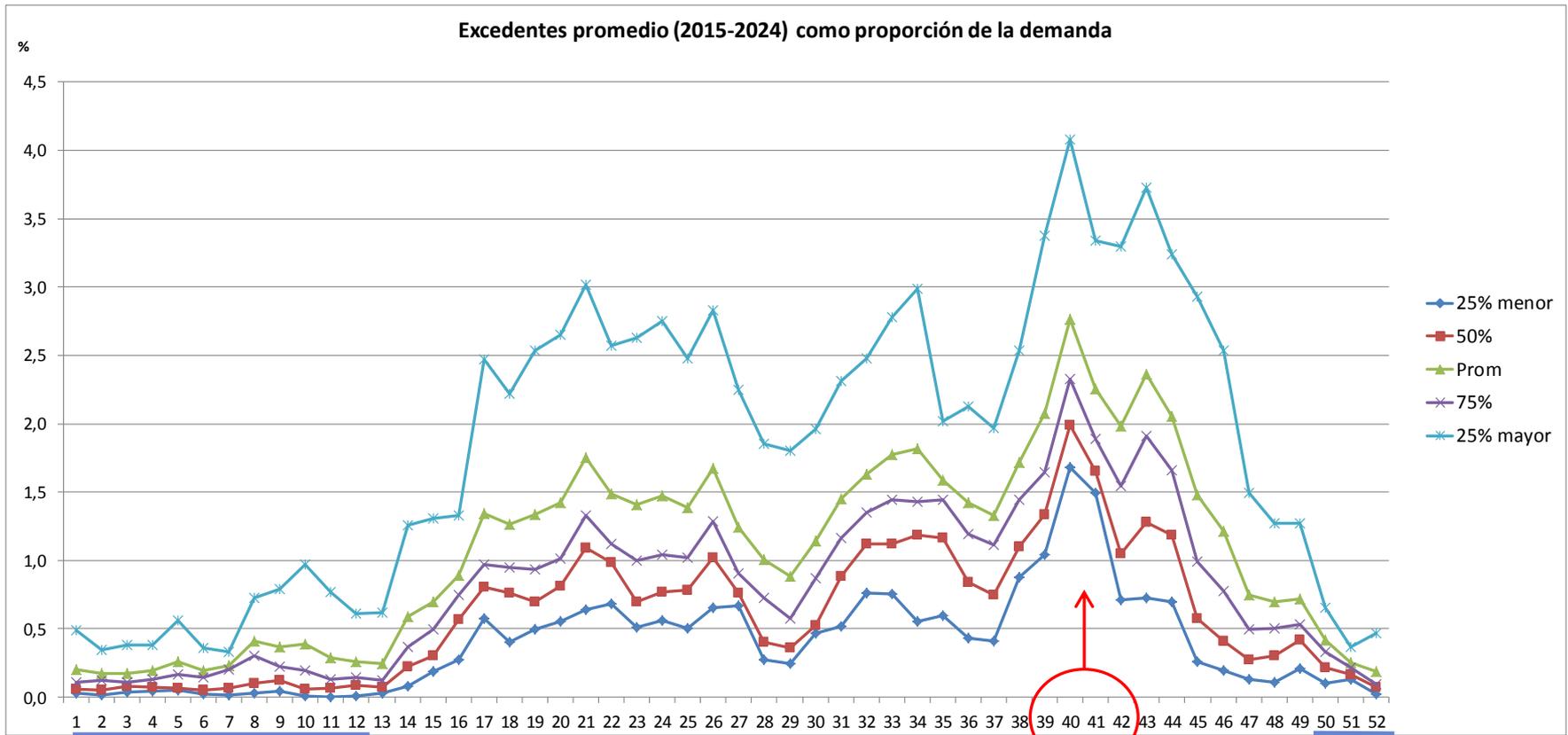
Resultados del estudio.

- **Escenario base:** 100% de disponibilidad de exportación hacia Argentina y 85% de disponibilidad de intercambio con Brasil.



- **¿Cómo se distribuyen los excedentes en las semanas del año?**

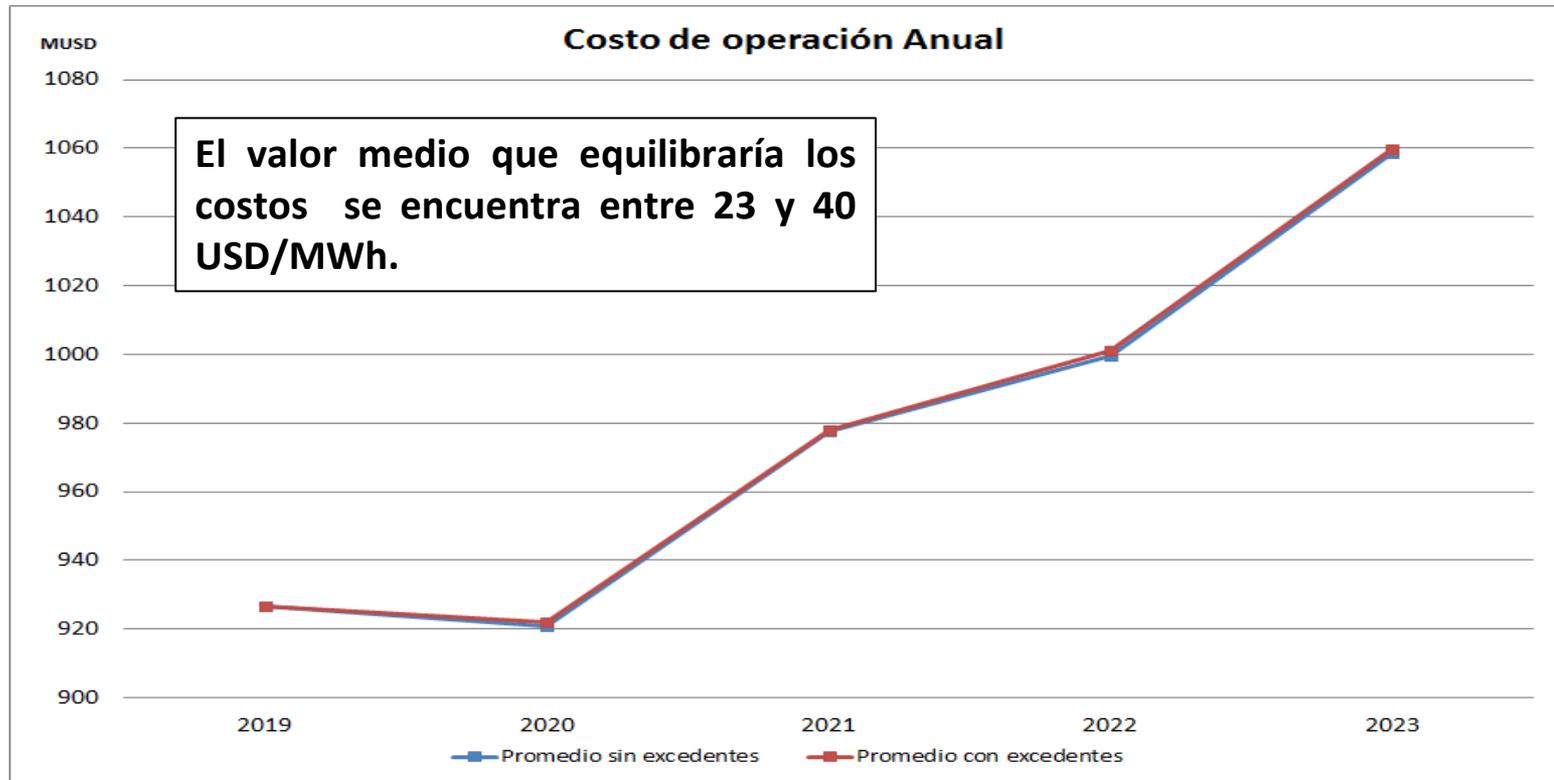
Similar comportamiento en todos los años considerados. Aumento del volumen de excedentes entre la semana 39 y 40.



- **Gestión de la demanda:** Se garantiza un mínimo de 2,2% de la demanda.

Volumen mínimo de excedentes (GWh)					
Semana	2020	2021	2022	2023	2024
39	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6
40	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5
41	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7
42	6,0	6,2	6,4	6,5	6,7

- **Variación en los Costos Operativos del Sistema por garantizar un mínimo de excedentes**

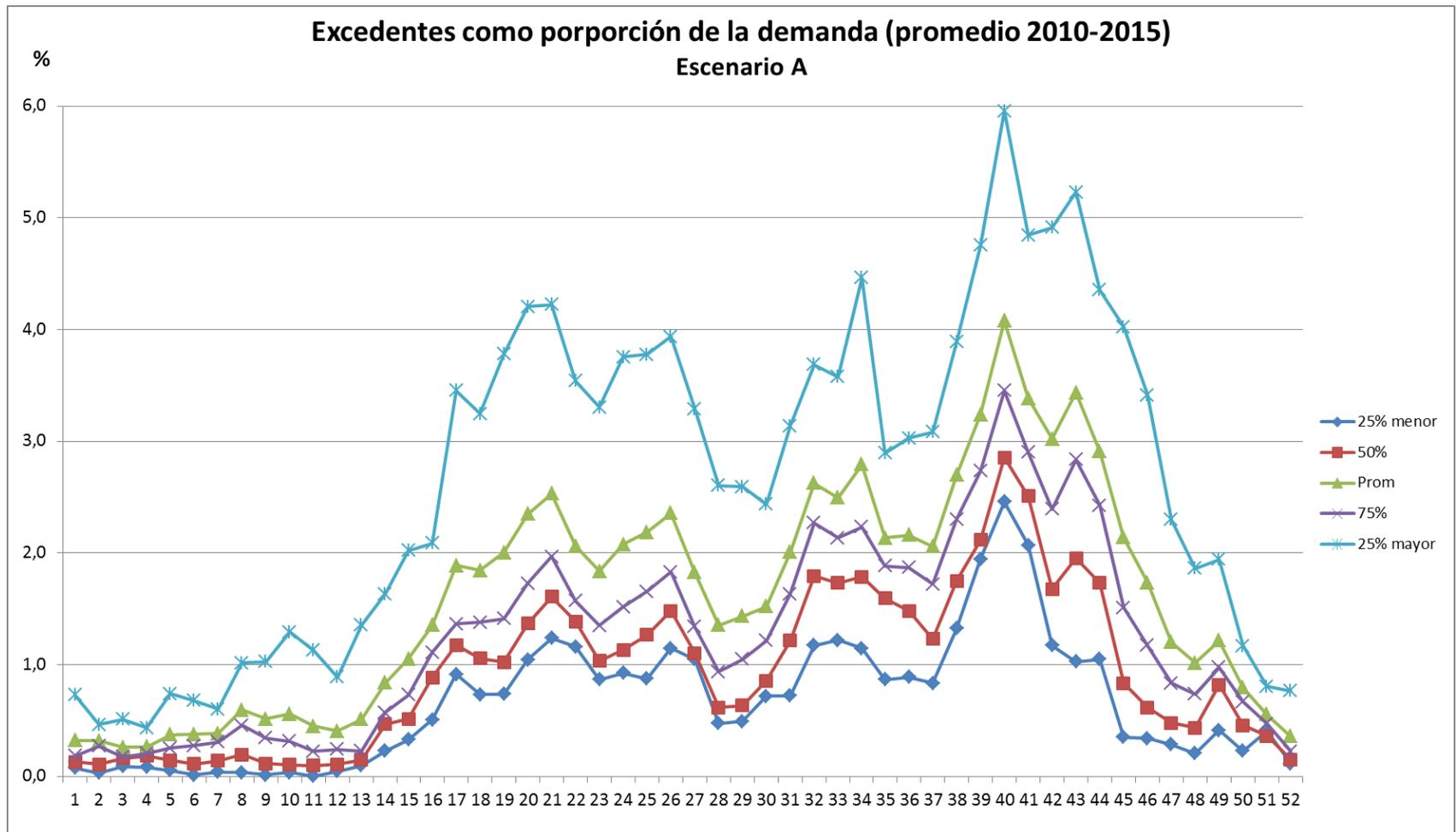


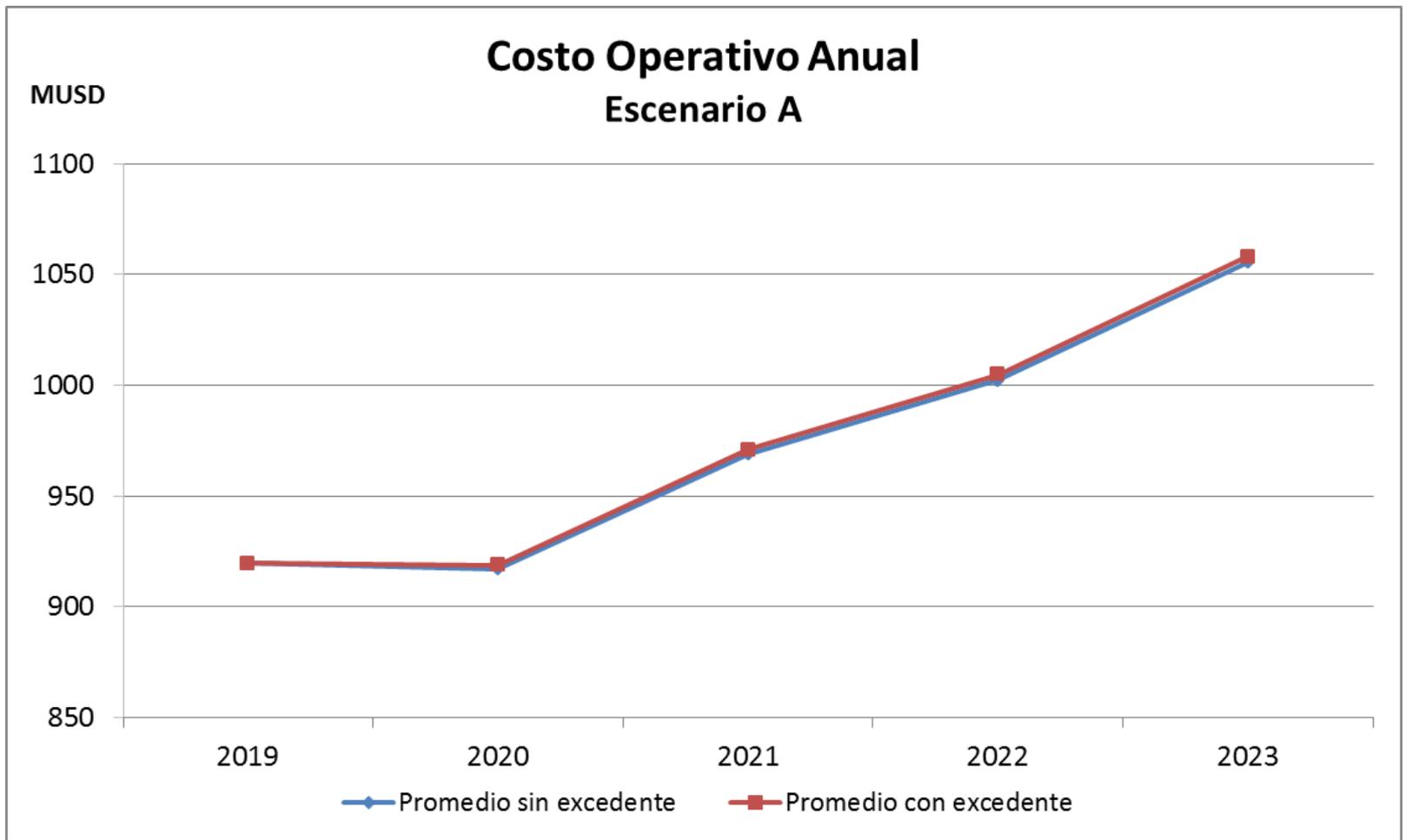
- **Aproximación a la energía disponible para las ofertas de ocasión.**

Cantidad de semanas que exceden el promedio semanal de excedentes (fuera de la semana 39-42)					
	2020	2021	2022	2023	2024
Cant. semanas	20	24	23	23	20
Promedio de excedentes (GWh)	10,9	8,3	8,3	6,3	5,2

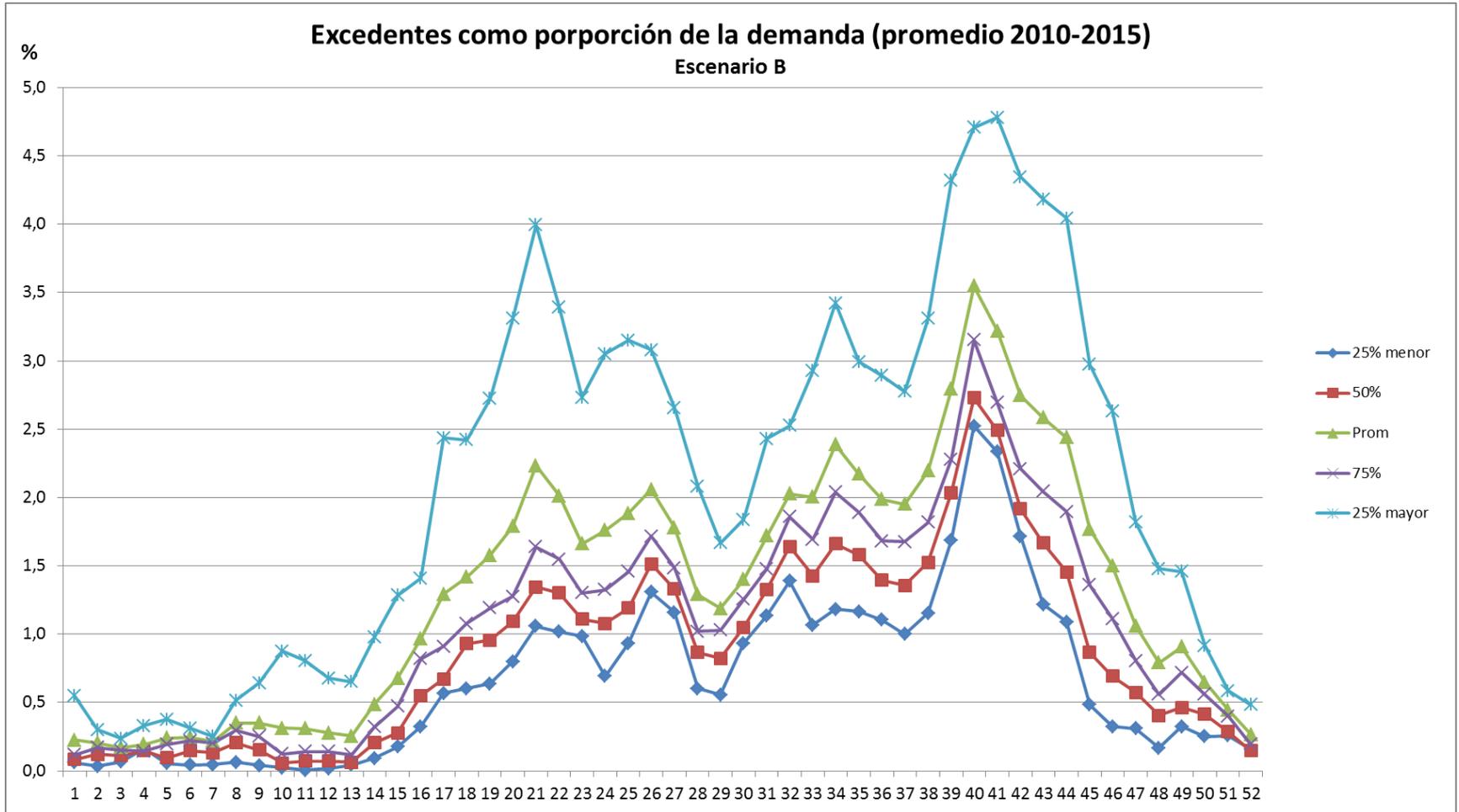
- Restricciones al intercambio:

- **Escenario A** (50% disponibilidad de exportación hacia Argentina)



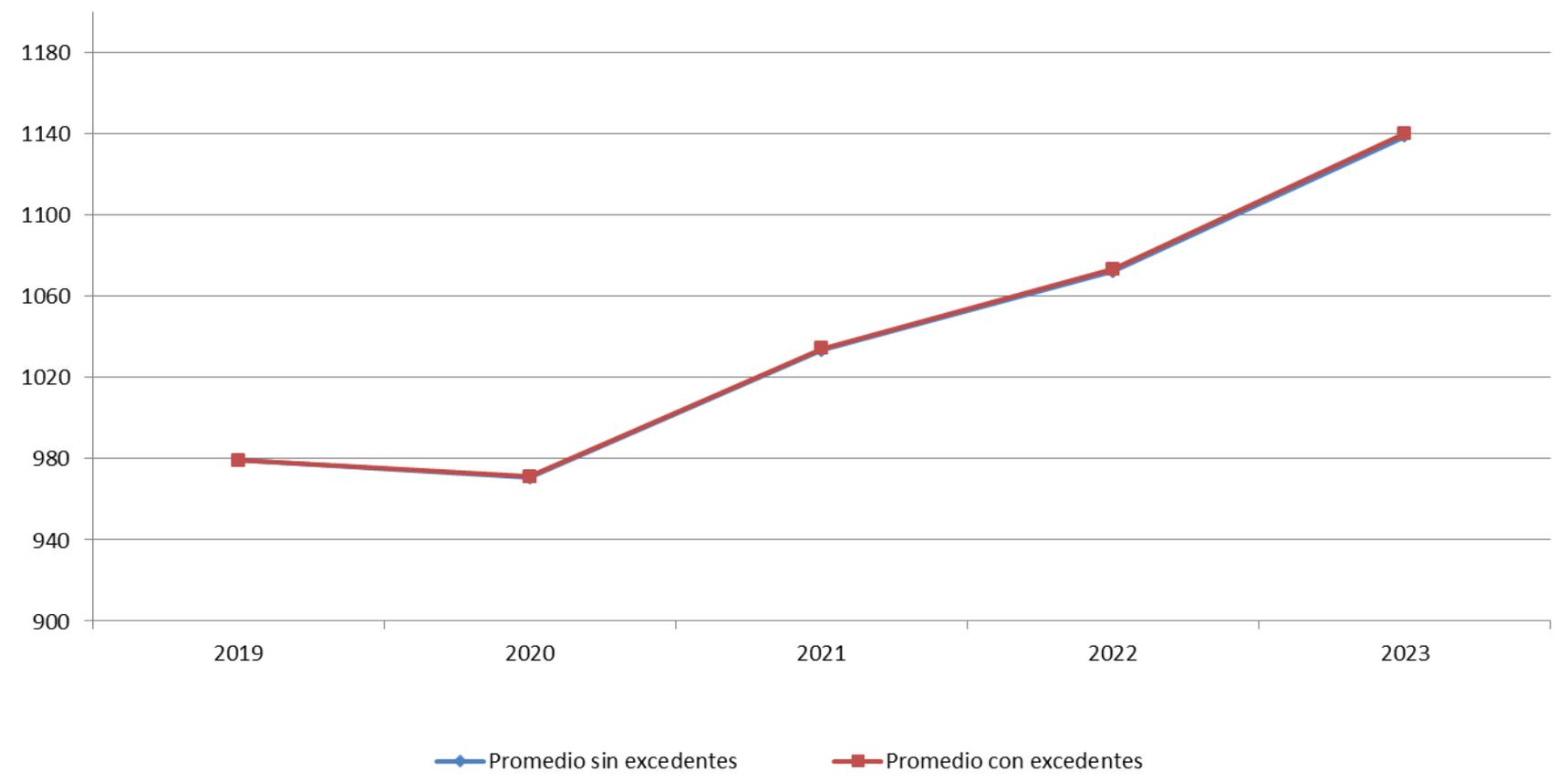


- **Escenario B (Límites al intercambio con Brasil):**

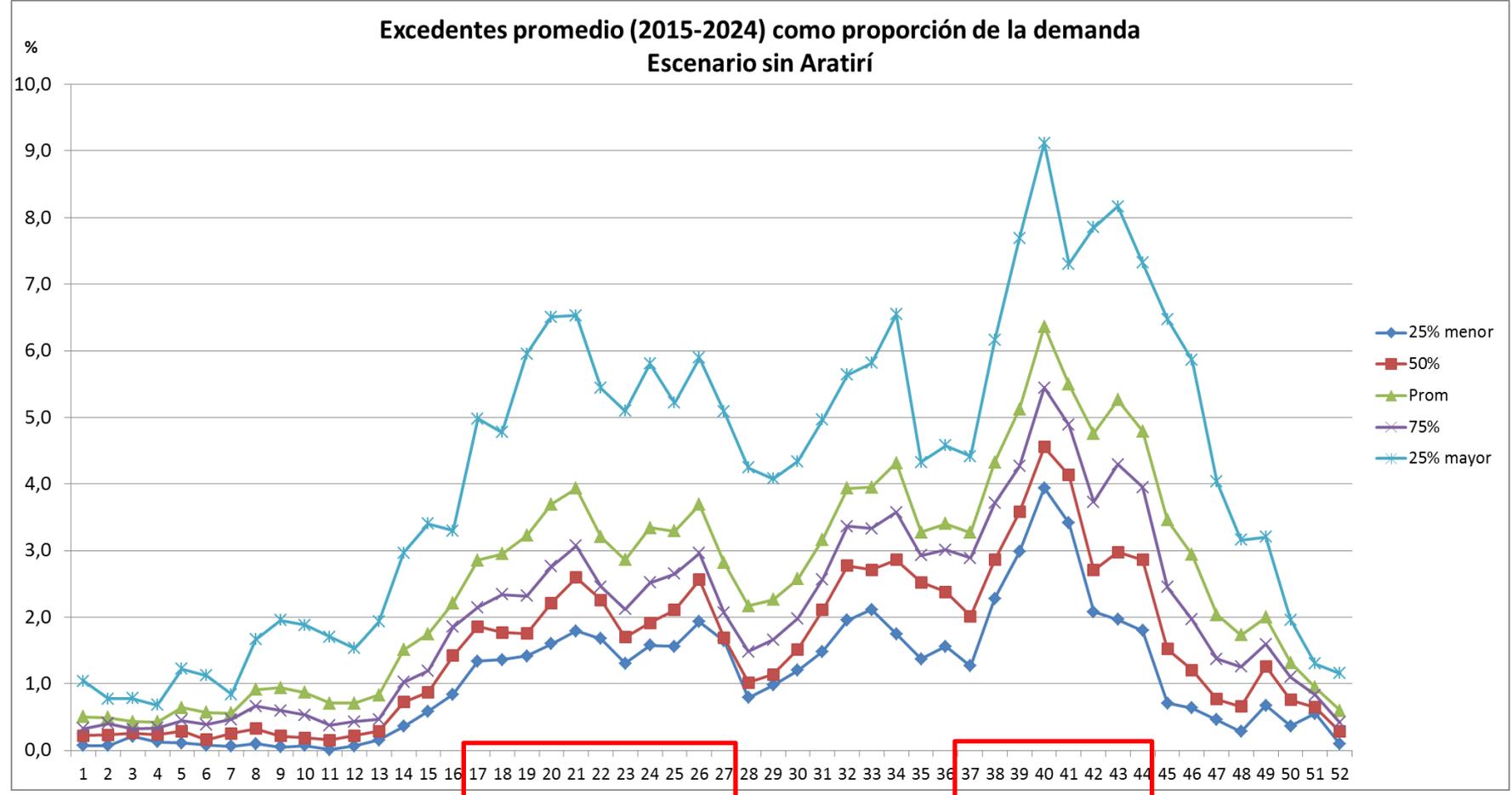


Costo Operativo Anual Escenario B

MUSD

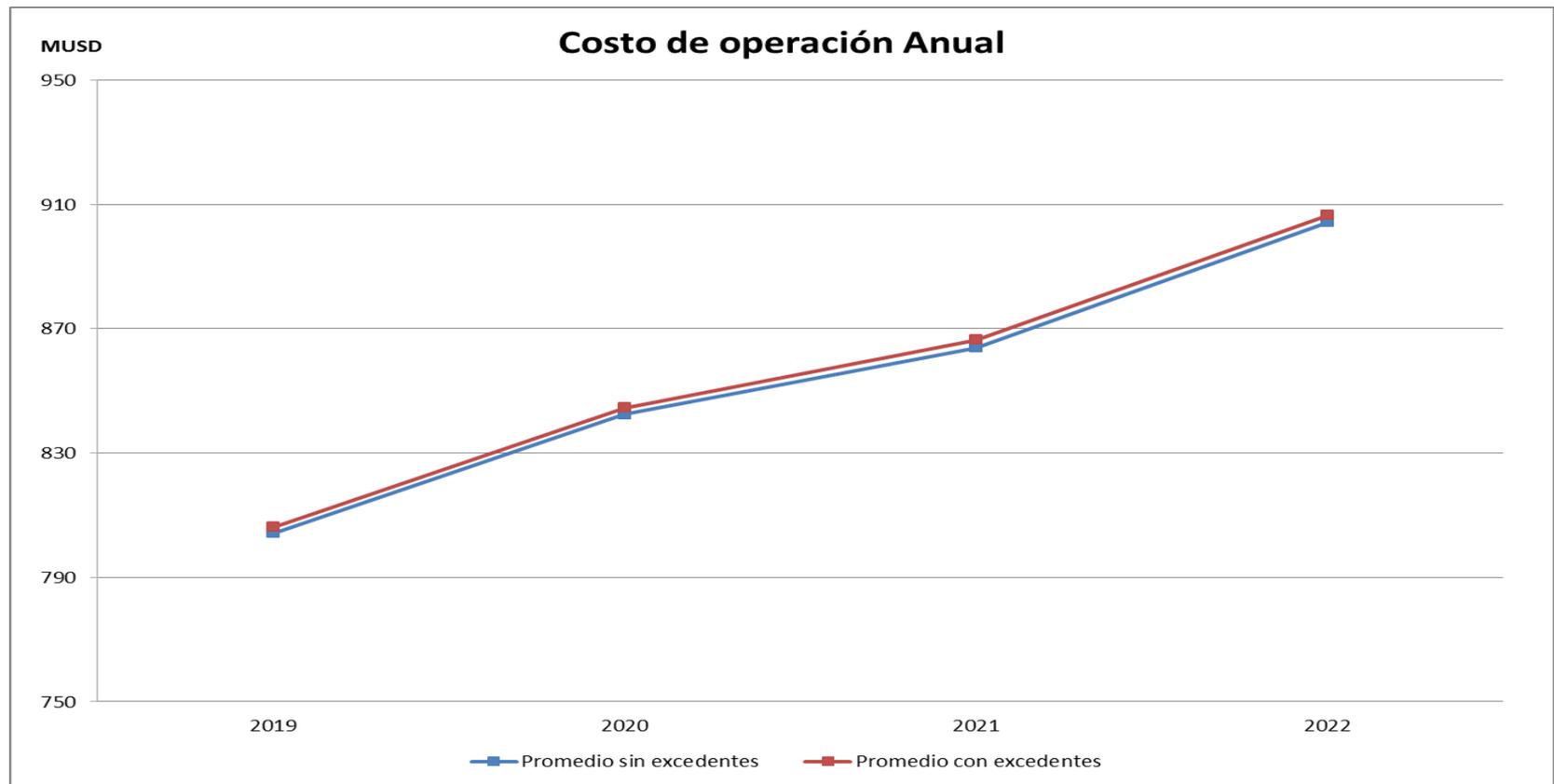


● Escenario sin Aratirí:



- Excedentes mínimos garantizados:

Volumen mínimo de excedentes (GWh)					
Semana	2020	2021	2022	2023	2024
39	12,6	13,2	13,6	14,0	14,4
40	13,0	13,3	13,6	14,0	14,3
41	12,8	13,2	13,7	14,2	14,7
42	13,1	13,5	13,9	14,3	14,5



• Consideraciones:

• Cambios en las hipótesis de intercambio regional:

- • no generan mayores cambios en el año en que los excedentes comienzan. Moderadas y graduales variaciones respecto a la distribución intra-anual de los excedentes.
- • Aumenta el volumen de excedentes

• No concreción del proyecto Aratirí:

- • Mayor volumen de excedentes
- • Mayor cantidad de semanas con posibilidad de establecer un mínimo de oferta (gradual con la disminución de demanda interna u acuerdos de intercambio)

En los escenarios considerados garantizar un mínimo de excedentes no genera un incremento significativo de los Costos Anuales de Operación del Sistema (mayor incremento entorno al 0,3%).

Posibles trabajos futuros.

- Modificaciones en las hipótesis de expansión del parque generador.
- Consideración detallada de precios y momentos del año acordados para el intercambio energético regional.
- Consideración de costos por hora y estación del año de acuerdo a las disponibilidades de la red.

FIN

Muchas gracias