ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

SPEC energy | data | innovation

Análisis Cuantitativo del Rol del Gas en la Transición Eléctrica de Chile

Mesa de Descarbonización
organizada por:

Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

Objetivo

*El objetivo **general del estudio** consiste en realizar proyecciones del desarrollo futuro del mercado eléctrico chileno **bajo distintos escenarios de mercado**, con el fin de **identificar y cuantificar la participación de la generación en base a gas** para un horizonte de evaluación **2024-2040**.*

Metodología

Metodología

- Determinar distintos escenarios de expansión del sistema, considerando inversiones en generación, almacenamiento, y transmisión).

- Identificar la participación/utilización del gas en dichos escenarios, junto con otras métricas de interés.

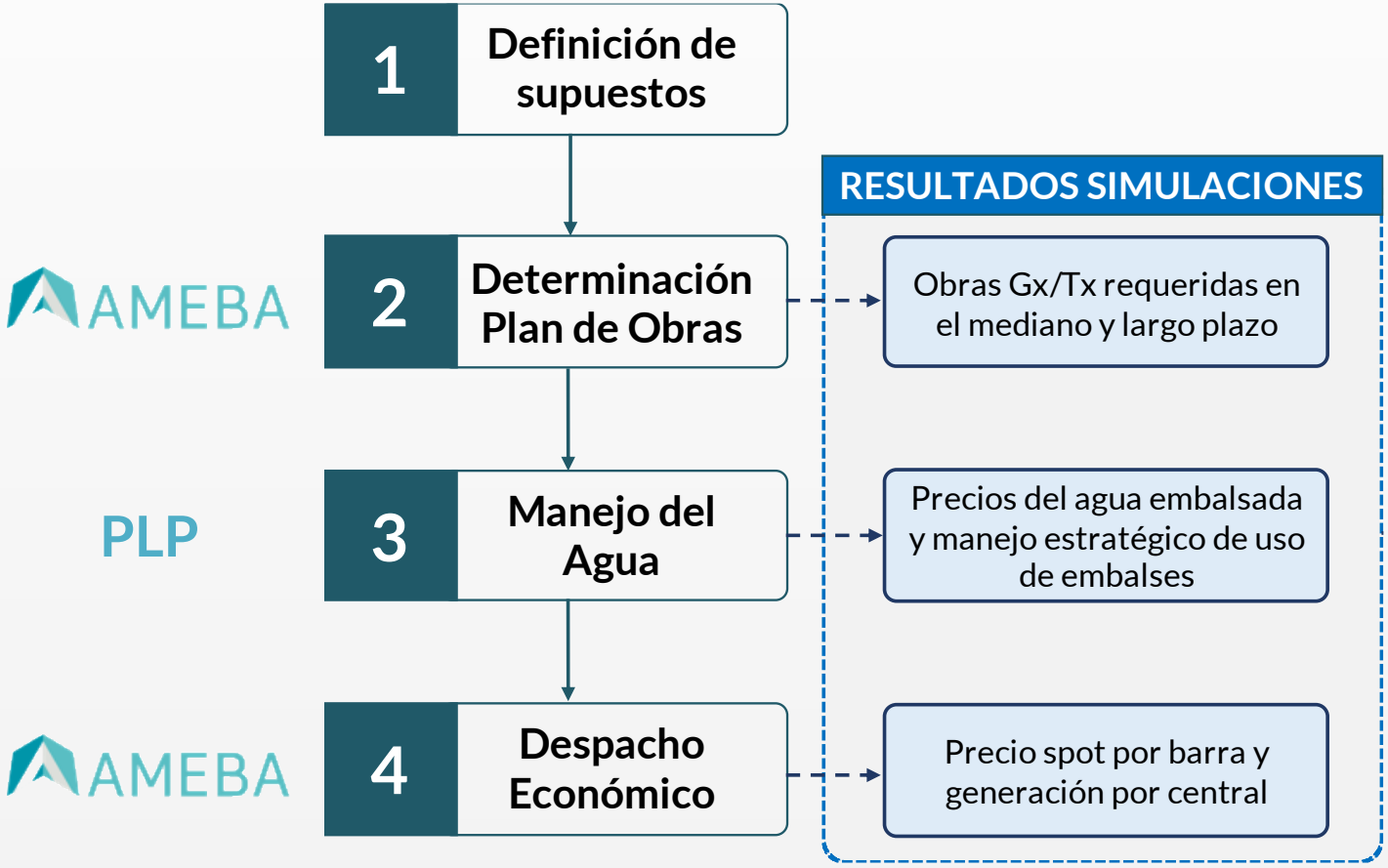
- Herramientas de uso generalizado, particularmente AMEBA que se utiliza en la PELP del Ministerio de Energía.

- Esta herramienta cuenta con un detalle horario de la operación del sistema, emulando su comportamiento real.

- Además, se utilizan datos de entrada compatibles con los principales supuestos de la autoridad.

Modelo matemático

- Usamos herramientas que permitan demostrar eficiencia económica, seguridad de suministro (incluyendo factibilidad operativa) y consideraciones de sustentabilidad.



Principales datos de entrada

Definición de variables del mercado para el caso base

Concepto	Fuente	Ajuste o comentarios
Demanda	Proyección CNE 2023 + medidas de electrificación carbono neutralidad (Min E)	Creación de perfiles horarios según tipo de consumo para electrificación
Costos de combustibles	Carbón: Valores observados Coordinador hasta 2026 Tendencia hacia 100 USD/ton hacia fin de 2028 LNG: Short Term Energy Outlook (del 6 jun 2023) para el periodo hasta dic 2024. Annual Energy Outlook 2023 para 2024 en adelante, interpolando linealmente valores anuales Gas Argentino: Valores observados Coordinador hasta 2024 7% Brent para 2025 en adelante	Incluye diferenciación por central según Coordinador a abril 2023
CAPEX ERNC y Almacenamiento	PELP 2023 escenario medio	Verificación de CAPEX al 2023 según informe de costos CNE

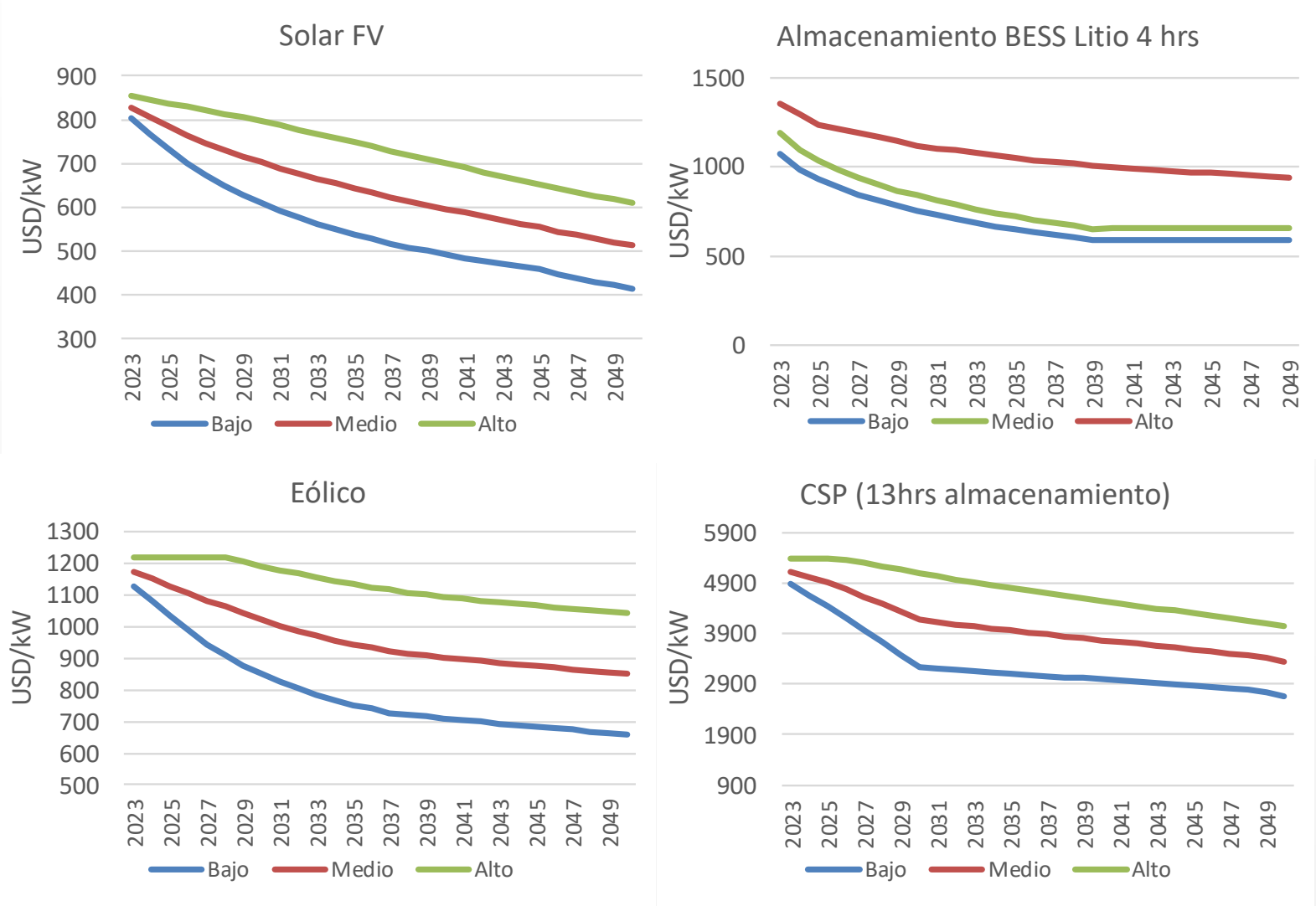
Definición de variables del mercado para el caso base

Otros parámetros relevantes para el ejercicio prospectivo:

Concepto	Fuente	Ajuste o comentarios
Retiro centrales a carbón	Retiro total al 2035	Se justifica en la necesidad de tener un periodo de transición y aprendizaje (post HVDC)
Escenarios hidrológicos	Escenario medio-seco basado en series sintéticas con cambio climático, con energía total en torno a 21 TWh	Definidos según valores observados en último precio nudo que incluye efectos de cambio climático
Proyectos en desarrollo de generación	Programación de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional (al 1/4/2023) + proyectos comprometidos por licitaciones de suministro (ajustados)	Se realizan algunos supuestos de las posibles fechas de entrada de proyectos futuros que aún no inician construcción
Proyectos en desarrollo de transmisión	- Proyectos en construcción (CEN) - Proyectos decretados y/o licitados - Proyectos de planes de expansión pasados	Incluye último plan de expansión (2022) de la CNE. En particular, HVDC se supone en 2030 y refuerzos 500kV de Charrúa al sur el 2032
Costos de desarrollo de líneas	Proceso de planificación de la transmisión (CNE)	Incluye diferenciación por tipo de desarrollo (línea o transformador) y por zona del país

Supuestos: Costos de tecnologías

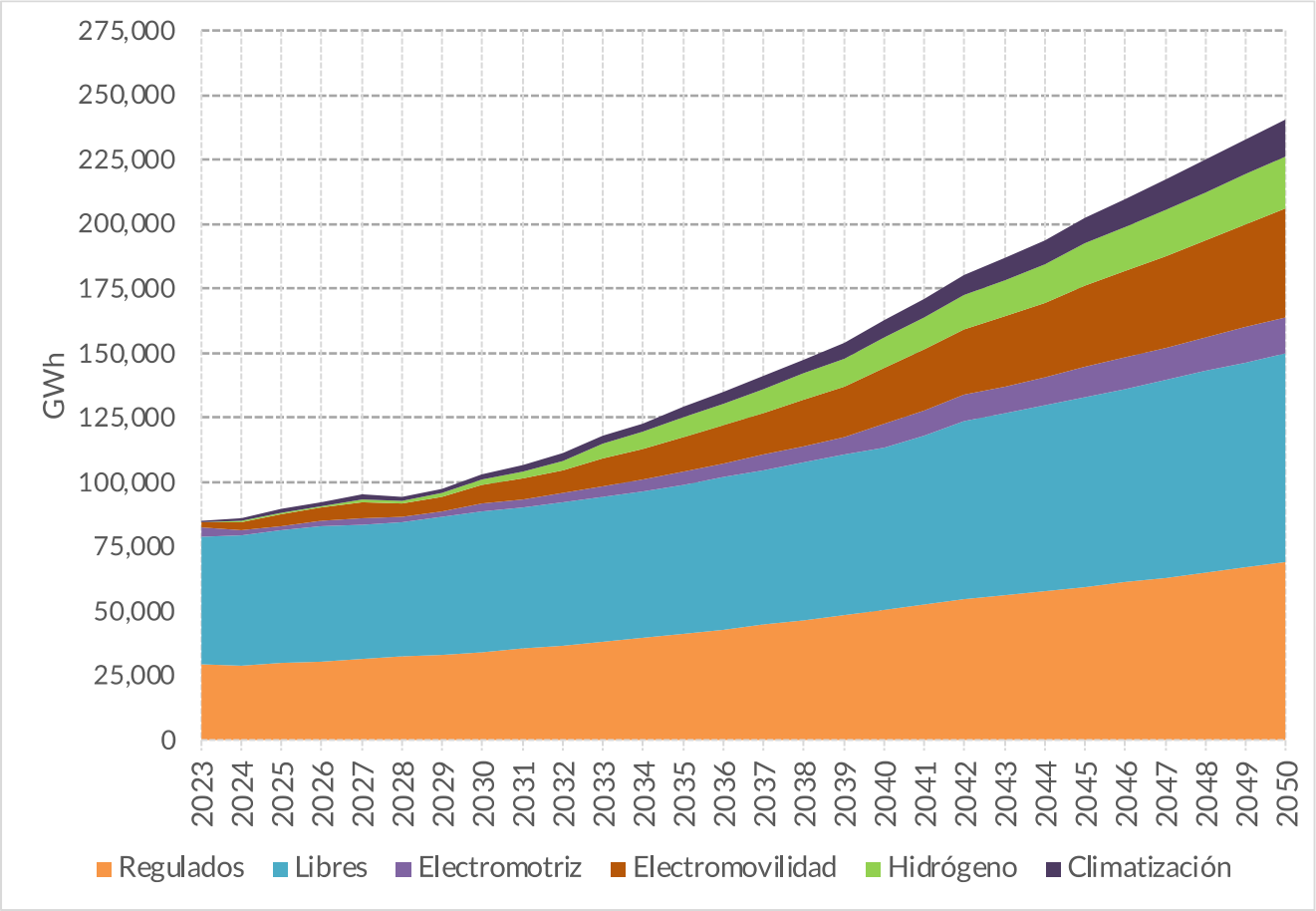
Se utilizan costos medios con tres tasas de descuento (sensibilidades).



Supuestos: Demanda eléctrica, crecimiento y perfiles de consumo

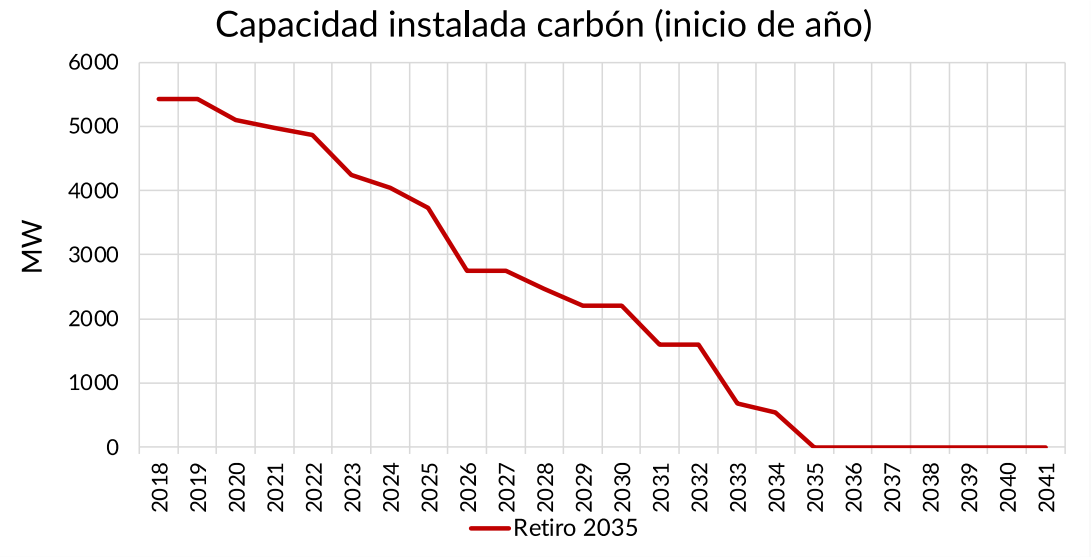
Supuestos de electrificación (escenario carbono neutralidad del MEN) implican crecimientos de la demanda eléctrica adicionales a los tradicionales

Mientras al 2030 se tienen 15 TWh adicionales (16%) al 2040 el consumo adicional es de 50 TWh (43%)



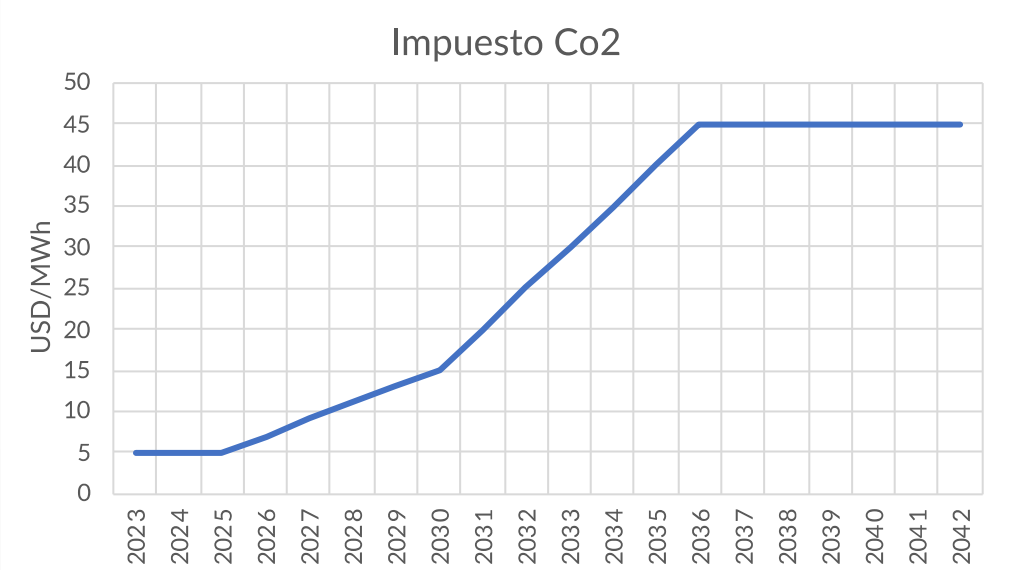
Supuestos: Cierre centrales a carbón e impuesto al CO2

Escenario base considera retiro total post HVDC + años de ajuste y aprendizaje del reemplazo tecnológico para retirar las últimas unidades sin un estrés súbito en la operación del SEN.



El impuesto (modelo de expansión) considera un objetivo hacia 2036 de 45 USD/ton.

Nota: este impuesto no se considera en las simulaciones de corto plazo en consistencia con la regulación chilena.



Casos de estudio

Casos de estudio

Se consideraron distintos casos de estudio

- Caso base: Se determina el plan de expansión y se estudia en detalle el efecto de la operación del gas en el periodo 2026-2040

- Sensibilidad 1: Efecto de costos de capital de las tecnologías en la rapidez de despliegue. Se sensibilizan los costos de inversión de las tecnologías mediante modificaciones a la tasa de descuento en la planificación LP.

- Sensibilidad 2: Se determina la utilización del gas para mitigar efectos de acelerar la salida del carbón y de retraso de obras de transmisión. Se adapta el sistema usando modelo de inversión pues aceleración de cierre no es un cambio intempestivo. Luego se usa modelo de operación horario para simular la ventana 2027 - 2034.

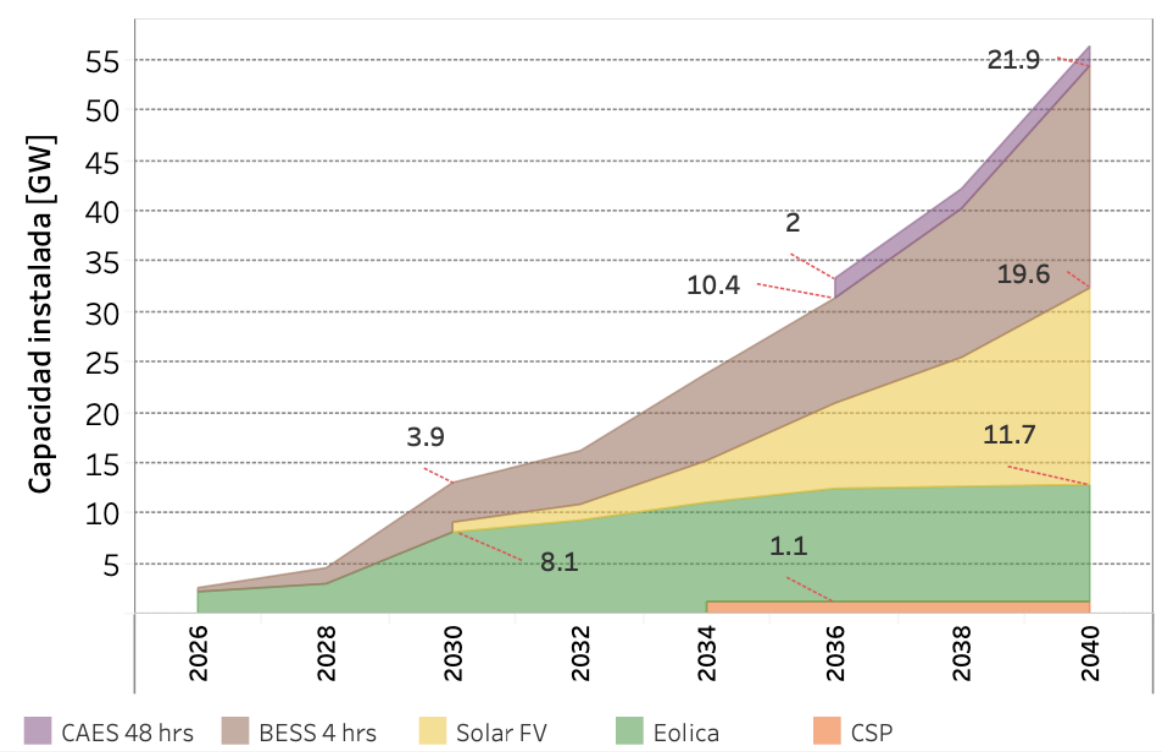
- Sensibilidad 3: Se determina la magnitud de la infraestructura adicional para retirar las centrales a gas y diésel junto con las centrales a carbón en el periodo 2031-2035, y se analiza la situación del sistema al 2036 (sin térmicas). Se adapta el sistema usando modelo de inversión. Luego se usa modelo de operación horario para simular 2036.

Resultados del caso base

Caso base : Expansión largo plazo

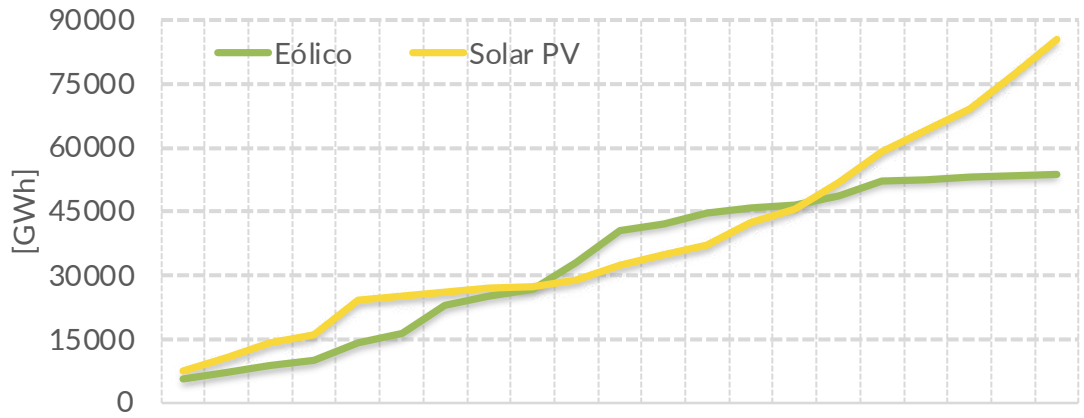
La expansión para adaptar el sistema a la descarbonización y al crecimiento de demanda implica +30 GW de capacidad adicionales entre 2026-2036 (cierre centrales a carbón) con un costo en torno a 30,000 MMUSD (10% PIB 2022) y +25 GW adicionales al entre 2036 y 2040 (+20,000 MMUSD).

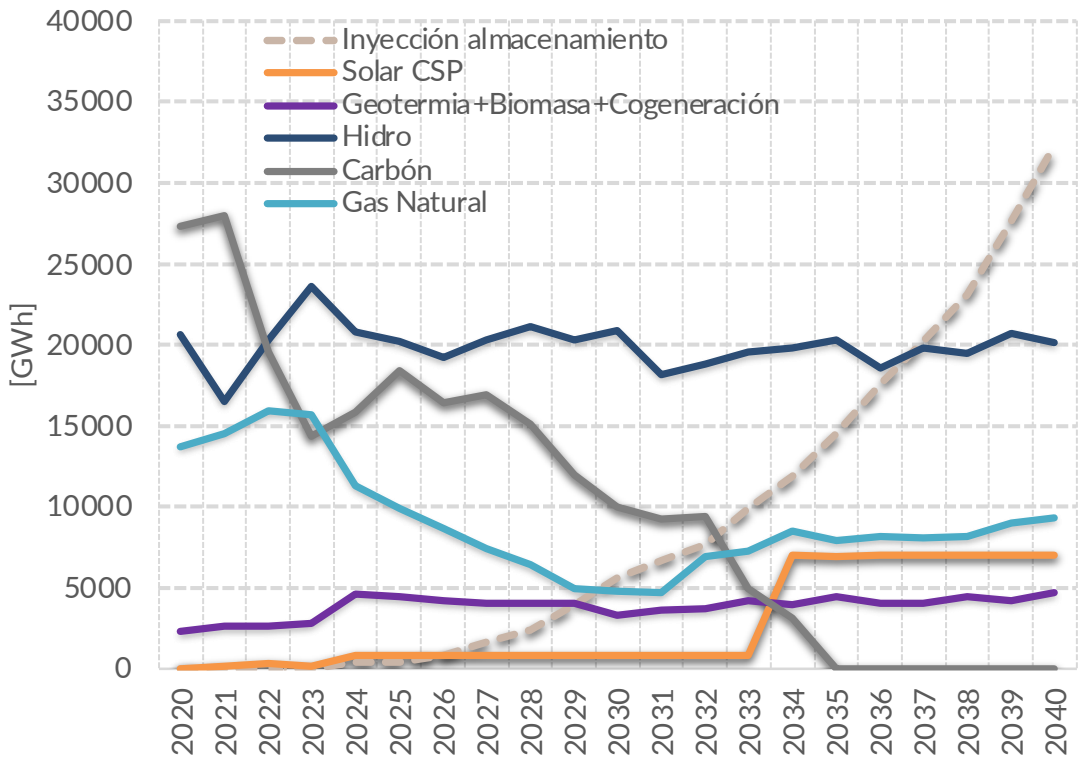
- Fuerte expansión eólica al 2030, luego dominado por solar + almacenamiento
- 3.9 GW de almacenamiento de corta duración al 2030, y 10 al 2036, donde adicionalmente se necesita almacenamiento de mayor duración



Caso base: Uso de gas/gnl y otras tecnologías

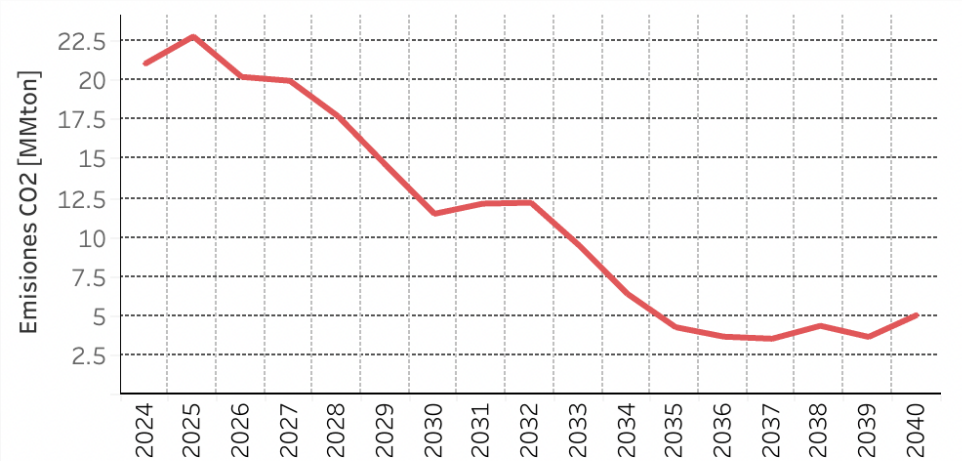
- Alza eólico y almacenamiento hacia 2030 implica un uso de gas decreciente.
- Años críticos de retiros masivos de centrales a carbón implican alzas de uso de gas apoyando la adaptación
- Con el masivo esfuerzo en capacidad instalada de solar pv+almacenamiento coexiste un remanente de gas eficiente

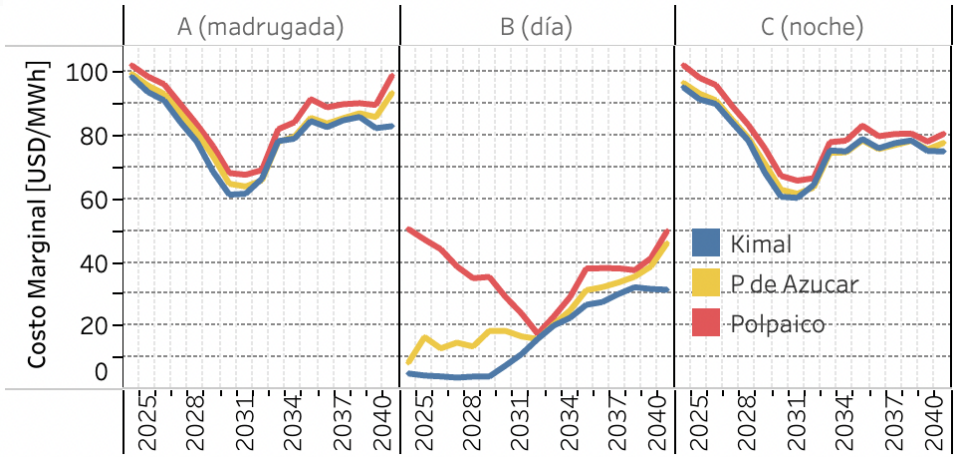


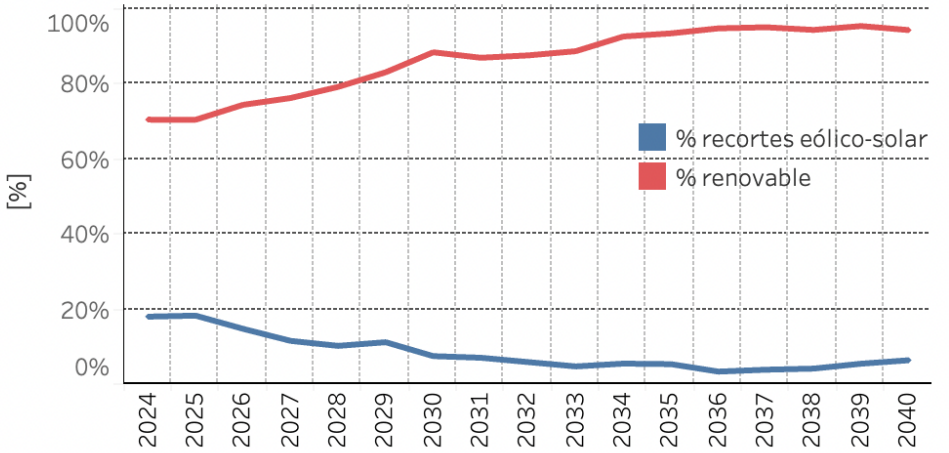


Indicadores: emisiones, % ERNC vertimientos, Costo marginal

- Emisiones remanentes ~ 3-5 MMTon CO2
- Sistema ~95% renovable post 2035 y recortes ~ 6%
- Costos marginales con congestión hr solar c/5años y alza en madrugada





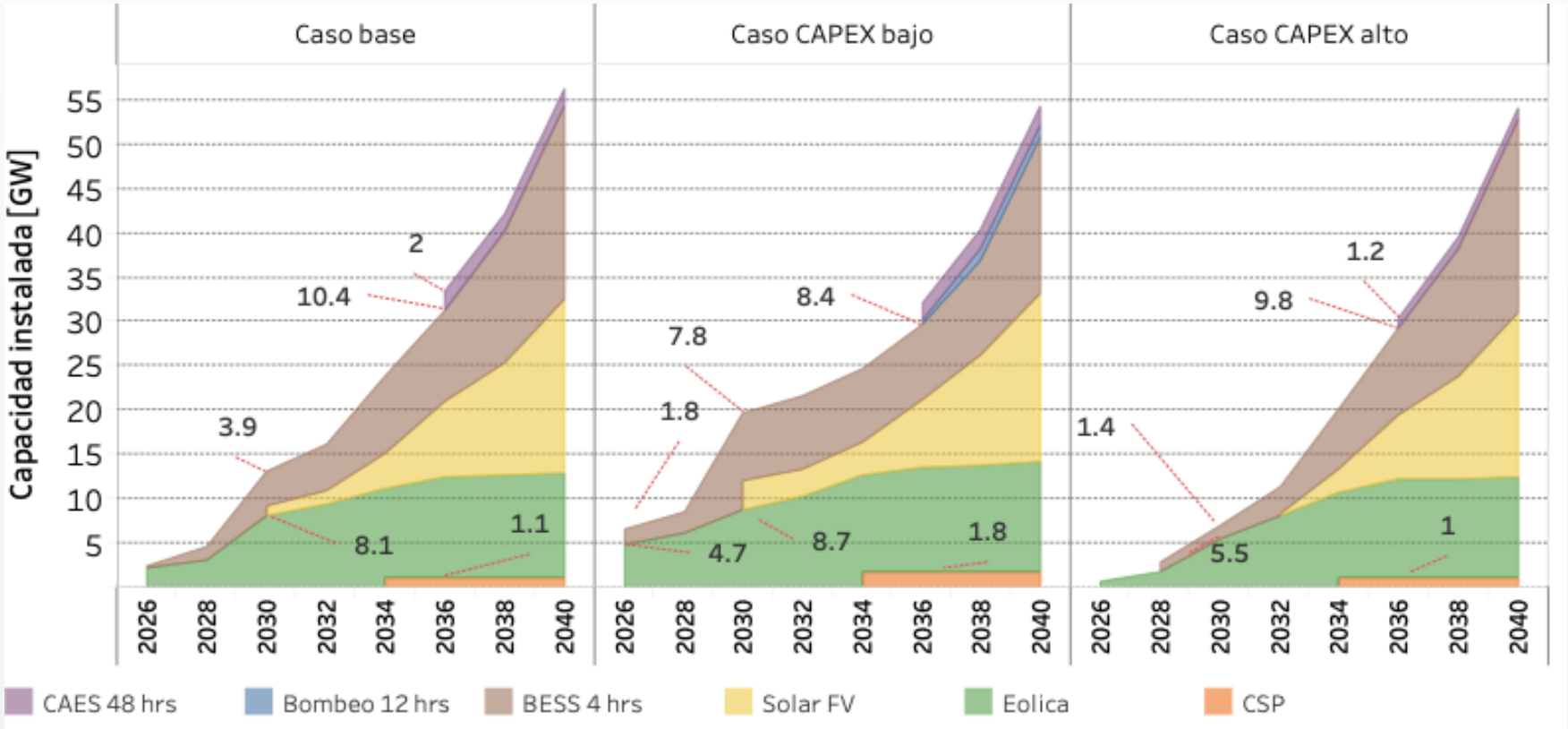


Resultados sensibilidades

Sensibilidad 1: Expansión largo plazo según modificación capex

Si bien la composición de largo plazo es similar, los efectos son notorios en en el ritmo de desarrollo del periodo 2026-2035

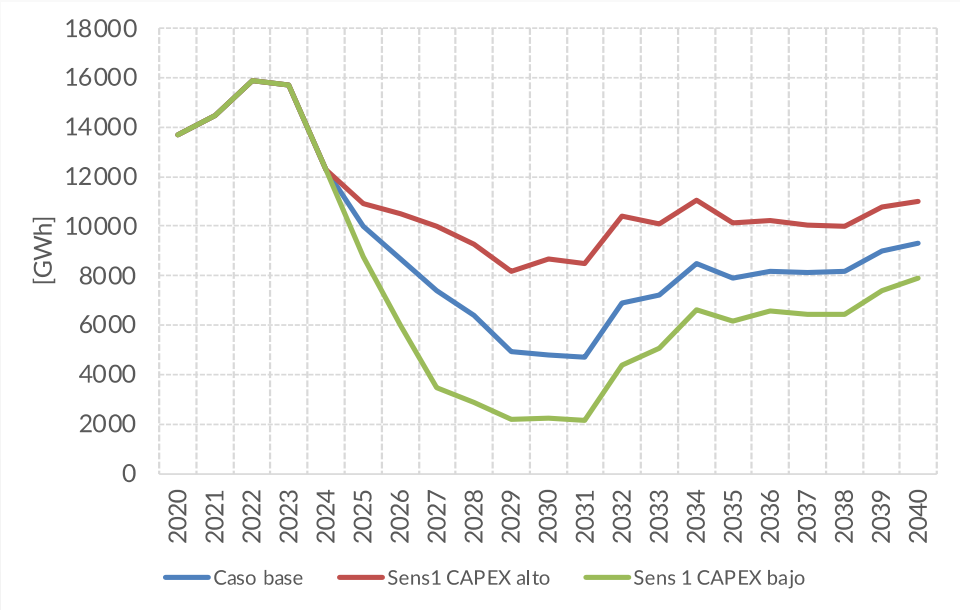
- Fuerte alza en almacenamiento al 2030 (x2) y rapidez de entrada eólico en caso bajo (2x al 2026)
- Retraso de todas las tecnologías hasta 2036 en caso alto

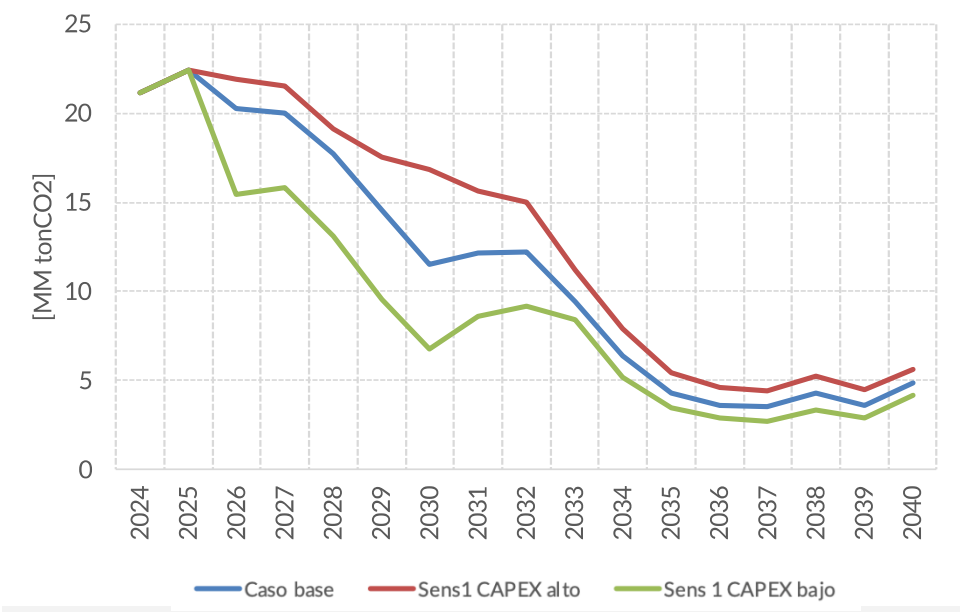


Sensibilidad 1: generación con gas y otros indicadores

En el periodo inicial el uso de gas reacciona ante los cambios en los planes de expansión (rapidez y magnitud de tecnologías).

En el largo plazo, en todos los casos, se ve la necesidad de apoyar el sistema sin carbón, con niveles entre 6-10 TWh/año. Por el lado de las emisiones totales, las variaciones son relevantes en el mediano plazo, convergiendo todos a valores menores o iguales a 5 MM CO2

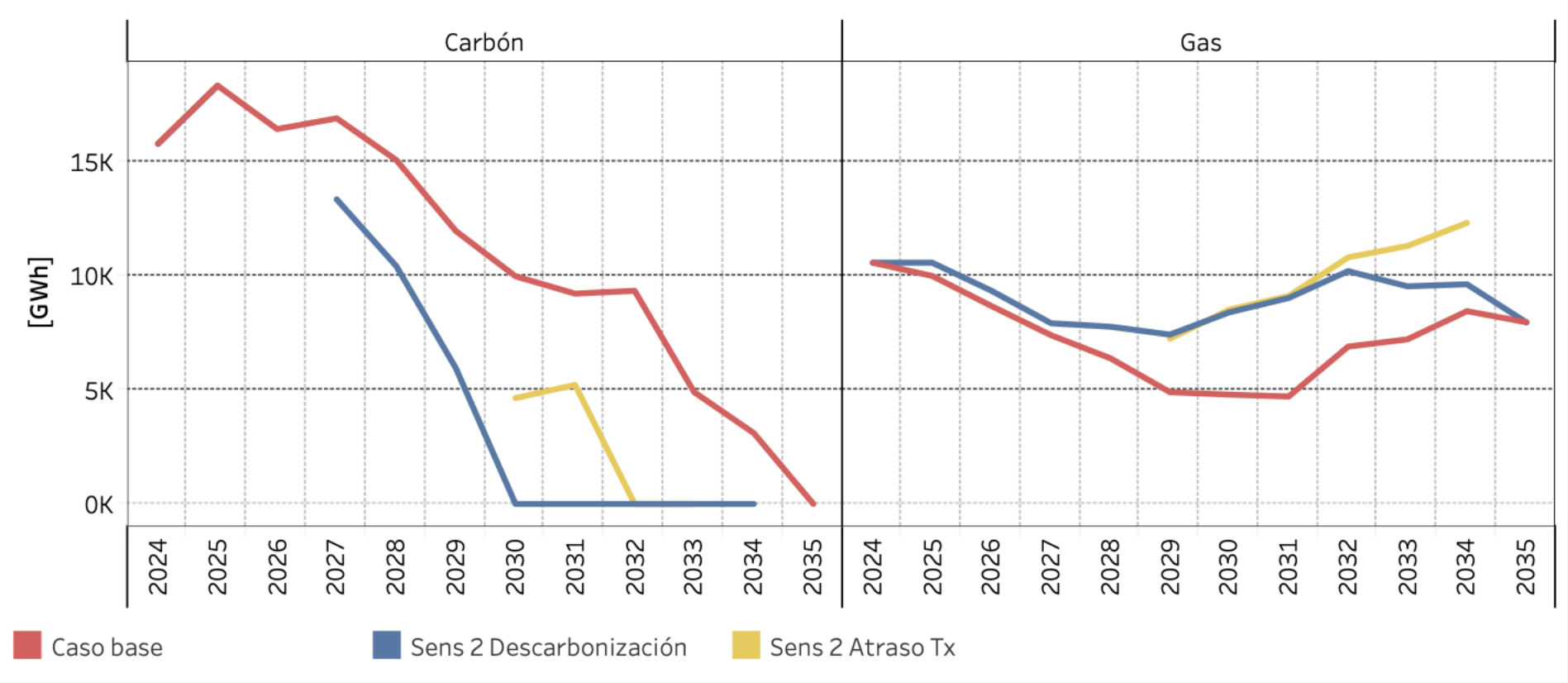




Resultados Sensibilidad 2: Tiempos de descarbonización y transmisión

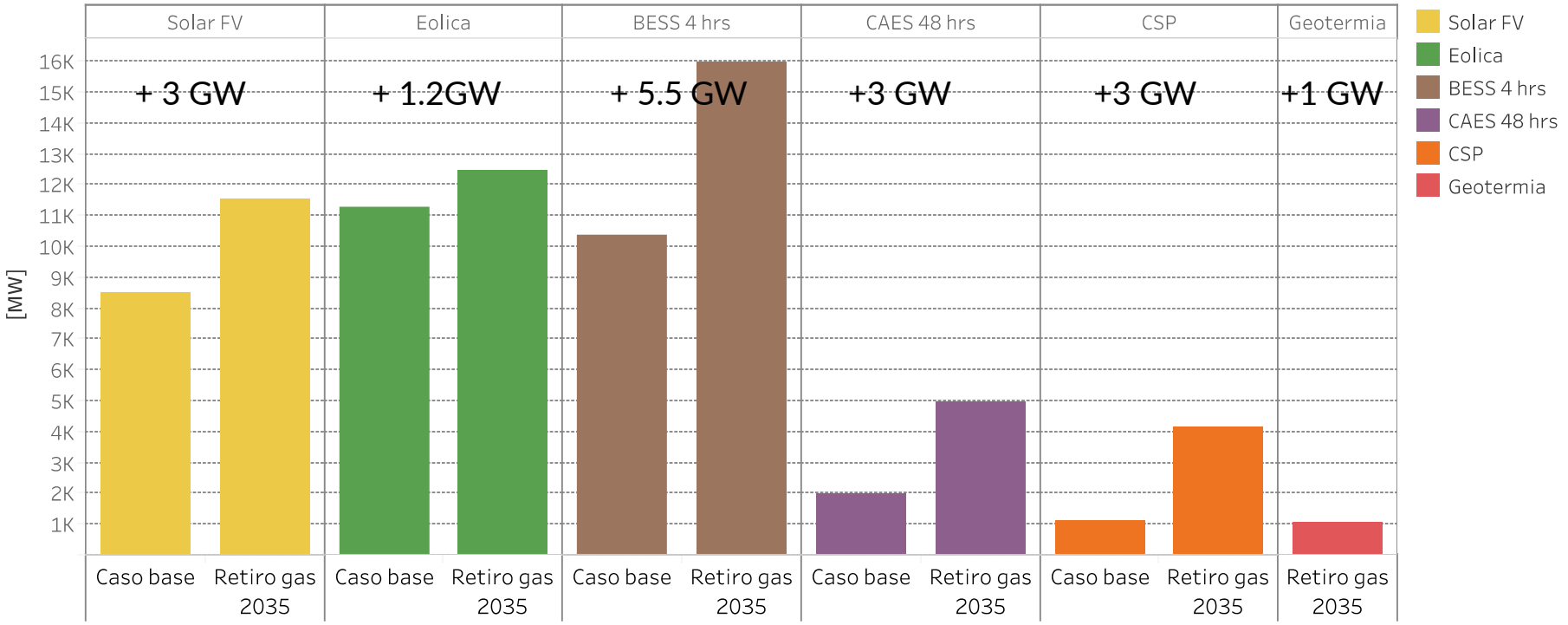
Ante el calendario anticipado de salida de carbón, se estima necesario adelantar generación a 2030 en +~2000 MW la entrada de almacenamiento, +~1000 Solar FV y +~400 MW eólica, acompañado de un aumento de generación a gas (~ 3TWh)

Al retrasar la entrada de la expansión de transmisión (HVDC y 500kV de Charrúa al sur en dos años), se observa un ligero aumento de generación a gas (~ 2TWh)



Resultados Sensibilidad 3: retiro de centrales a gas

Al retirar las centrales a gas se requiere una cantidad de infraestructura adicional que permite al sistema alcanzar una operación 100% renovable durante todo el año



- En el caso base, el sistema adaptado a la demanda y al cierre de las centrales a carbón requiere del orden de 30,000 MMUSD en inversiones (~10% del PIB 2022) en 2026-2036.
- El despliegue adicional de infraestructura entre 2030-2035 para retirar el gas y diésel tiene un costo adicional aproximado de 26,000 MMUSD (~8% del PIB 2022)

Reflexiones sensibilidad 3 retiro centrales a gas

La decisión de retirar el gas/diésel implica:

- Costo de anualidad de generación/almacenamiento adicional: 2600 MMUSD
- Disminución en emisiones de 4-5 millones de ton al año
- Ahorros en costos de operación en torno a 750 MMUSD

Con estos valores anteriores, el costo de abatimiento de esta medida es del orden de 380 USD/ton (este valor para la desconexión de centrales a carbón es ~20-25 USD/ton).

Asimismo, al calcular el costo medio del sistema, considerando los costos totales de OPEX y CAPEX de cada caso (costos totales a recaudar mediante la tarifa), se observa que esta podría llegar a ser entre un 2%-10% superior.

		Costo medio USD/MWh		
Año	Caso base	Retiro gas Sin DSM	Retiro gas DSM 2 GW	Retiro gas DSM 4 GW
2030	99			
2036	92	102 (+10%)	96 (+4%)	94 (+2%)

Conclusiones

Conclusiones preliminares

Mediante estudios de expansión óptima de la matriz eléctrica chilena, que determinan las mejores inversiones para el sistema eléctrico desde una perspectiva económica, de seguridad de suministro y de emisiones de GEI, fue posible cuantificar los niveles de uso del gas natural a futuro en el periodo 2026-2040.

El uso del gas natural, que en el periodo reciente ha llegado a niveles de utilización de 15 TWh por año aproximadamente, se irá reduciendo paulatinamente producto de la entrada de generación renovable y almacenamiento, llegando a niveles entre 8-10TWh una vez que el parque de centrales de carbón se encuentre completamente retirado (post 2035).

Este nivel de equilibrio post 2035, significará un nivel de emisiones del sector eléctrico del orden de 3-5 MMton de CO2 al año y una participación renovable del del 95% aproximadamente.

En el intertanto, particularmente en torno al 2030, el nivel de utilización del gas podría llegar a niveles mínimos (~5TWh por año), producto de la contribución de centrales carboneras junto con el ingreso masivo de plantas renovables y almacenamiento.

Conclusiones preliminares

Sensibilidades sugieren que la producción de electricidad en base a gas natural, previo al año 2035, podría llegar a niveles de 10-12TWh anuales en el caso de atraso de líneas de transmisión y de adelanto de la desconexión de plantas a carbón, la cual decae a niveles entre 6-10TWh post 2035 (sensibilidades CAPEX).

Un caso de estudio que intenta retirar la capacidad de centrales a gas (y todo el parque fósil) al año 2035, determinó los siguientes impactos en el sistema eléctrico:

- Aumento de las inversiones del orden de 26 billones de dólares (en tecnologías renovables variables, firmes y almacenamiento) en el periodo 2030-2035 (previo a la desconexión de toda la flota térmica) con el fin de mantener un sistema confiable.
- Disminución de las emisiones del orden de 3-5 MMton y de los costos de operación del sistema en torno a los 750 millones de dólares por año, lo que representa, en conjunto con el aumento de los costos de inversión, un costo de abatimiento de 380 USD/ton.
- Aumento del costo total del sistema (tarifa) entre 2-10%, dependiendo de los niveles de respuesta de la demanda que permiten desplazar parte de las nuevas inversiones en generación.

En definitiva, la solución económica muestra que el uso del gas natural irá disminuyendo paulatinamente, pero conservando una presencia del 5% post 2035, permitiendo una penetración de energías renovables importante del orden del 95%.