

# 5.3 Almacenamiento de energía a escala de servicios públicos como facilitador de la mitigación de CO<sub>2</sub>

## Apéndice A

Octubre, 2020



**MEDIO AMBIENTE**  
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



**INECC**  
INSTITUTO NACIONAL  
DE ECOLOGÍA Y  
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy  
Agency



#### **Directorio**

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

#### **Elaboración, edición, revisión y supervisión:**

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Lic. Econ. Erick Rosas Lopez

Jefe de Depto. de Metodologías de Mitigación en los Sectores Energía, Transporte y Procesos Industriales

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

#### **Este reporte es parte del estudio:**

Mapa de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de energía a escala de servicios en México

#### **Preparado por:**

Mtro. Søren Storgaard Sørensen

Asesor de la Cooperación Global de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Y Lic. Econ. Erick Rosas Lopez. INECC

Por encargo de INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>



# Apéndice B.1: El papel de las baterías de iones de litio en comparación con el almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS)

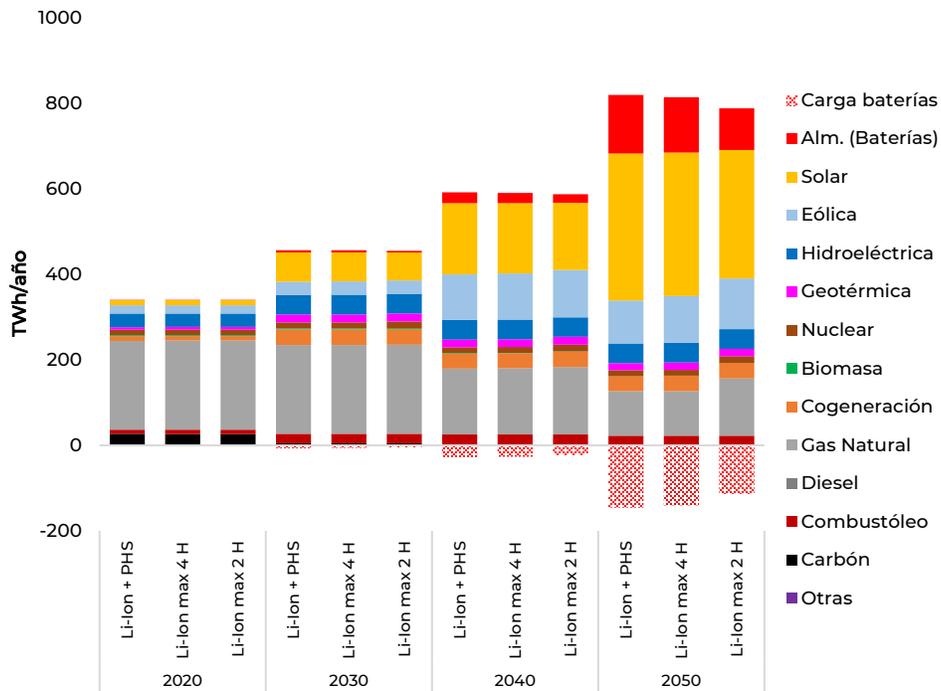


Figura B.1. Generación anual de electricidad por fuente en escenarios con Li-Ion + PHS sin restricciones (Li-Ion + PHS) y escenarios con Li-Ion + PHS (Li-Ion máx. 4 H y Li-Ion máx. 2 horas) donde Li-Ion está limitado a un máximo de 4 horas y 2 horas de rendimiento máximo, respectivamente.

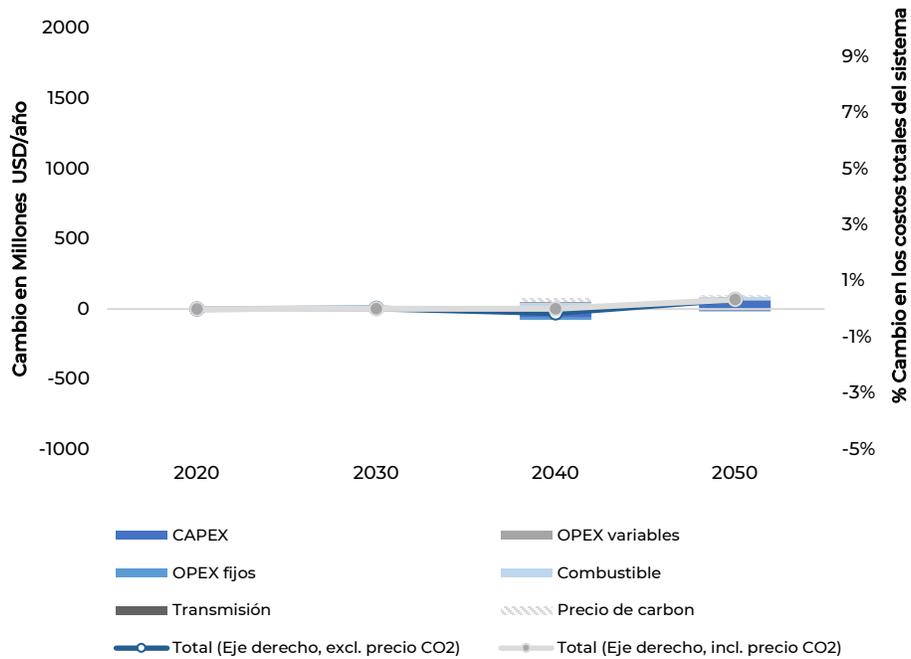


Figura B.2. Cambio en los costos del sistema en un escenario con Li-Ion + PHS (sin restricciones) en lugar de solo Li-Ion.

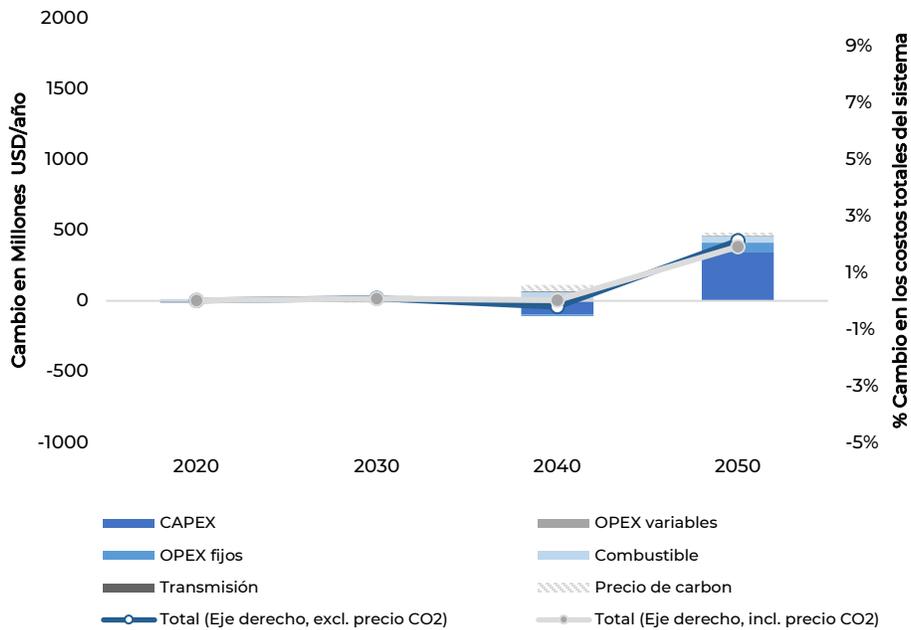


Figura B.3. Cambio en los costos del sistema en un escenario con Li-Ion (Max 4 horas) + PHS en lugar de solo Li-Ion.

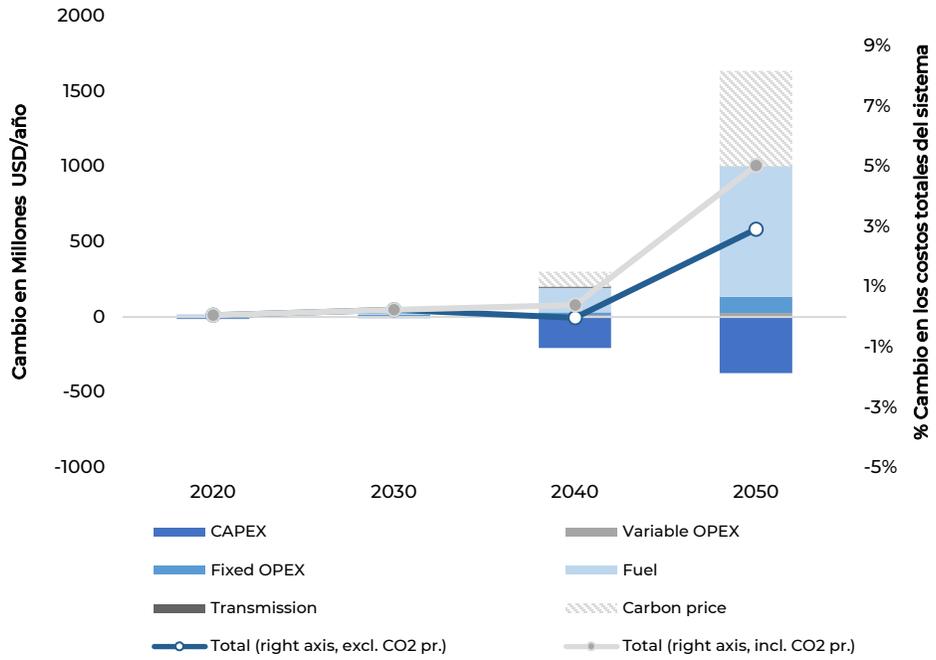


Figura B.4. Cambio en los costos del sistema en un escenario con Li-Ion (Max 2 horas) + PHS en lugar de solo Li-Ion.

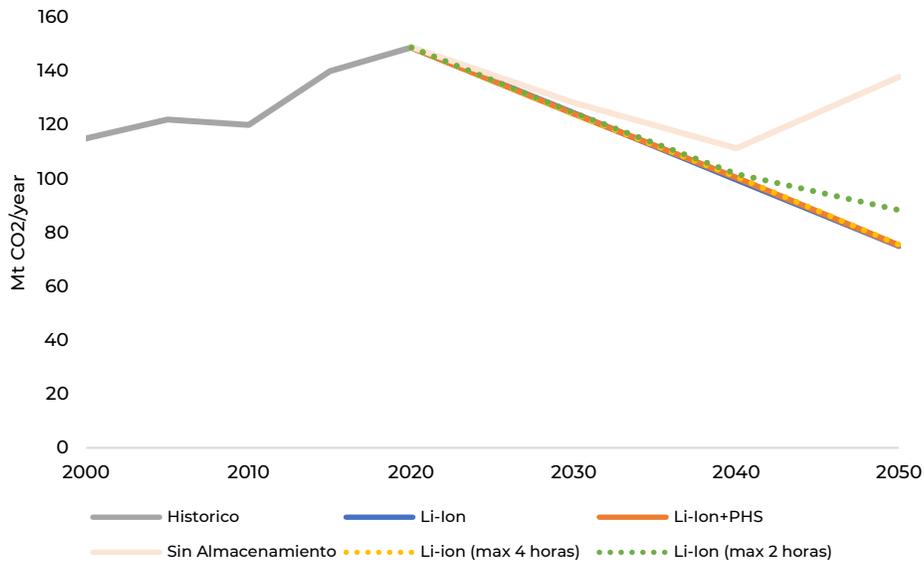


Figura B.5. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en el escenario Climático con Li-Ion (Max 2 horas) + PHS, Li-Ion (Max 4 horas) + PHS, Li-Ion (Sin restricciones) + PHS y Li-Ion solamente.

# Apéndice B.2 - Resultados del análisis de sensibilidad

## Precio del gas natural

En los últimos 20 años, el consumo de gas natural ha aumentado y las futuras tendencias alcistas están impulsando debates sobre la soberanía energética y los posibles bloqueos tecnológicos. Dado que el gas natural es un producto básico en gran parte importado, México podría estar en el camino hacia una mayor dependencia de las importaciones y una mayor vulnerabilidad a los choques de precios externos, ya que el consumo sigue aumentando: según la Comisión Nacional de Hidrocarburos, más del 70% de las necesidades de gas natural se cumplen importaciones (CNH, 2019). Al mismo tiempo, un mayor consumo podría llevar a bloqueos tecnológicos debido a la dependencia de la ruta en el sistema energético (Fouquet, 2016); (Brown, Chandler, Lapsa, & Sovacool, 2008): la disponibilidad de gas a bajo precio en el corto plazo podría incentivar las inversiones en infraestructura de gas, asumiendo una política sin elementos de uso eficiente de combustibles fósiles que generen un riesgo de estrechar la ruta operativa del desarrollo de la descarbonización a largo plazo.

Invertir en infraestructura de gas natural podría ser una solución rápida para reducir las emisiones en el corto plazo, pero tales decisiones podrían limitar a México de tecnologías de mitigación alternativas y más limpias en el futuro. Además, incluso si esas inversiones tienen sentido financiero, existe un riesgo considerable asociado a la volatilidad de los precios. En este contexto, se han desarrollado dos escenarios alternativos, un perfil alto (+ 2 USD / GJ) y uno bajo (-1 USD / GJ) de precios del gas (Figura B.6).

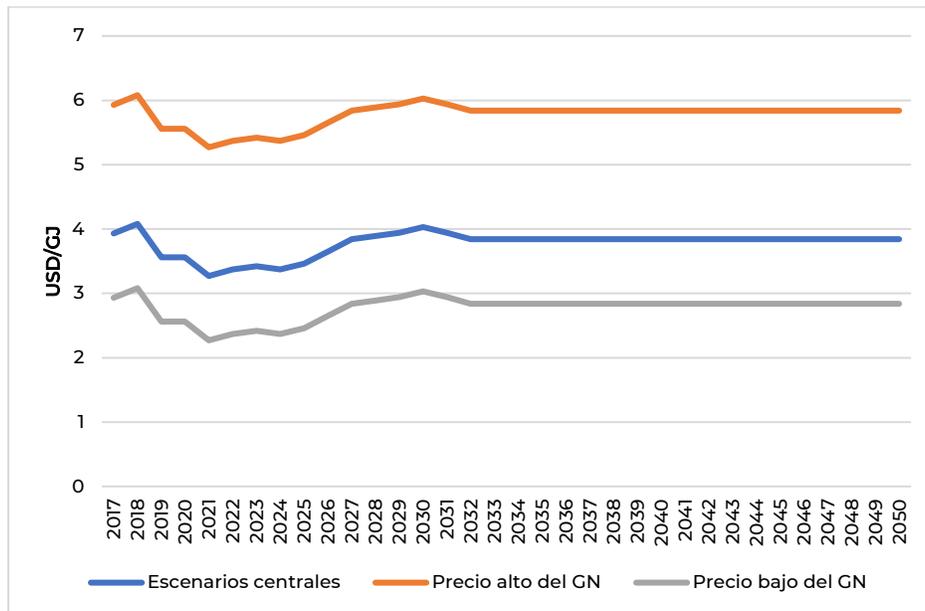


Figura B.6. Precios del gas natural en tres escenarios. En el escenario alto, los precios aumentan en 2 USD / GJ. En el escenario bajo, los precios se reducen en 1 USD / GJ.

El escenario de precios bajos (Figura B.7 y Figura B.8) muestra que las baterías junto con la energía solar ya se desplazan en 2030, mientras que el gran desplazamiento del viento se produce en 2040 y 2050. La generación de gas natural generalmente se impulsa en todos los años. El escenario de precios altos muestra casi exactamente lo contrario: el desplazamiento del gas natural por tecnologías renovables. Aunque el efecto ya comienza en 2020, el mayor impacto se observa en 2030, donde los costos de las energías renovables son más bajos. La generación eólica generalmente se ve más afectada que la energía solar fotovoltaica.

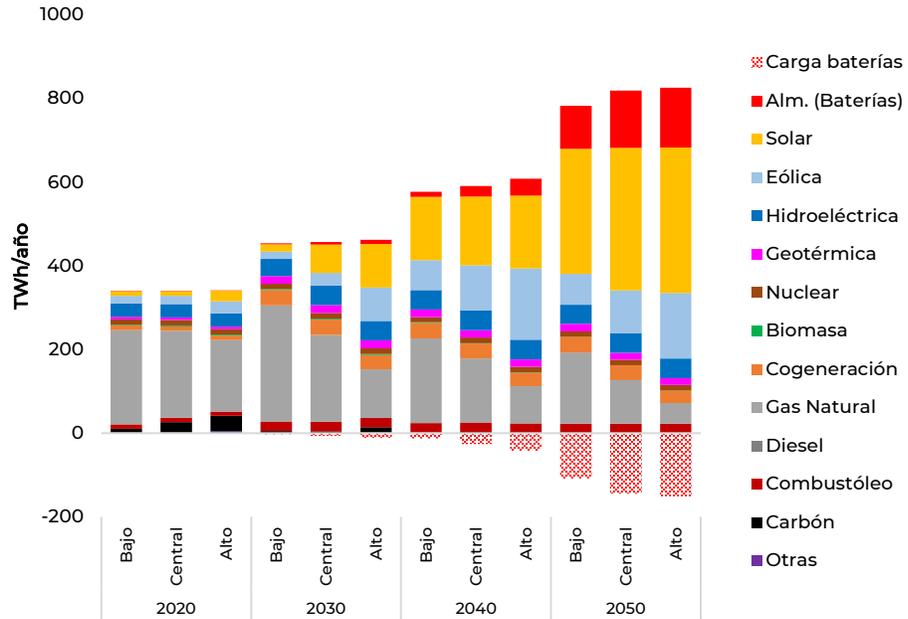


Figura B.7. Generación de electricidad anual por fuente bajo diferentes precios del gas.

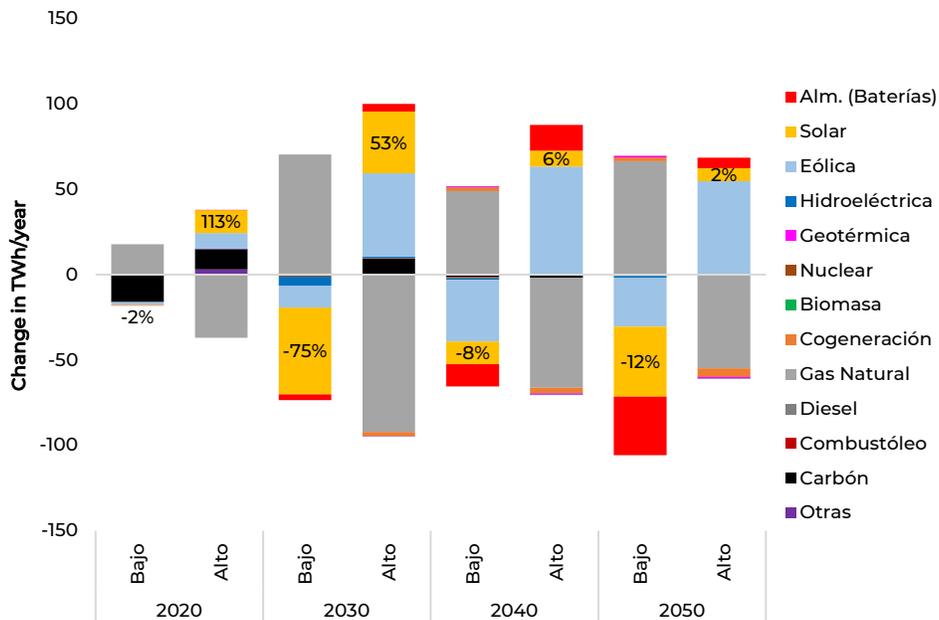
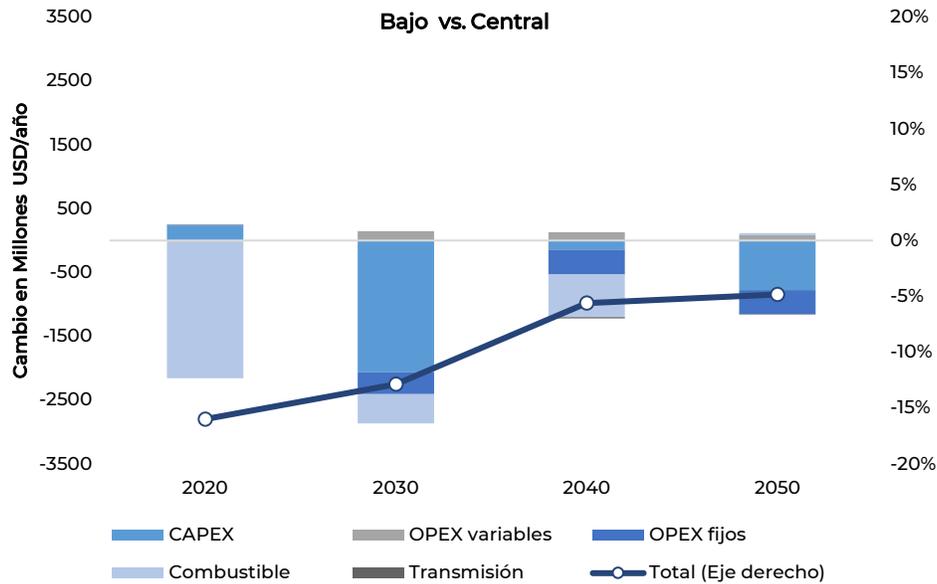


Figura B.8. Cambio en la generación de electricidad anual en comparación con un precio central de gas.

Un precio bajo del gas implica algunos ahorros importantes en los costos del sistema, especialmente a corto plazo, donde primero los costos del combustible y luego los gastos de capital generan una reducción del 20% en los costos (Figura B.9). El sistema es menos sensible a los precios del gas a largo plazo; como resultado de que un sistema depende menos del gas y porque las tecnologías de energía renovable son más competitivas.



**Figura B.9.** Cambio en los costos del sistema con un precio de gas bajo en comparación con un precio de gas central.

Dado que el escenario de precios altos tiene un cambio absoluto mayor en el precio del gas (+2 USD/GJ), los costos incrementados son mayores en magnitud, en comparación con el escenario de precios bajos (Figura B.10). Sin embargo, se observa un patrón similar: a corto plazo, el aumento de los costos de combustible y el gasto en tecnologías (relativamente) costosas están aumentando los costos totales del sistema. En 2050, la diferencia en el costo se reduce significativamente debido a la actualización de la tecnología y porque el sistema depende menos del gas natural.

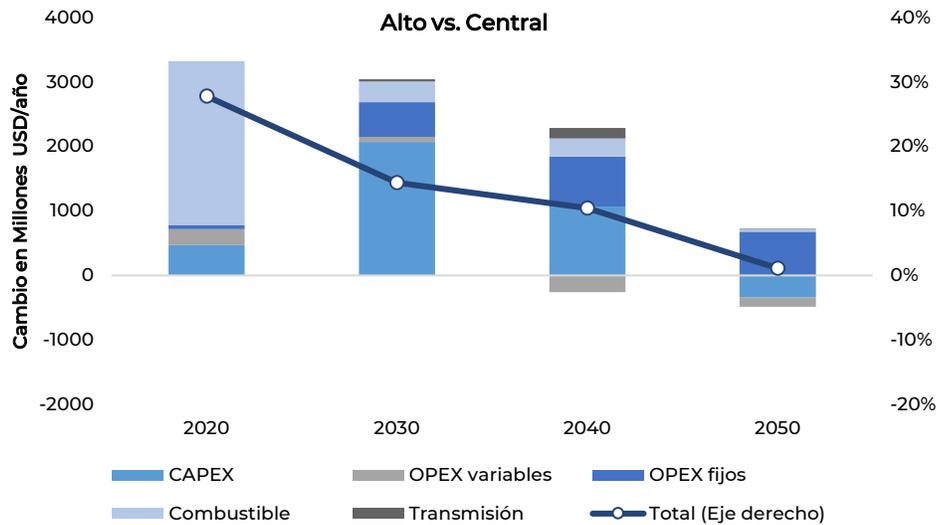


Figura B.10. Cambio en los costos del sistema bajo un precio de gas alto en comparación con un precio de gas central.

Las emisiones también se ven muy afectadas por los escenarios de precios del gas (Figura B.11). Un precio elevado del gas puede incrementar la descarbonización del sector ya en 2030, mientras que un precio más bajo del gas eleva considerablemente las emisiones.

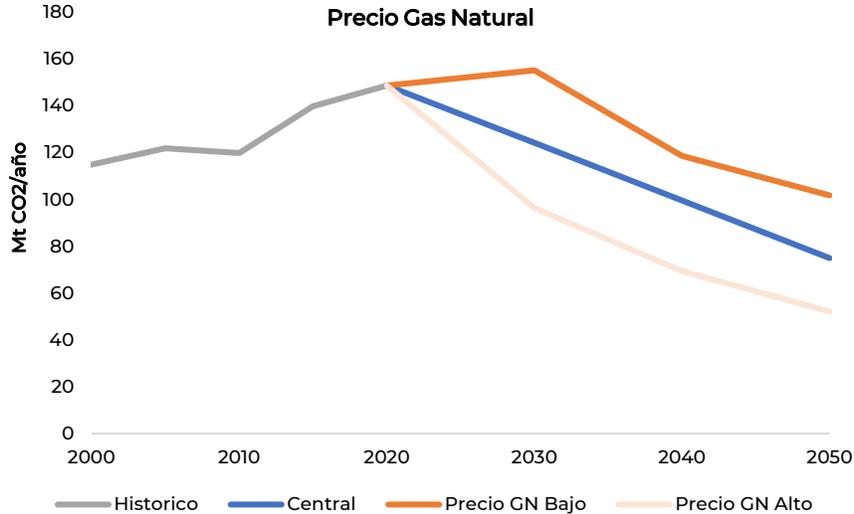
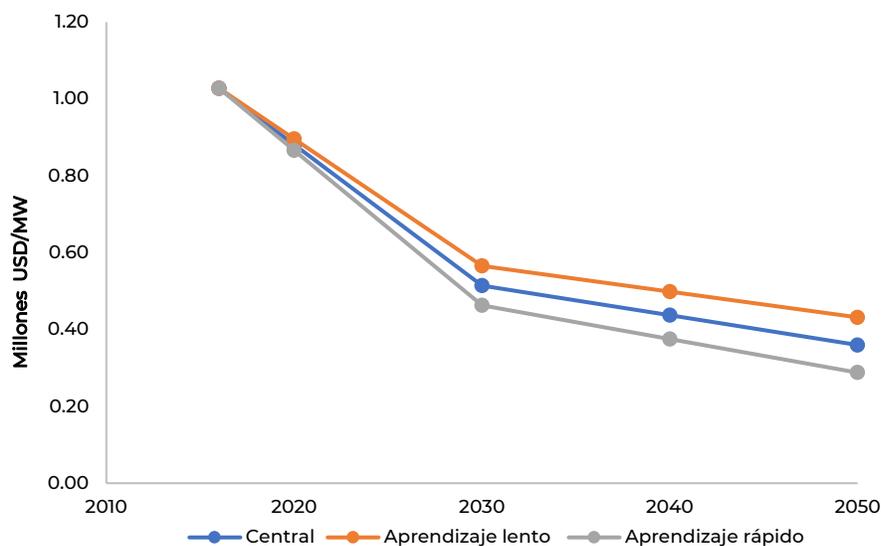


Figura B.11. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en los escenarios climáticos con diferentes precios del gas.

Los resultados muestran que el aumento de los precios del gas natural ya sea en forma de choques externos repentinos o como aumentos planeados y constantes de impuestos, es una forma muy eficaz de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación de energía. El impuesto especial sobre los combustibles fósiles actualmente excluye el gas natural, pero una inclusión conduciría a un desarrollo que podría evitar costosos bloqueos, mejorar la independencia energética y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## Costos fotovoltaicos

Otro supuesto importante involucra el desarrollo futuro de los costos de la tecnología renovable. En los escenarios principales, se supone que los costos de inversión en energía solar fotovoltaica caerán un 50% y un 65% para 2030 y 2050, respectivamente, en comparación con los valores de 2016. De acuerdo con IRENA (2019)<sup>1</sup> a nivel mundial, el costo total de instalación de los proyectos de energía solar fotovoltaica continuaría disminuyendo drásticamente en las próximas tres décadas, con un promedio en el rango de 340 a 834 USD/kW para 2030 (reducción aprox. 30% a 70%) y 165 a 481 USD/kW para 2050 (reducción aprox. 60% a 86%), en comparación con el promedio de 1,210 USD/kW en 2018. De acuerdo con BID (2019)<sup>2</sup> la reducción a 2030 podría ser de alrededor de 34%. Para el análisis de sensibilidad se desarrolla un escenario de aprendizaje rápido y un escenario de aprendizaje lento, donde los costos de inversión son  $\pm 10\%$  de la estimación de escenarios principales en 2030 y  $\pm 20\%$  de la estimación de escenarios principales en 2050 (Figura B.12).



**Figura B.12.** Costos de inversión de la energía solar fotovoltaica en tres escenarios. Los costos se ajustan  $\pm 10\%$  en 2030 y  $\pm 20\%$  en 2050, con interpolación lineal en los años intermedios.

Los resultados son en gran medida los esperados (Figura B.13 y Figura B.14): en un escenario de aprendizaje rápido, se implementa más energía solar fotovoltaica. Un fenómeno interesante es que este efecto es mayor en el corto plazo (2030), donde la energía solar crece un 35%, desplazando al gas natural y una pequeña cantidad de viento. Un aprendizaje más rápido conduce a una mayor competitividad y el gas natural se desplazará antes. Bajo el aprendizaje lento se observa el efecto contrario, ralentizando mucho el crecimiento solar al principio (-54% en 2030), mientras que el efecto relativo es menor en 2040 y 2050 (-15% y -9% respectivamente). La generación renovable no se ve obstaculizada por el aprendizaje lento, ya que la generación sigue creciendo y la energía solar es desplazada por igual por el viento y el gas natural.

<sup>1</sup> IRENA (2019), Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>

<sup>2</sup> BID (2019) Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina. García de Fonseca, L., Parikh, M., Manghani R. Nota Técnica No IDB-TN-01831. Diciembre 2019, Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>

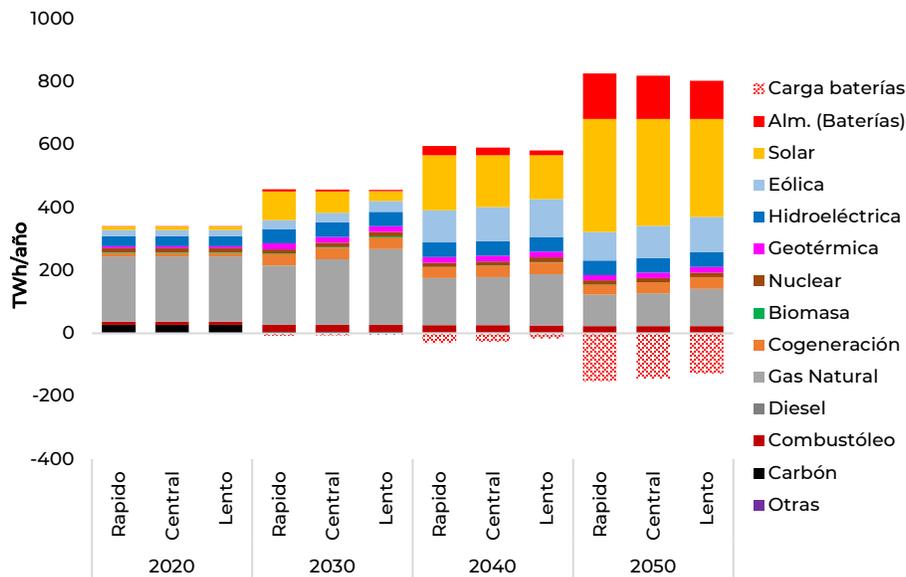


Figura B.13. Generación de electricidad anual por fuente bajo diferentes costos de inversión en energía solar fotovoltaica.

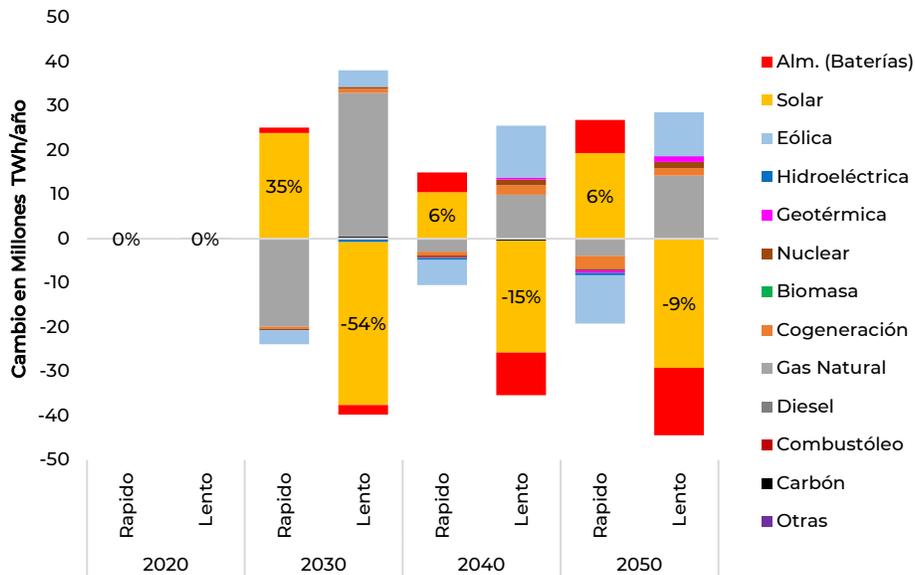


Figura B.14. Cambio en la generación de electricidad anual en comparación con los costos de inversión fotovoltaicos centrales.

Los costos del sistema se comportan de manera similar; Al principio, bajo un aprendizaje rápido, las inversiones de capital en energía solar se realizan rápidamente y se compensan con el ahorro de combustible. Posteriormente, observamos grandes ahorros en inversiones de capital y modestos ahorros de combustible (Figura B.15). Lo contrario sucede bajo el escenario de aprendizaje lento: los aumentos de los costos iniciales de combustible se compensan con la disminución del costo de capital. Además, tanto los costos de combustible como los costos de capital aumentan, lo que lleva a un aumento del costo total del sistema del 4% al 6% (Figura B.16).

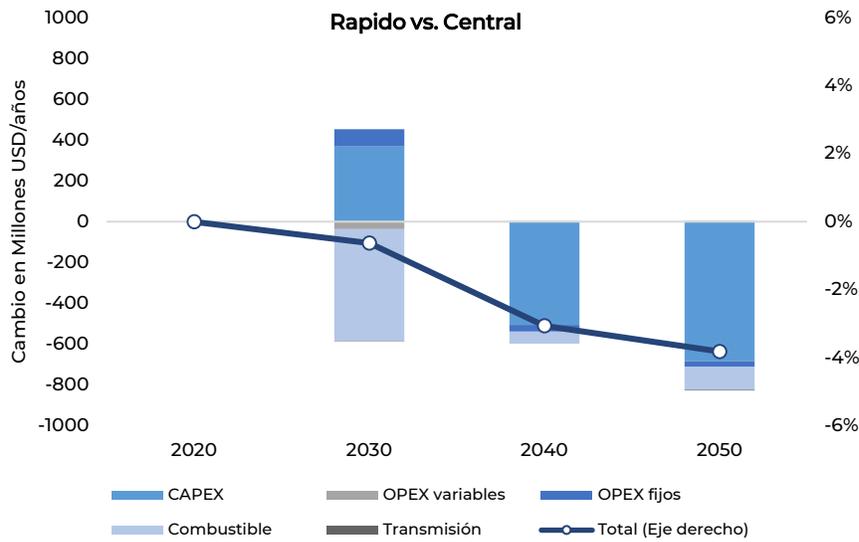


Figura B.15. Cambio en los costos del sistema con aprendizaje rápido de PV en comparación con una estimación central.

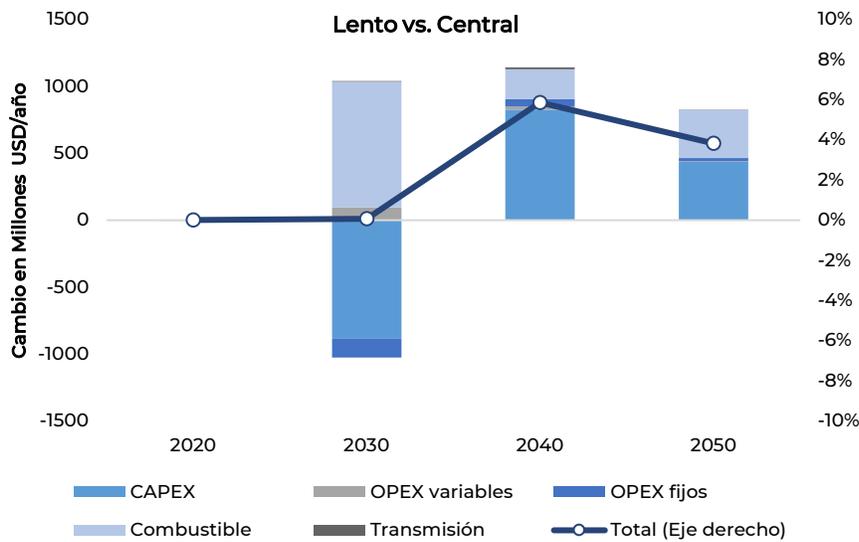


Figura B.16. Cambio en los costos del sistema con aprendizaje lento de PV en comparación con una estimación central.

El efecto sobre las emisiones no es significativo (Figura B.17): bajo aprendizaje rápido, se observa alguna mitigación temprana en 2030, pero el efecto se estabiliza en el futuro. Para el aprendizaje lento, las emisiones aumentan en 2030, pero se estabilizan en 2040 y 2050. Es importante tener en cuenta que el modelo no captura los efectos de bloqueo tecnológico debidos a la inversión temprana y fuerte en una tecnología: ignora la falacia del costo hundido que haría que los tomadores de decisiones utilicen tecnologías obsoletas tanto como pueden simplemente porque ya han invertido en ellas.

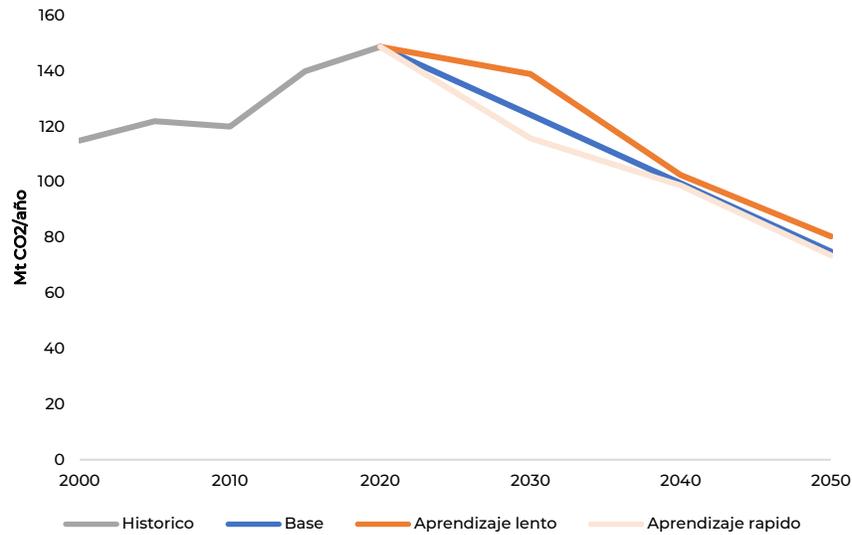


Figura B.17. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en los escenarios climáticos bajo diferentes costes de inversión solar fotovoltaica.

## Costo de baterías

El mismo ejercicio anterior se realiza para el costo de las baterías de iones de litio, utilizando la información de inversión del catálogo de tecnología para 2020 y 2030 y extrapolando esas tendencias para obtener información a partir de 2030. Se utilizan tanto el costo de inversión en millones de dólares por MWh de energía (volumen) como de capacidad (carga), así como los escenarios de incertidumbre para cada información de costo se muestran en la Figura B.18.

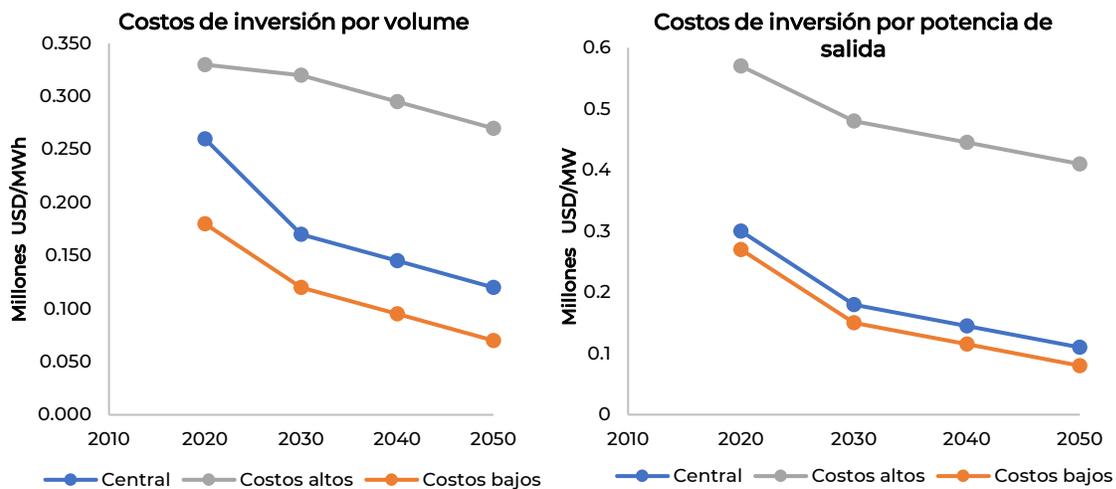


Figura B.18. Costos de almacenamiento bajo costos de inversión altos, centrales y bajos.

El aprendizaje rápido en tecnologías de almacenamiento se asocia con un mayor despliegue de Solar PV + Storage, especialmente a medio y largo plazo (23% en 2040 y 14% en 2050), mientras que las tecnologías de gas natural y eólica son desplazadas (Figura B.19). En realidad, durante todo el período en los escenarios de aprendizaje rápido y centralizado, la generación de gas natural disminuye. Por otro lado, el caso de la batería de aprendizaje lento ilustró el impacto que puede tener en el desarrollo del sistema energético una reducción de costos mucho menor en tecnologías de almacenamiento. Se utiliza menos baterías y energía solar fotovoltaica y en su lugar se utiliza más gas natural. Esto se acentúa mucho en 2050, donde la generación de energía solar fotovoltaica se reduce a la mitad con respecto al caso central (Figura B.20). Ese es un cambio muy considerable en la generación con aproximadamente el 16% de la generación total en 2050 siendo reemplazada por gas natural.

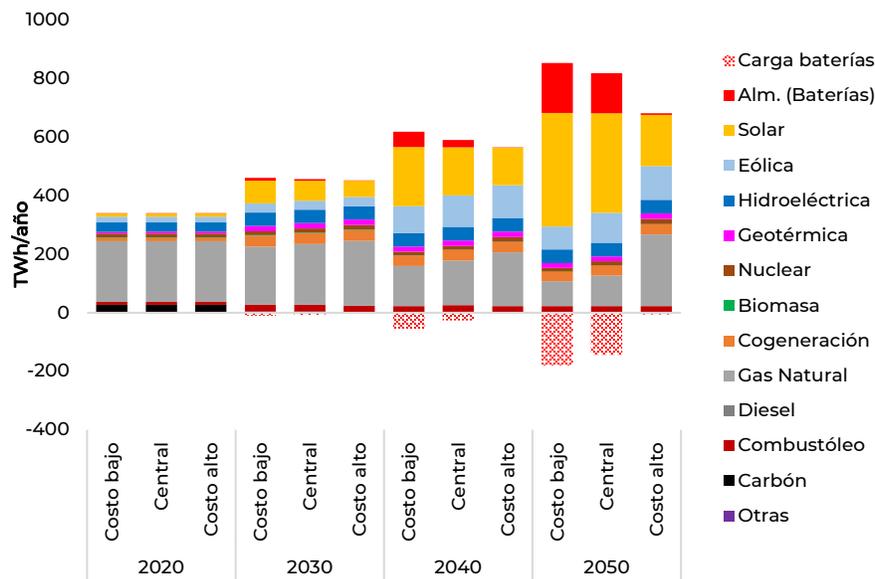


Figura B.19. Generación de electricidad anual por fuente bajo diferentes costos de inversión de almacenamiento.

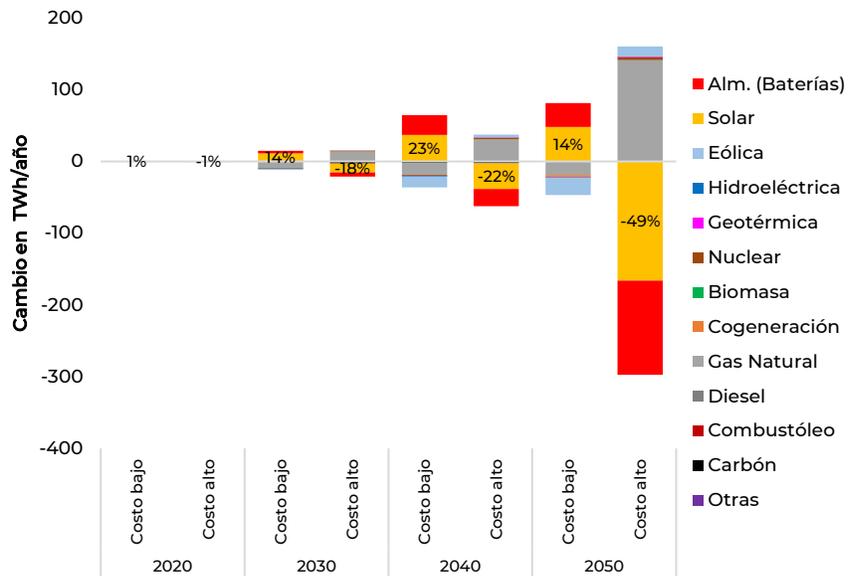


Figura B.20. Cambio en la generación de electricidad anual en comparación con los costos de inversión del almacenamiento central.

El aprendizaje rápido de las tecnologías de almacenamiento conduce a ahorros en los costos de combustible gracias al desplazamiento de gas natural, además de los ahorros de gastos de capital inducidos por las reducciones de costos de inversión, esto arroja reducciones de costos del sistema de alrededor del 13% para 2050 (Figura B.21). En el escenario de aprendizaje lento (Figura B.22), los costos se mantienen prácticamente al mismo nivel a lo largo del tiempo, pero su composición cambia notablemente. Los costos de combustible aumentan enormemente, especialmente en 2050, gracias a una gran expansión de la generación de gas natural junto con una reducción en las inversiones de capital en almacenamiento y energía solar fotovoltaica.

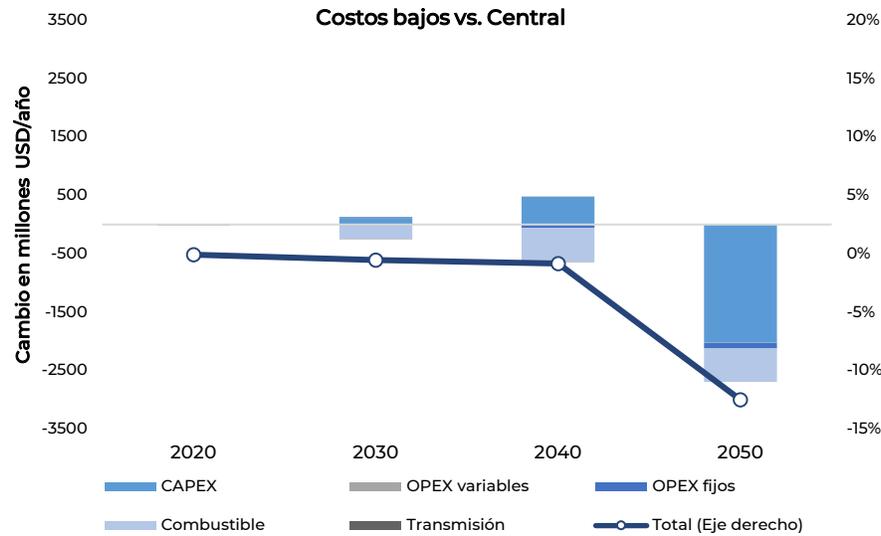


Figura B.21. Cambio en los costos del sistema con aprendizaje rápido del almacenamiento en comparación con una estimación central.

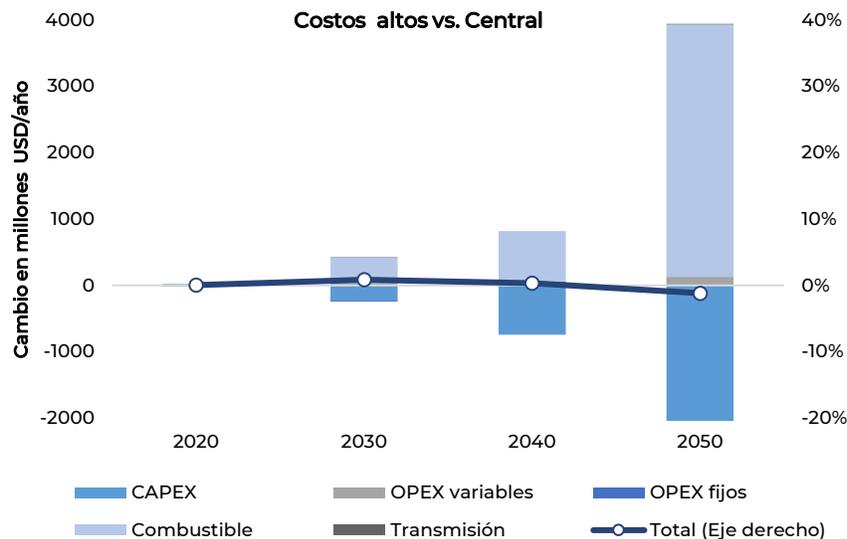


Figura B.22. Cambio en los costos del sistema con aprendizaje lento del almacenamiento en comparación con una estimación central.

Las consecuencias de diferentes escenarios de aprendizaje en tecnologías de almacenamiento en términos de emisiones se ilustran en la Figura B.23. Debido a la magnitud de los incrementos de costos en las tecnologías de almacenamiento, un escenario de aprendizaje lento producirá 60 MtCO<sub>2</sub> más emisiones que en el caso central, perdiendo efectivamente todo el potencial de mitigación que pueden tener las tecnologías de almacenamiento. Por otro lado, bajo un aprendizaje más rápido, las emisiones se reducen con respecto al caso central, en alrededor de 10 MtCO<sub>2</sub>.

A partir de este análisis, podemos concluir que las reducciones de costos adicionales en la tecnología de almacenamiento mejoran su potencial de mitigación, y una reducción más lenta puede resultar en que ese potencial se reduzca.

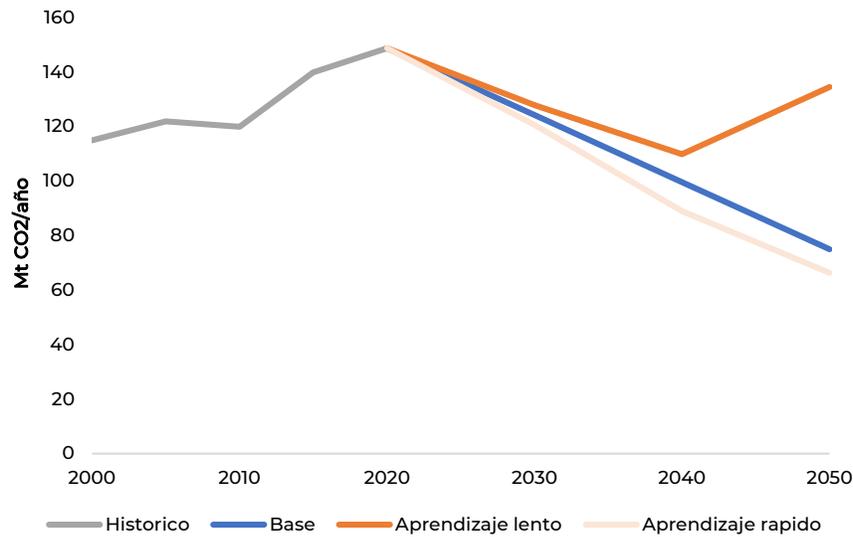


Figura B.23. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en los escenarios climáticos bajo diferentes costos de inversión en almacenamiento.