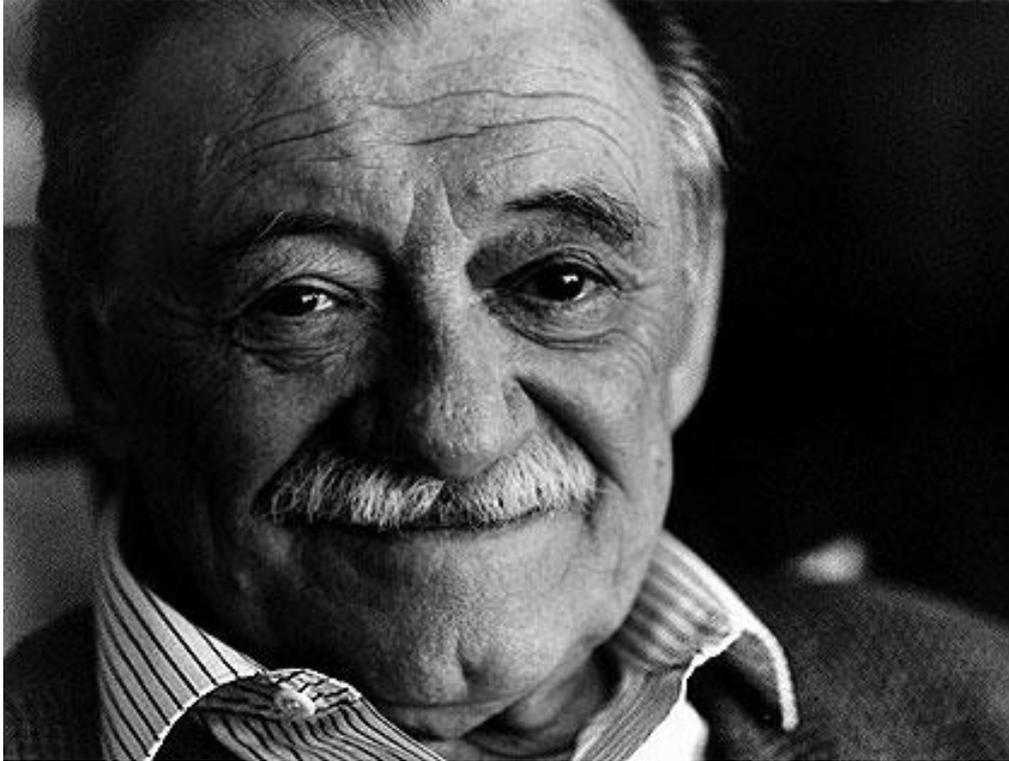


# “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes”

16 de mayo de 2018

Preparado para:





Mario Benedetti  
(1920-2009)

***“Cuando creíamos que  
teníamos todas las  
respuestas, de pronto,  
cambiaron todas las  
preguntas.”***

*(“When we thought we had  
all the answers, suddenly, all  
the questions changed”)*

# Sobre el Estudio

- ❑ El estudio fue adjudicado en mayo de 2017 por Generadoras de Chile a través de un proceso de licitación internacional.



- ❑ El objetivo (o la ‘pregunta’) fue cuantificar los efectos de la integración masiva de fuentes de energía renovable variable (**ERV**) en la operación del sistema eléctrico, en el marco de la discusión pública sobre la regulación de servicios complementarios y con **foco en los costos de flexibilidad**.

# Grupo consultor



- Firma de asesorías fundada en 2013 por ejecutivos del sector eléctrico, con base en Santiago – Chile, para apoyar a inversionistas y *stakeholders* en la toma de decisiones en el sector energía con una perspectiva de vanguardia.
- Cubre un amplio rango de servicios aprovechando la extensa experiencia y alto grado de especialización de su equipo fundador.
  - Análisis de mercado y regulatorio
  - Estrategia y negociación
  - *Due diligence* para transacciones
  - Desarrollo de negocios.

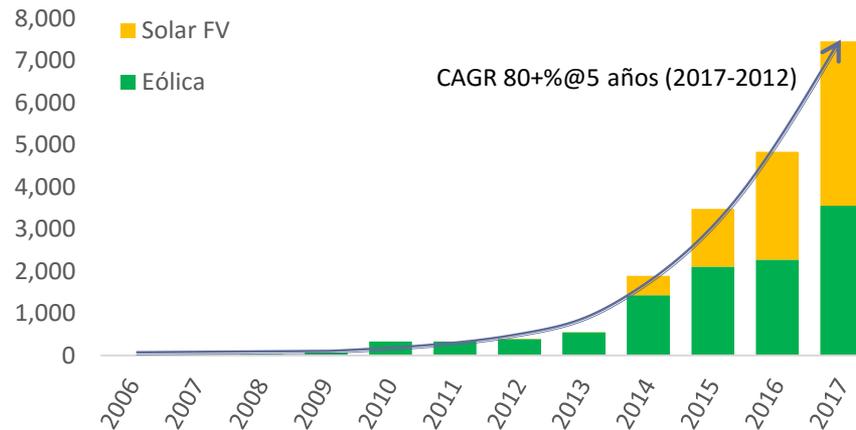


- Proveedora de herramientas analíticas y consultoría (estudios económicos, regulatorios y financieros) en electricidad y gas natural desde 1987, con base en Rio de Janeiro – Brasil.
- Equipo de 54 especialistas (17 PhDs, 31 MSc) en ingeniería, optimización, energía, estadística, finanza, regulación, TI e análisis ambiental.
- Actualmente se encuentra actuando en más de 70 países en todos los continentes.

# Sobre la Flexibilidad

- Capacidad del sistema eléctrico para responder a cambios en el equilibrio de la oferta y la demanda de forma eficiente en tiempo y costo.

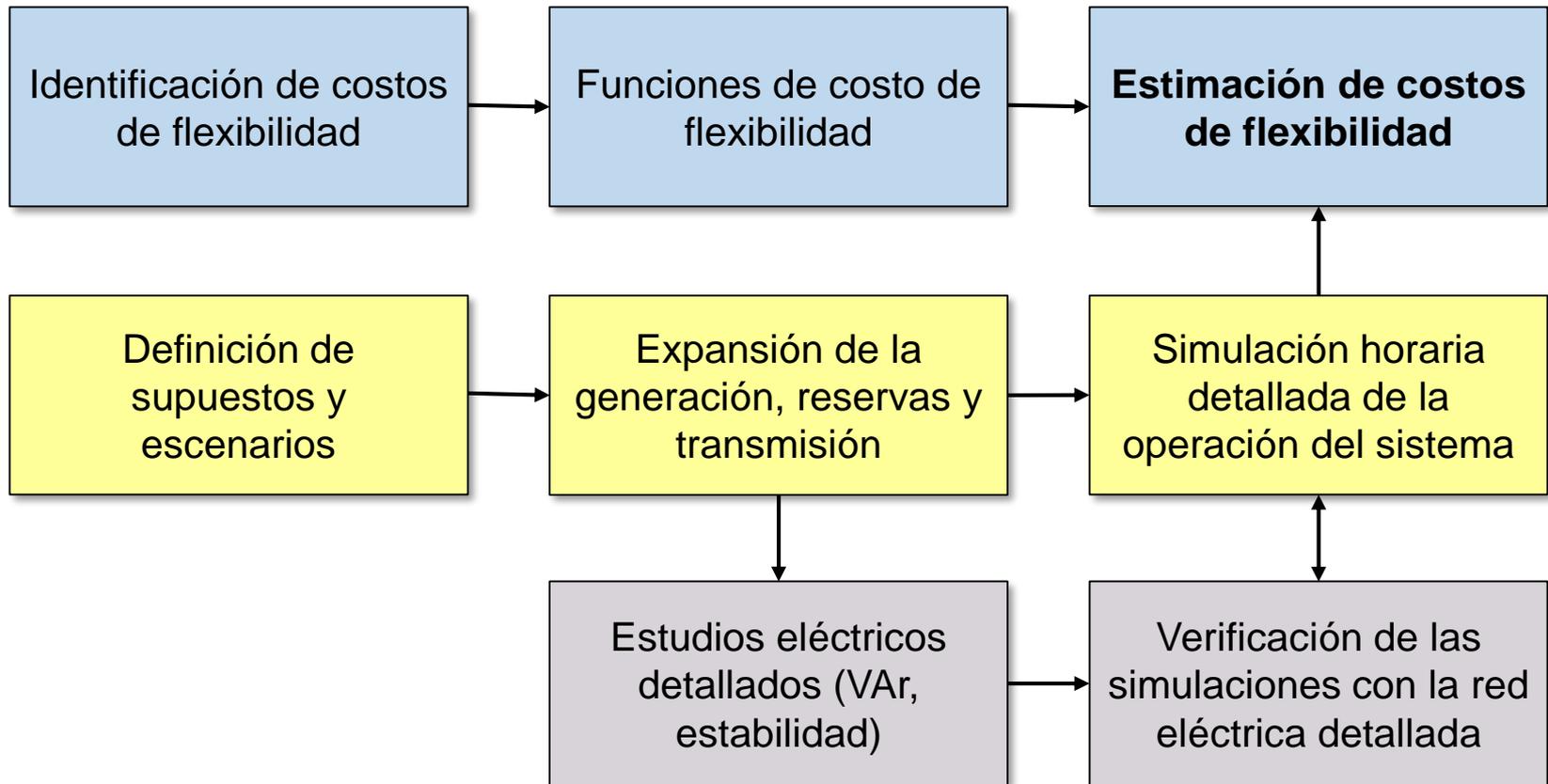
Evolución de Energía Eólica y Solar (GWh)



- La penetración de fuentes ERV en el sector generación introduce mayores desafíos de flexibilidad. Las fuentes de flexibilidad incluyen:
  - tecnología de generación ← foco del estudio
  - respuesta de la demanda
  - tecnologías de almacenamiento
  - interconexiones

# Metodología del Estudio

- ❑ Se busca estimar los costos de flexibilidad asociados a distintos escenarios de expansión ERV (solar-eólica)



# Costos de Flexibilidad

❑ Los costos de flexibilidad que fueron evaluados son:

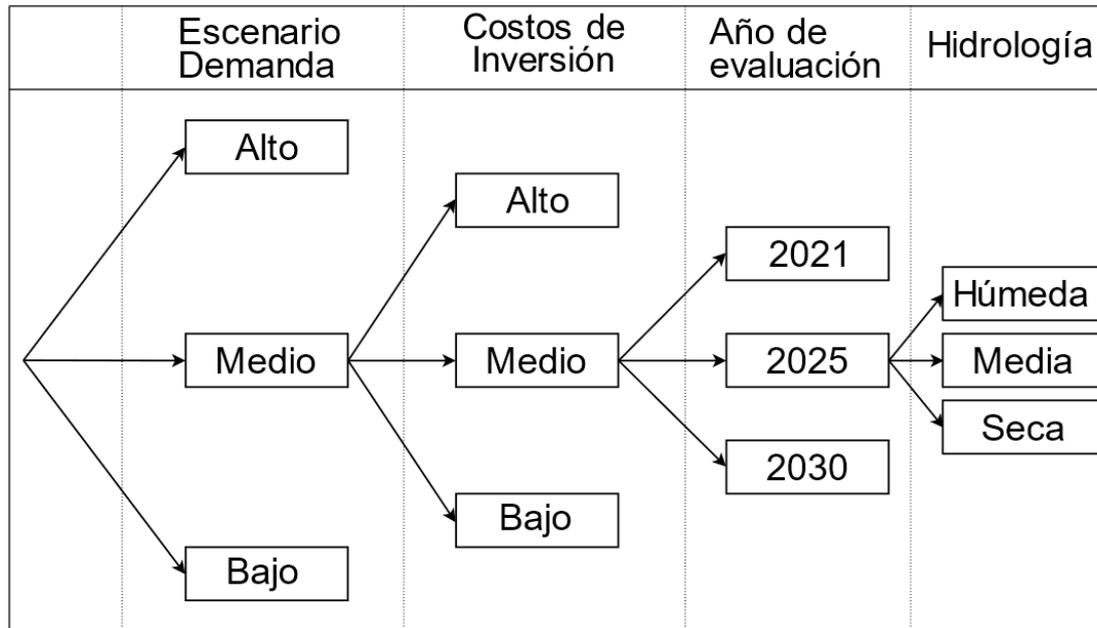
<b>Tipo de costo</b>	<b>Componentes</b>	<b>Función</b>
Encendido - Directo	Combustible y emisiones	$f(\#partidas)$
Encendido - Indirecto	Capex y mantenimiento	$f(\#partidas)$
Seguimiento	Capex y mantenimiento	$f(\#rampas)$
Eficiencia	Combustible y emisiones	$f(despacho)$
Oportunidad	Margen variable perdido	$f(despacho \text{ y } CMg)$

❑ Se valoran mediante funciones de costo<sup>1</sup> dependientes de variables operativas obtenidas mediante la simulación.

(1) Las funciones relacionadas con costos de encendido y seguimiento han sido estimados utilizando aproximaciones basadas en el *bechnmark* internacional.

# Definición de Escenarios

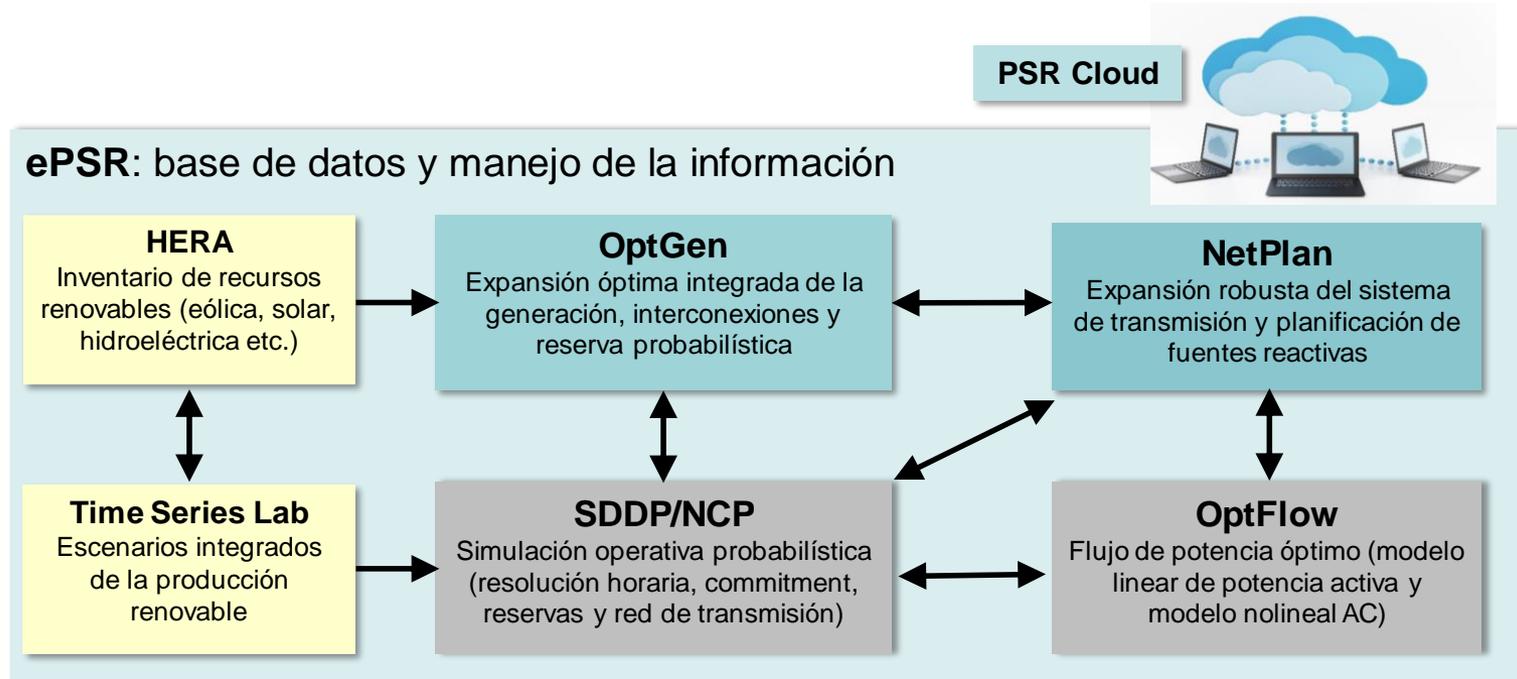
□ Total: 81 escenarios de modelación.



□ La hipótesis es que los escenarios de penetración ERV serán resultado de escenarios de demanda y costos de inversión.

# Herramientas de Simulación

- ❑ Se utilizó la plataforma de software desarrollada por PSR.

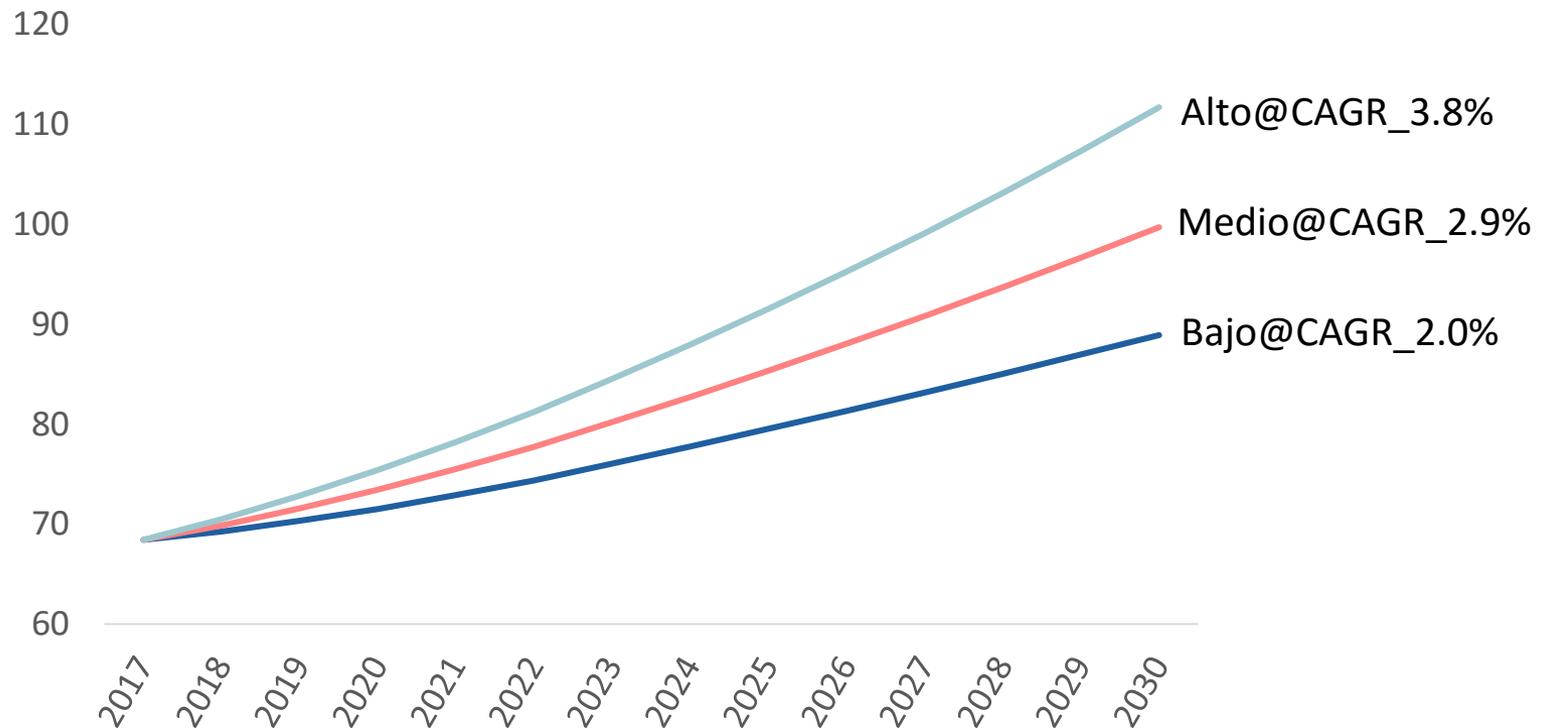


- ❑ Las herramientas tienen por objetivo determinar una expansión óptima de mínimo costo de inversión y operación (se supone que un sistema competitivo evolucionará hacia la solución más eficiente).

# Escenarios de Demanda

- ❑ Se proyectó la demanda del SEN en función de la elasticidad Demanda-PIB<sup>1</sup> estimada en 0,9. Escenarios Alto y Bajo asociados a PIB +/-1%.

## Consumo Eléctrico SEN (TWh/año)

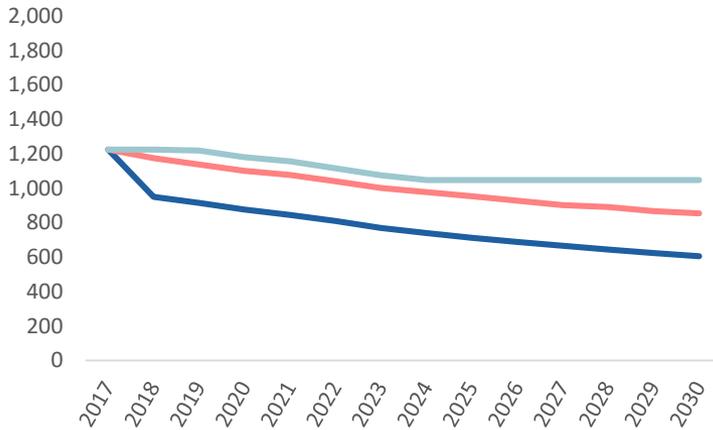


(1) PIB estimado por el FMI en 2017.

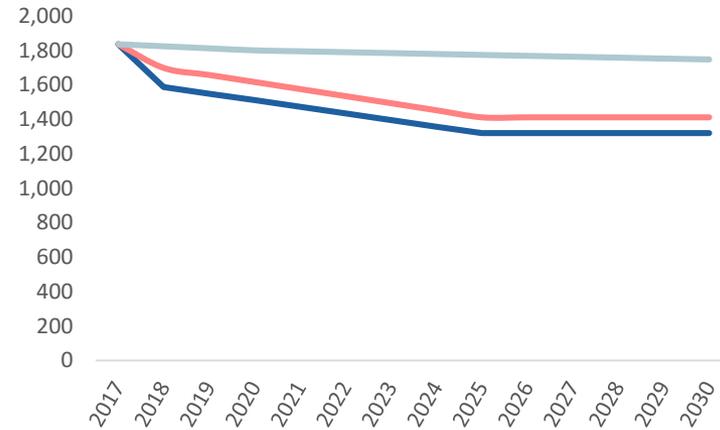
# Costos de Inversión

❑ Se utilizaron los supuestos del estudio PELP del Ministerio de Energía.

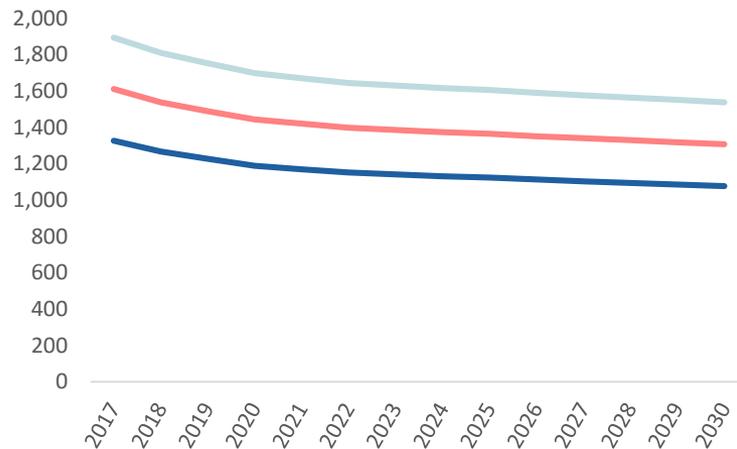
### Costo de Inversión Solar FV (US\$/kW)



### Costo de Inversión Eólica (US\$/kW)



### Costo de Inversión Baterías 3 hrs (US\$/kW)

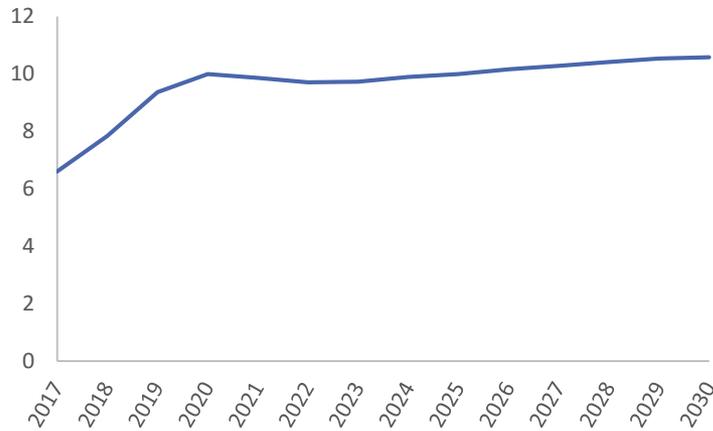


(1) En la curva de costos de inversión de la tecnología eólica los niveles del caso Alto y Medio corresponden a los valores alto y medio respectivamente, propuestos por el Ministerio de Energía. Para el caso Bajo, se consideró una reducción de un 9% a partir del caso Medio, para así alcanzar el valor mínimo proyectado al 2030 por el estudio IEA Wind Task 26, Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts, June 2016.

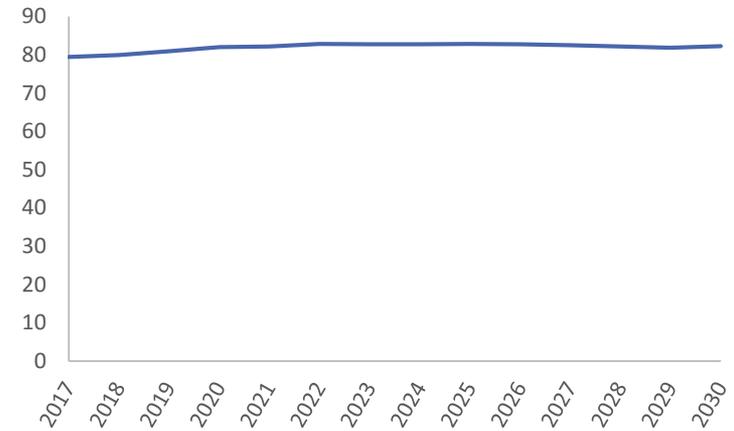
# Costos de Combustibles

❑ Se utilizaron los supuestos del estudio PELP del Ministerio de Energía.

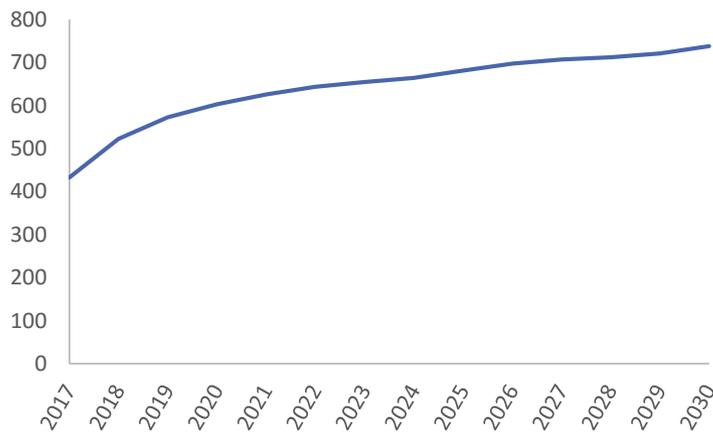
Gas Natural (US\$/MMBtu)



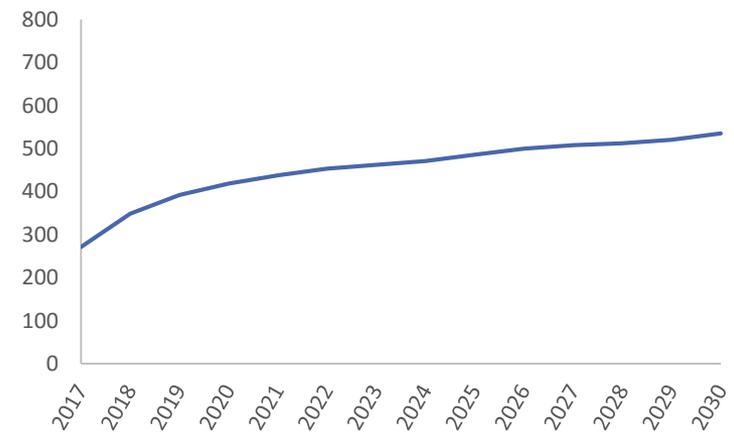
Carbón (US\$/ton)



Diésel (US\$/m3)



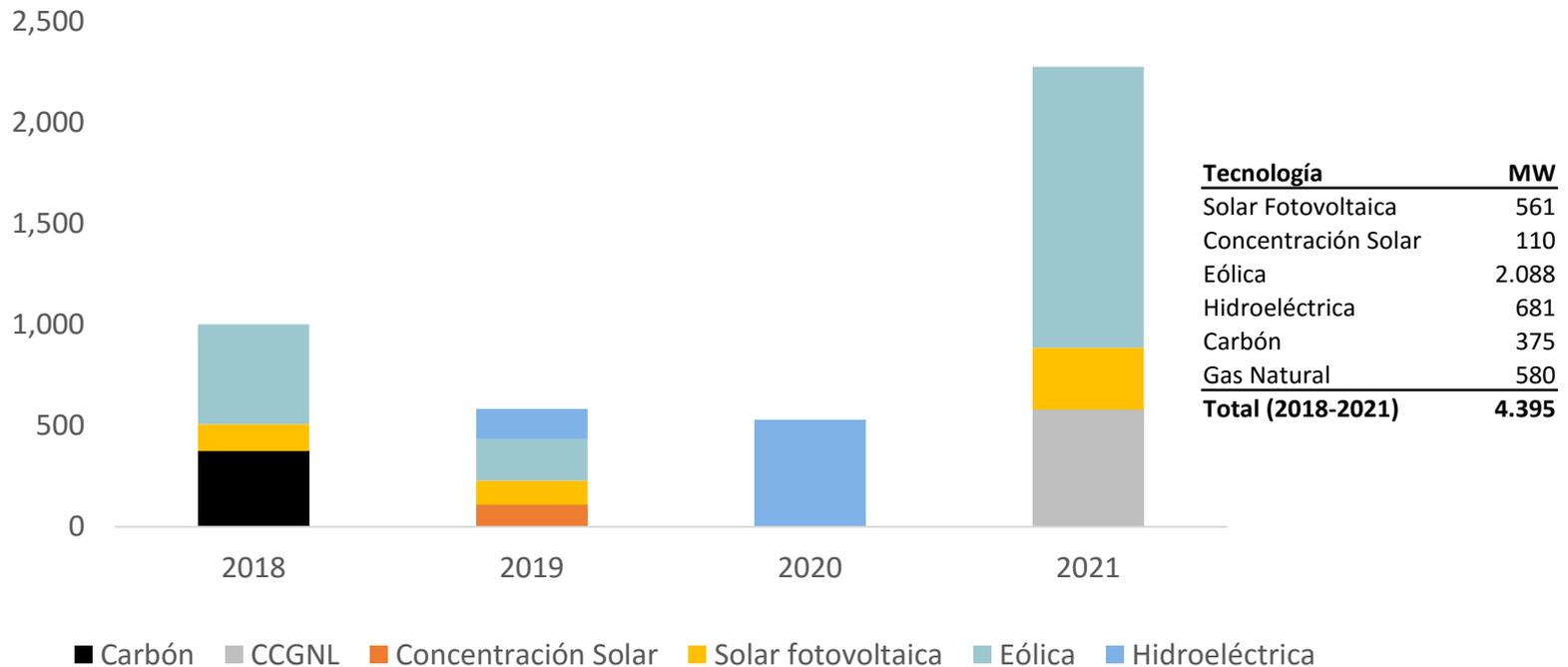
Fuel Oil (US\$/m3)



# Línea Base de Proyectos (2018-2021)

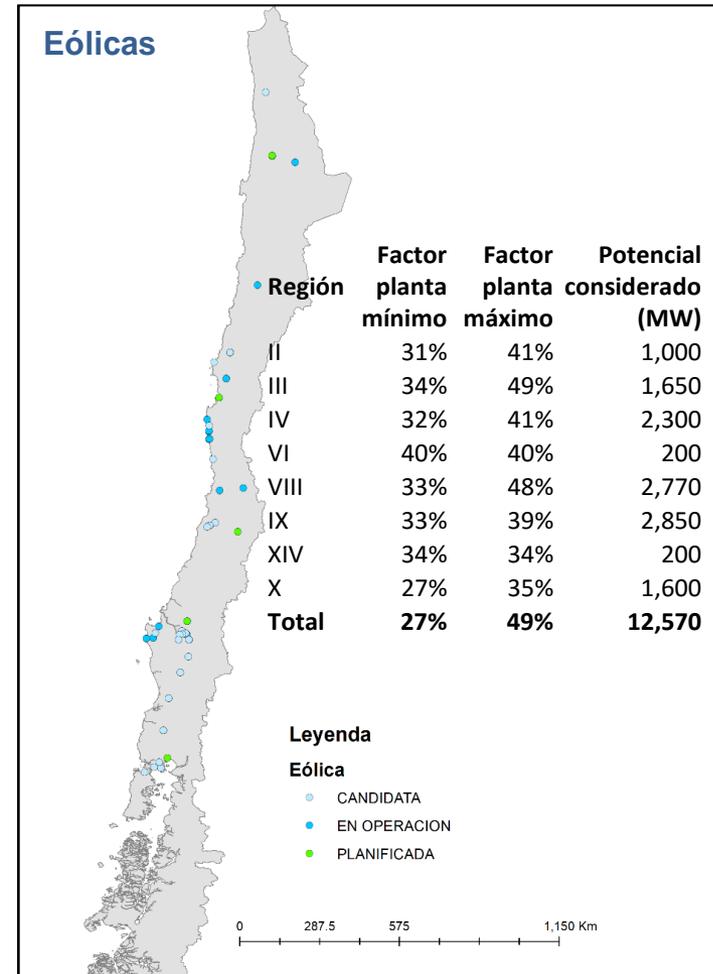
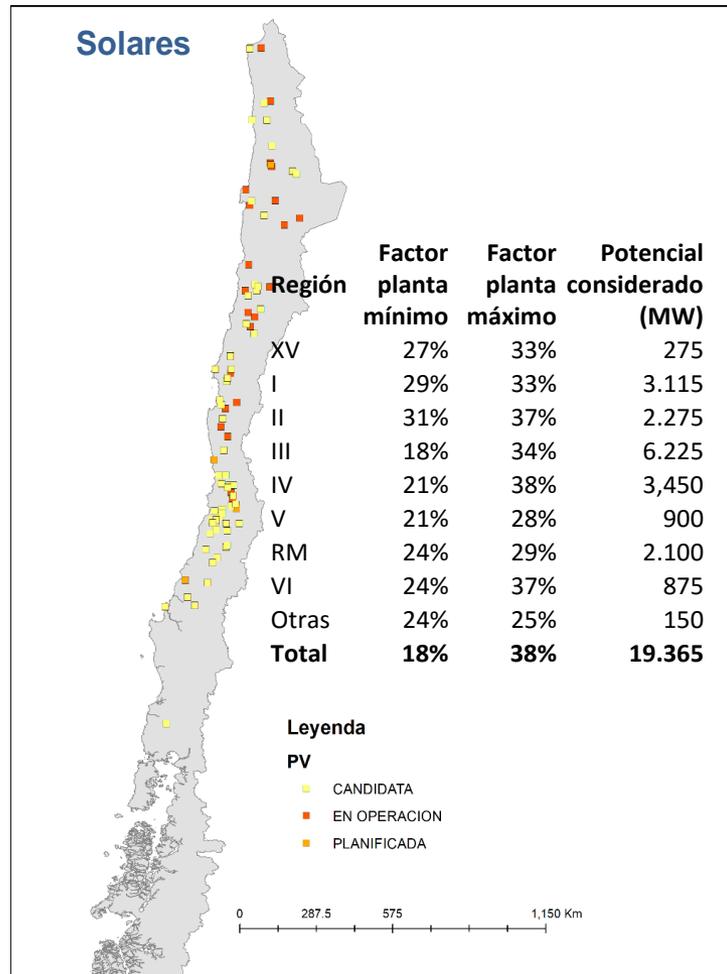
- ❑ Proyectos en construcción o en etapas avanzadas de desarrollo según la perspectiva al 2Q de 2017 (~4.400 MW).

Línea Base de Proyectos (2018-2021)



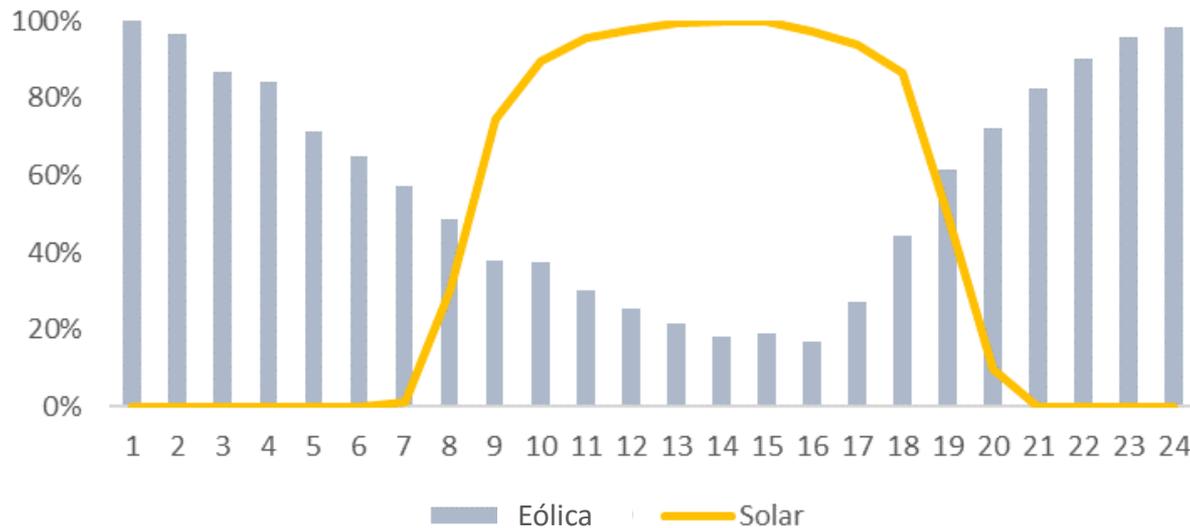
# Centrales ERV Candidatas

- Se utilizó información de proyectos ofertados en procesos de licitación públicos para definir el potencial de candidatos a la expansión



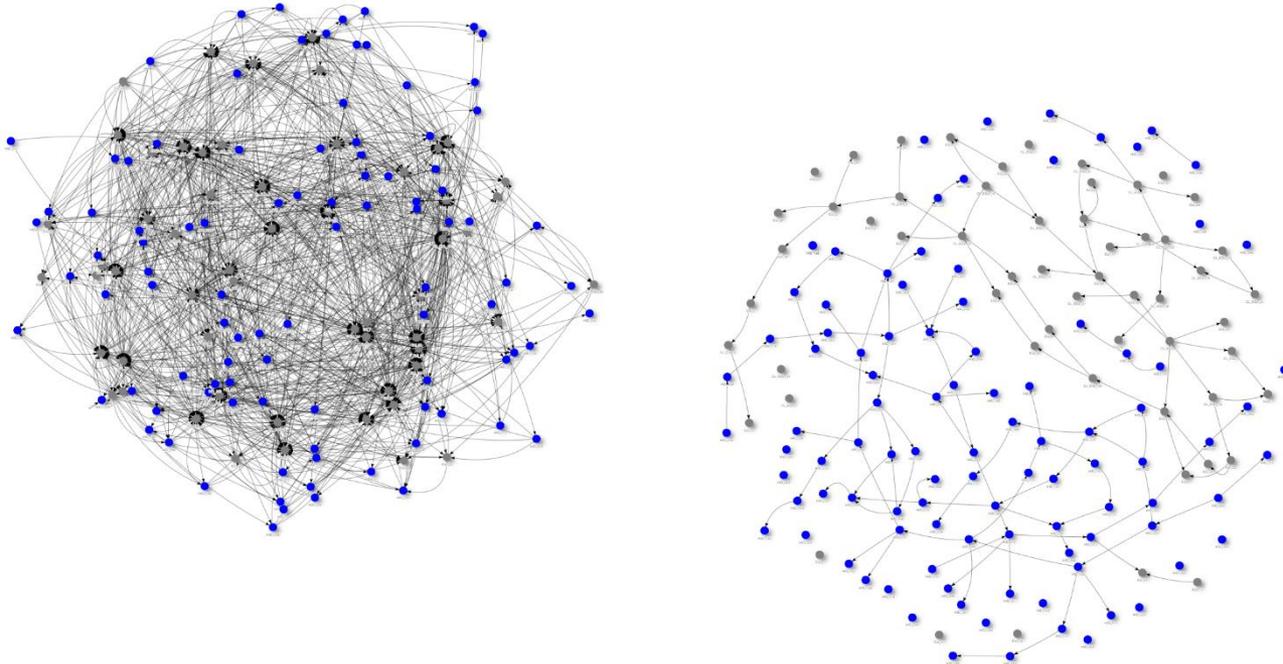
# Complementariedad Eólica – Solar

- ❑ La complementariedad de la generación eólica y solar es capturada pues la expansión se optimiza considerando días típicos con detalle horario.



# Correlación ERV/hidrología

- ❑ El modelo de expansión óptima aprovecha la correlación que existe entre la disponibilidad de recursos ERV (solar y eólico) y la hidrología.



- ❑ Se determinaron conjuntos de estadística de recurso eólico y solar para los sitios candidatos para los 54 años de hidrología simulados<sup>1</sup>.

(1) Se utilizó información del Ministerio de Energía y se extendió con el modelo TSL (Time Series Lab) de PSR.

# Criterios para reserva operativa

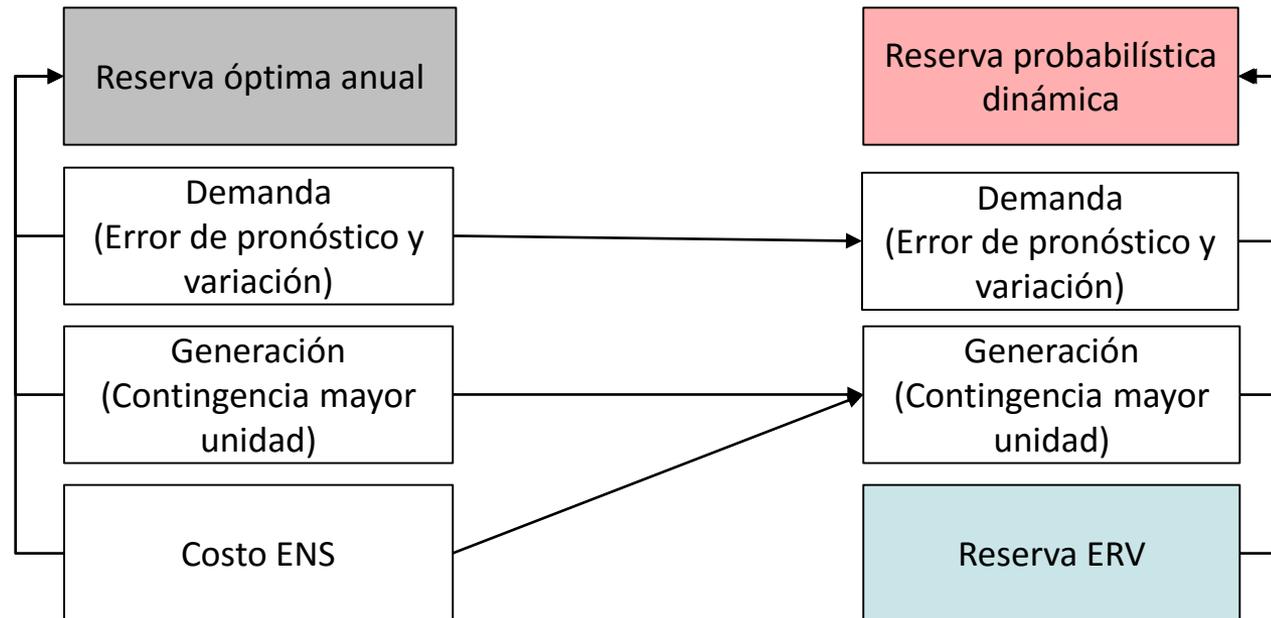
- ❑ Reserva probabilística dinámica incorpora efecto de ERV.

Metodología Vigente en Chile

Modelación Implementada

$$R^{annual} = \min(C_{Oper} + Falla)$$

$$R^h = Demanda + \max(R_G^h, R_{ERV}^h)$$



- $R_{ERV}^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_{90\%}(R)^1$

(1) Se analizan los diferenciales entre desviaciones del pronóstico en horas consecutivas. Metodología desarrollada por PSR.

# Estudios Eléctricos

- ❑ Para verificar la robustez de los diversos escenarios se efectuaron los siguientes estudios<sup>1</sup>.
  - Expansión de potencia reactiva: evaluar las necesidades de expansión de potencia reactiva;
  - Estabilidad transitoria: evaluar si el sistema es capaz de soportar grandes perturbaciones como cortocircuitos en líneas despejados por el disparo de la protección;
  - Estabilidad de frecuencia: evaluar la capacidad del sistema para restaurar la frecuencia después de un desequilibrio repentino de potencia activa;
  - Estabilidad de pequeña señal: evaluar las frecuencias y el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

(1) Para los estudios de las necesidades de potencia reactiva se utilizó la herramienta NetPlan OptFlow (desarrollada por PSR) y para los análisis de sistemas eléctricos el modelo DIgSILENT PowerFactory (versión 15.2). Base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (julio de 2017) : <https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/>

# Resultados

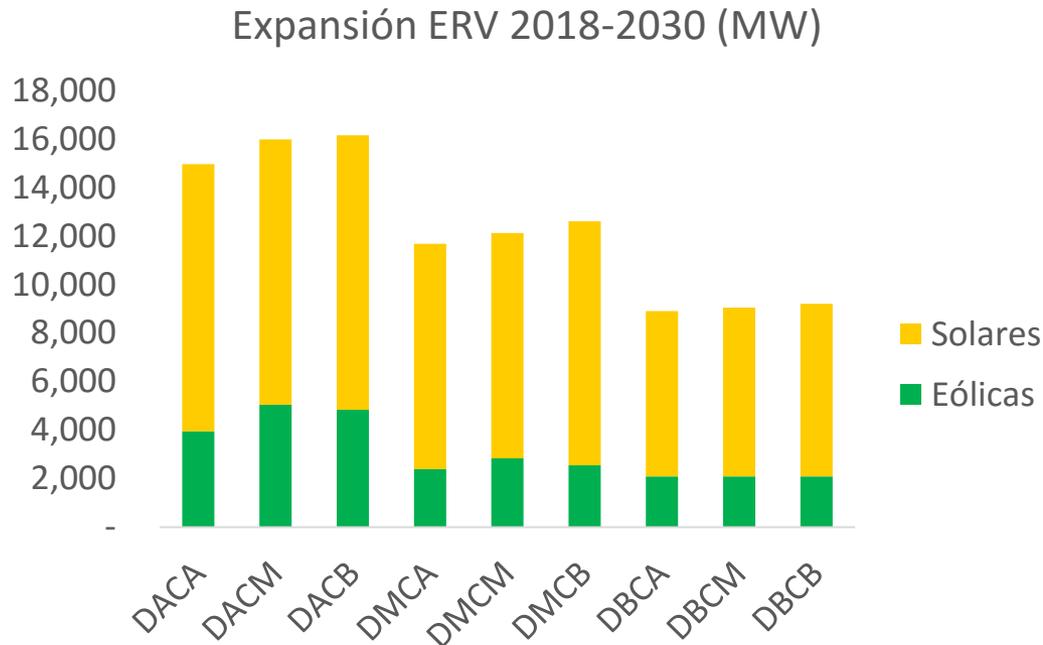
□ Nomenclatura: D $X$ C $Y$  – Plan con escenario de demanda  $X$  y costos de inversión  $Y$

- $X$ :  $A$  (demanda alta),  $M$  (promedio),  $B$  (baja)
- $Y$ :  $A$  (precio alto);  $M$  (promedio);  $B$  (bajo)

# Expansión de Generación

☐ En los escenarios modelados, las fuentes de generación solar fotovoltaica y eólica dominarían la expansión.

- Capacidad instalada ERV crece entre 9.000 y 16.000 MW a 2030.
- Potencial de inversión equivalente de US\$ 8.000 a 18.000+ millones

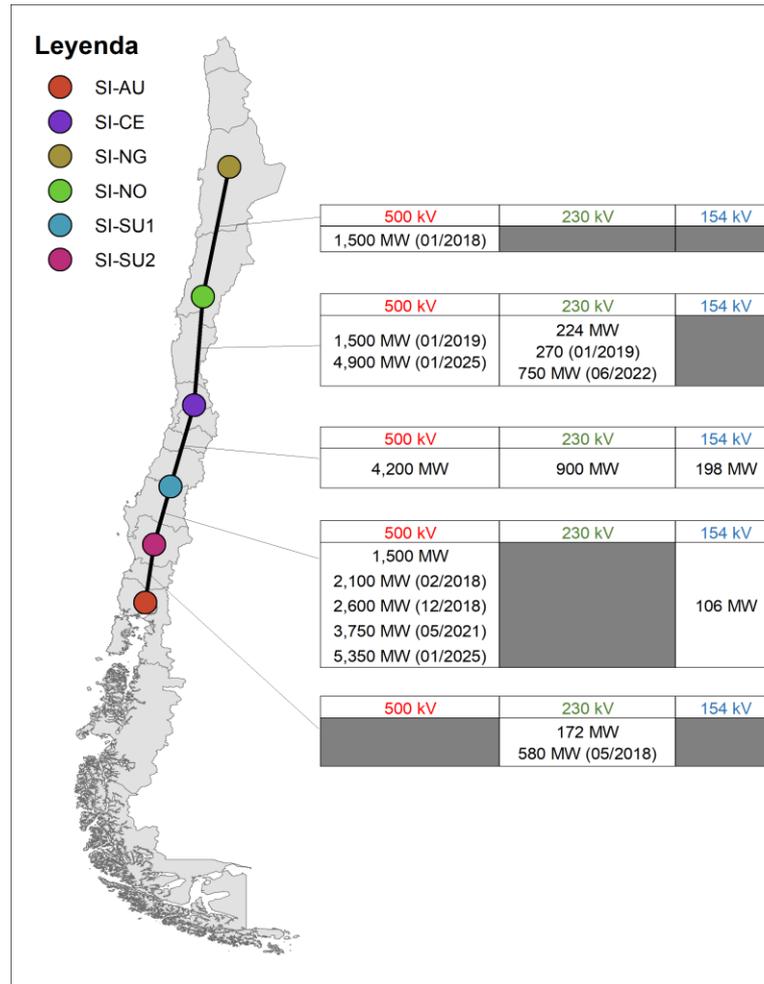


- Bajo los supuestos de costo considerados la expansión con sistemas de almacenamiento no fue seleccionada<sup>1</sup>.

(1) El almacenamiento con centrales de bombeo resultó más cercano al rango de competitividad hacia el final del horizonte que las baterías. Estas últimas aparecen como candidatas a la prestación de servicios de reserva pero tampoco resultaron seleccionadas.

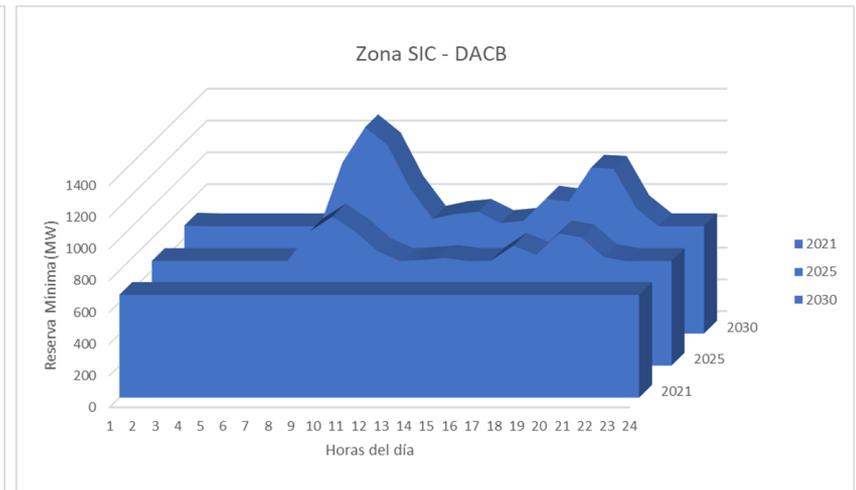
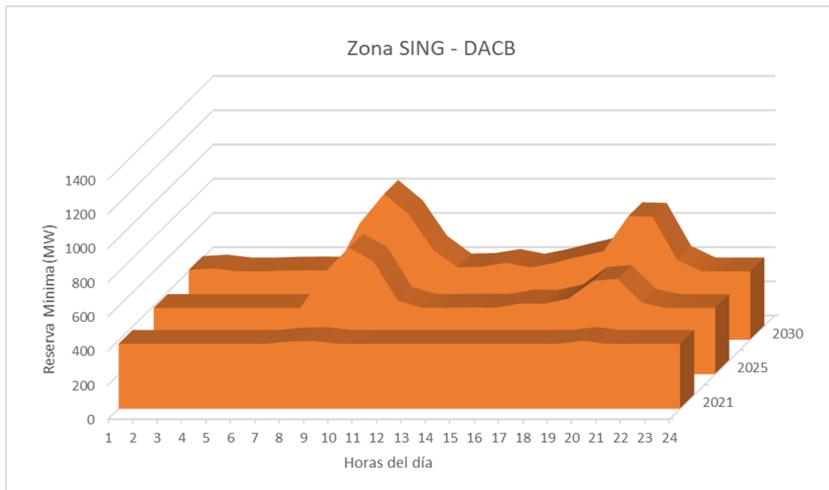
# Expansión de Transmisión

- ❑ Se detecta necesidad de ampliaciones relevantes (500 kV) desde la zona norte (Cardones) y sur (Charrúa) en torno al año 2025.



# Requerimiento de Reserva

- ❑ Se proyectan aumentos focalizados en momentos de mayor riesgo de variaciones no previsibles (7-9 y 19-21 horas).
  - Criterio de reserva probabilística dinámica es clave para minimizar el requerimiento adicional de reservas.



- ❑ Se aprovechan unidades existentes para proveer la reserva. Pero se detecta necesidad de inversión en zona norte (200 – 1000 MW)

# Penetración ERV

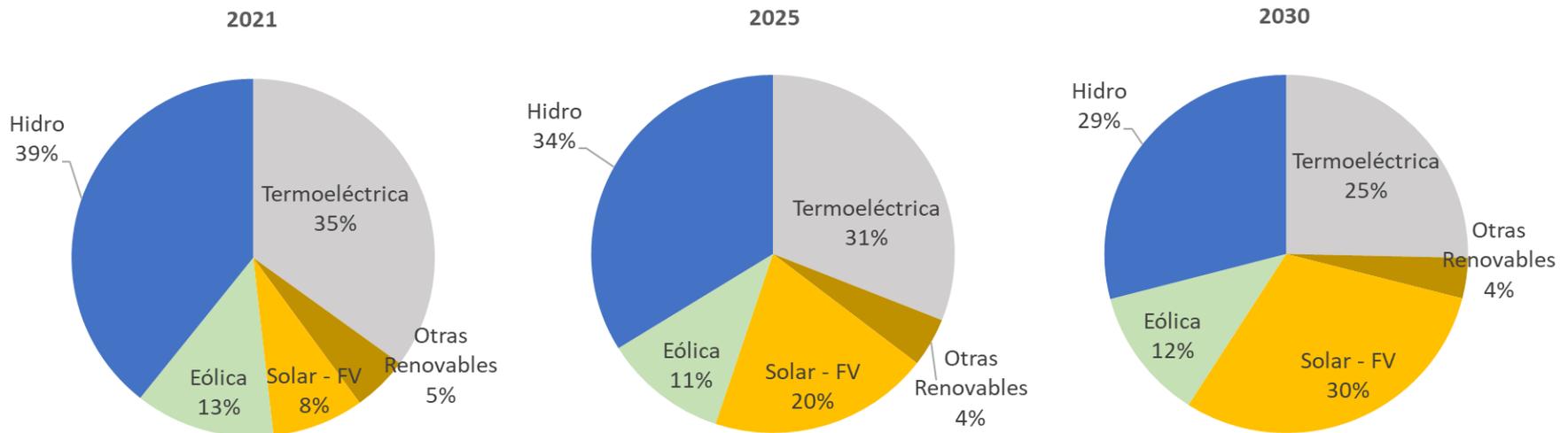
- Bajo todos los escenarios modelados, la penetración ERV aumenta consistentemente alcanzando rangos entre 37% y 46% a 2030.

Nivel de penetración ERV (%)										
Año	Hidrología	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
2021	Seca	20.2%	20.2%	20.2%	21.0%	21.0%	21.0%	21.7%	21.7%	21.7%
	Media	20.1%	20.1%	20.1%	20.9%	20.9%	20.9%	21.6%	21.6%	21.6%
	Húmeda	20.3%	20.3%	20.3%	21.0%	21.0%	21.0%	21.8%	21.8%	21.8%
2025	Seca	33.1%	33.6%	33.7%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
	Media	32.9%	33.4%	33.5%	31.0%	31.1%	31.7%	29.1%	29.1%	29.4%
	Húmeda	33.0%	33.5%	33.6%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
2030	Seca	43.5%	45.9%	46.0%	39.9%	41.3%	41.5%	37.1%	37.5%	37.8%
	Media	43.0%	45.4%	45.6%	39.4%	40.9%	41.1%	36.8%	37.1%	37.5%
	Húmeda	43.1%	45.6%	45.6%	39.4%	40.9%	41.2%	36.9%	37.2%	37.6%

# Participación por Tecnologías – Hidrología Media<sup>1</sup>

□ El despacho de generación en base a fuentes ERV alcanzaría una penetración de 41% a 2030 (DMCM).

- Componente renovable cubre 75% incl. hidroelectricidad (DMCM)

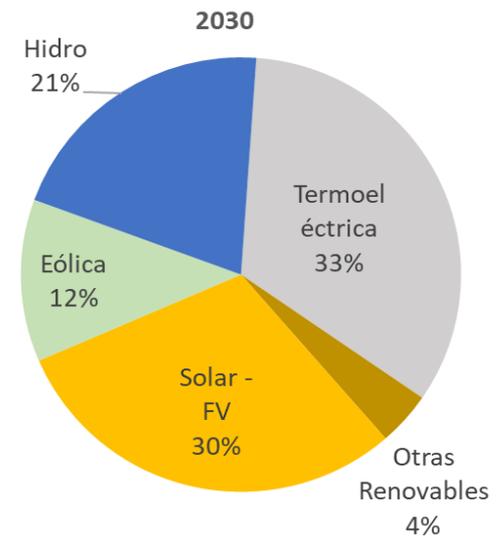
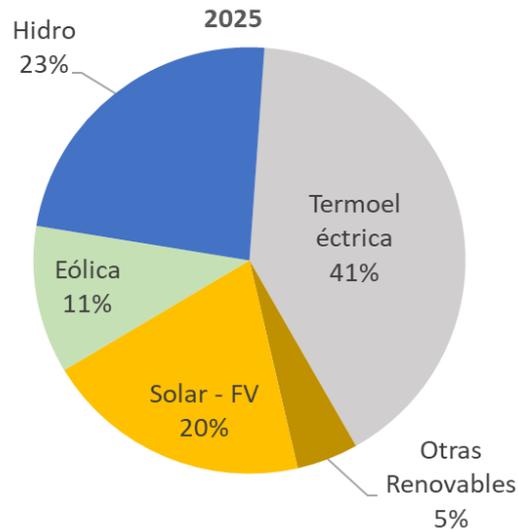
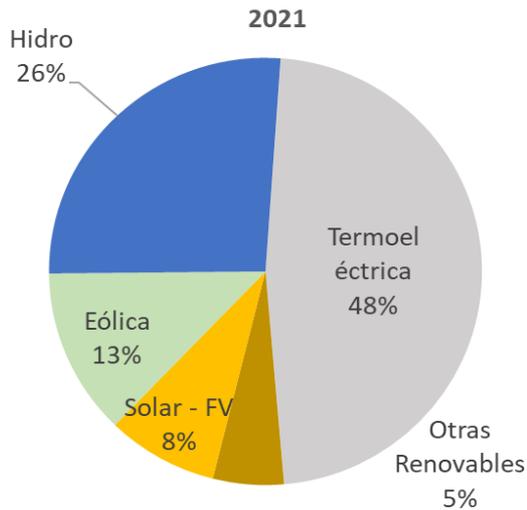


(1) Considera estadística hidrológica de 54 años (1961 – 2015)

# Participación por Tecnologías – Hidrología Seca

□ Aporte de termoelectricidad continúa siendo relevante y representa 33% en 2030 para años secos (DMCM)<sup>1</sup>.

- El análisis no considera planes de ‘retiro’ de unidades a carbón.
- No se ha considerado efectos del cambio climático en los afluentes.



# Estudios Eléctricos

- ❑ La factibilidad técnica de las soluciones se verificó con las siguientes prevenciones.

	2021	2025	2030
Capacitores	10 – 80 MVar	0 – 230 MVar	80 – 245 MVar
Reactores	0 – 110 MVar	0 – 840 MVar	110 – 1.755 MVar
Inercia	Suficiente	Suficiente	Suficiente
Amortiguamiento	De acuerdo a NTSyCS	De acuerdo a NTSyCS <sup>1</sup>	De acuerdo a NTSyCS

- ❑ Se destacan las siguientes recomendaciones:

- Participación de fuentes ERV en el control de tensión
- Participación de fuentes ERV en CPF ('downward')
- Inercia sintética para eólicas.
- Ajuste robusto de PSS
- Monitoreo en línea de seguridad del sistema WAMS
- Monitoreo de la inercia global del sistema en línea

(1) Para una condición simulada (de un total de 12) la tasa de amortiguamiento del modo SIC-SING se muestra muy baja. Despacho predominante de unidades hidroeléctricas asociado con largas distancias de transmisión: condición favorable para oscilaciones inter-área poco amortiguadas

# Costos Operativos

- ❑ Los costos operativos entre 2021 y 2030 se reducen en un 10% en términos totales y en un 32% en términos unitarios (DMCM).

## Costo operativo promedio, en millones de US\$

Escenarios	2021	2025	2030
DACA	907	878	927
DACM	910	833	815
DACB	910	875	797
DMCA	821	808	788
DMCM	827	794	745
DMCB	832	788	715
DBCA	771	700	660
DBCM	770	702	649
DBCB	762	684	639

# Emisiones de CO2

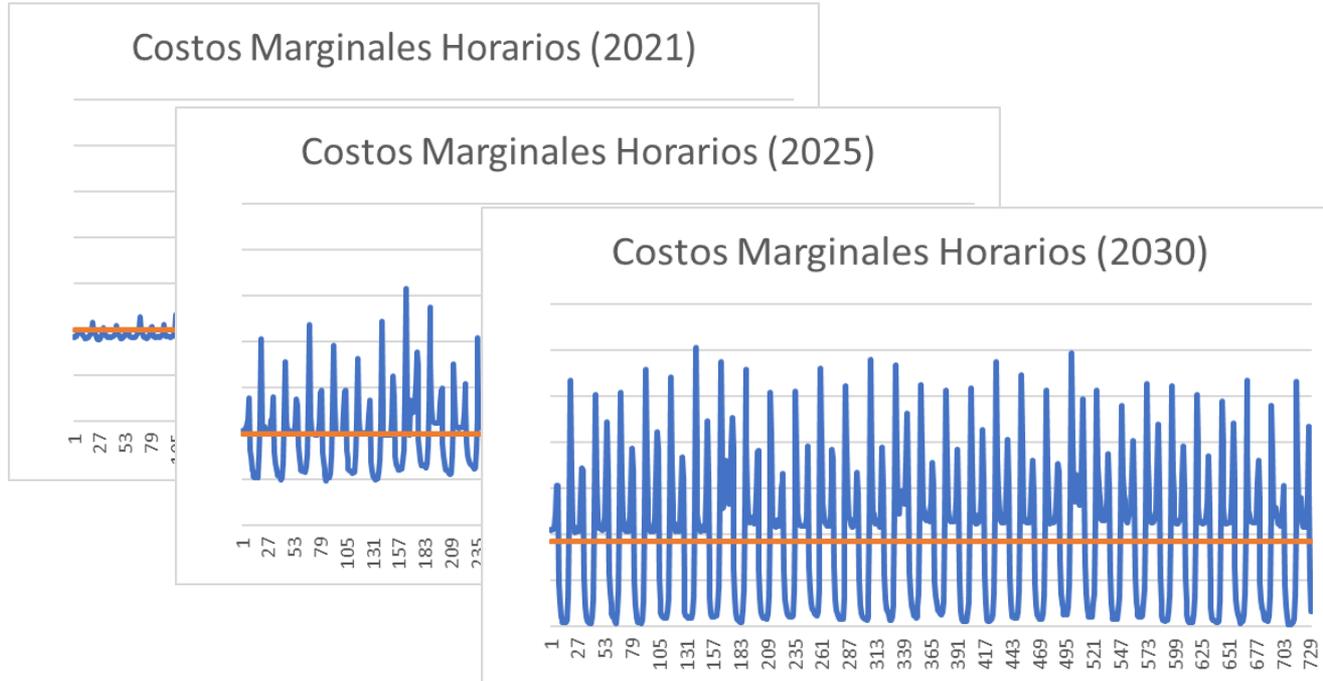
- ❑ Los costos operativos entre 2021 y 2030 se reducen en un 9% en términos totales y en un 31% en términos unitarios (DMCM).

## Emisiones promedio de CO2 en millones de toneladas

	2021	2025	2030
DACA	24	23	23
DACM	24	22	21
DACB	24	23	20
DMCA	22	22	21
DMCM	22	21	20
DMCB	22	21	19
DBCA	21	19	18
DBCM	21	19	18
DBC B	21	19	17

# Costo Marginal

- ❑ Amplitud de la fluctuación se incrementa en el tiempo y se observa posible colapso en horario solar a 2030.

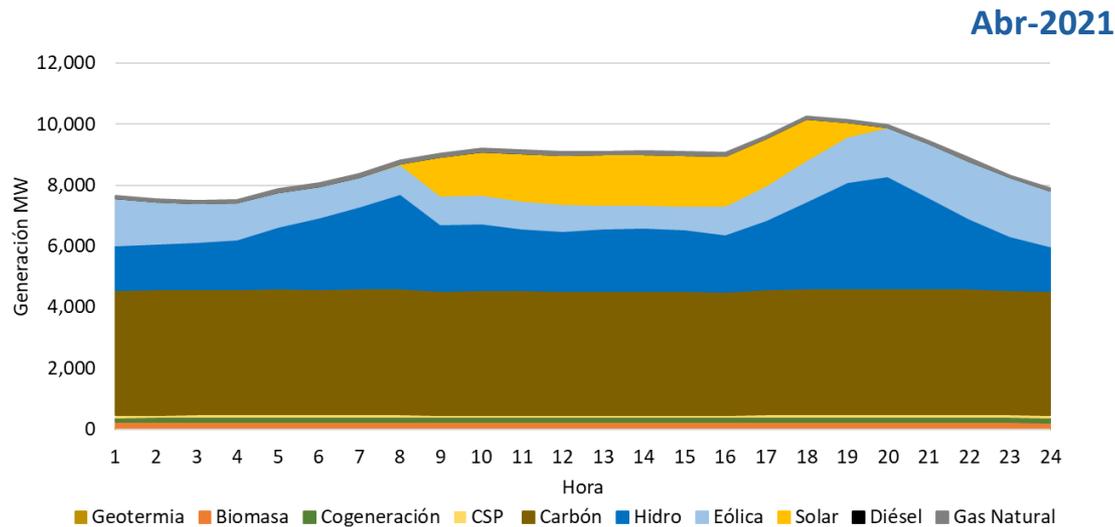


- ❑ La expansión de mínimo costo probablemente necesite señales de largo plazo (contratos u otros) pues puede tornarse incompatible con la señal pura de costo marginal de corto plazo (en horario solar).

# Modificación del Despacho Diario

❑ El parque generador termoeléctrico e hidroeléctricas de embalse deberán aportar flexibilidad de una forma creciente.

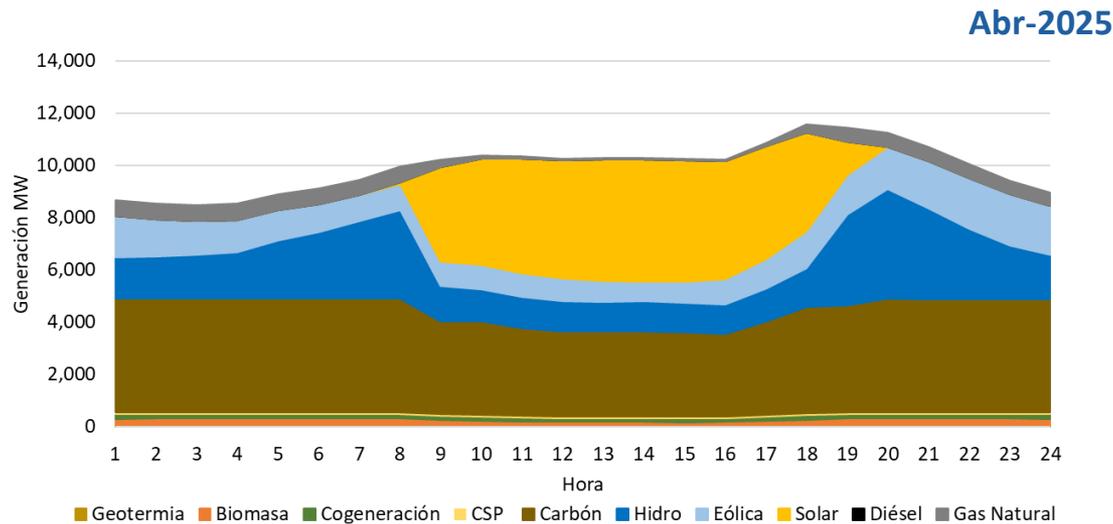
- Embalses: Almacenamiento en horario solar.
- Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
- CC-GN : Ciclaje



# Modificación del Despacho Diario

❑ El parque generador termoeléctrico e hidroeléctricas de embalse deberán aportar flexibilidad de una forma creciente.

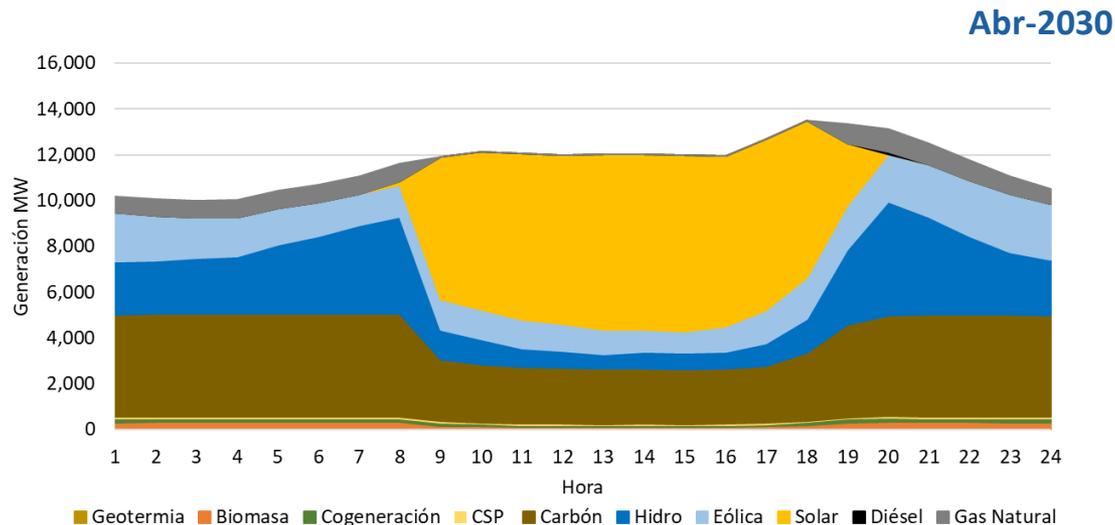
- Embalses: Almacenamiento en horario solar.
- Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
- CC-GN : Ciclaje



# Modificación del Despacho Diario

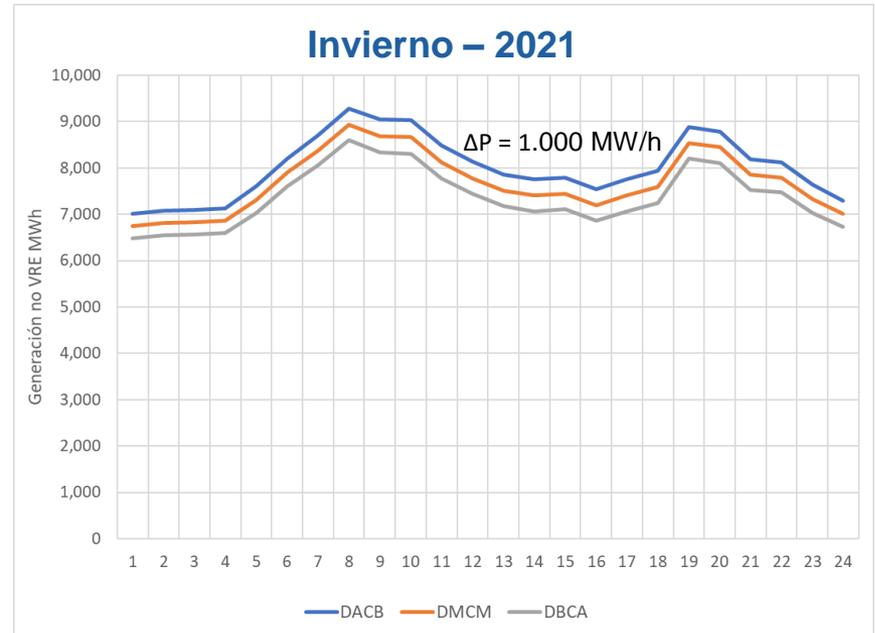
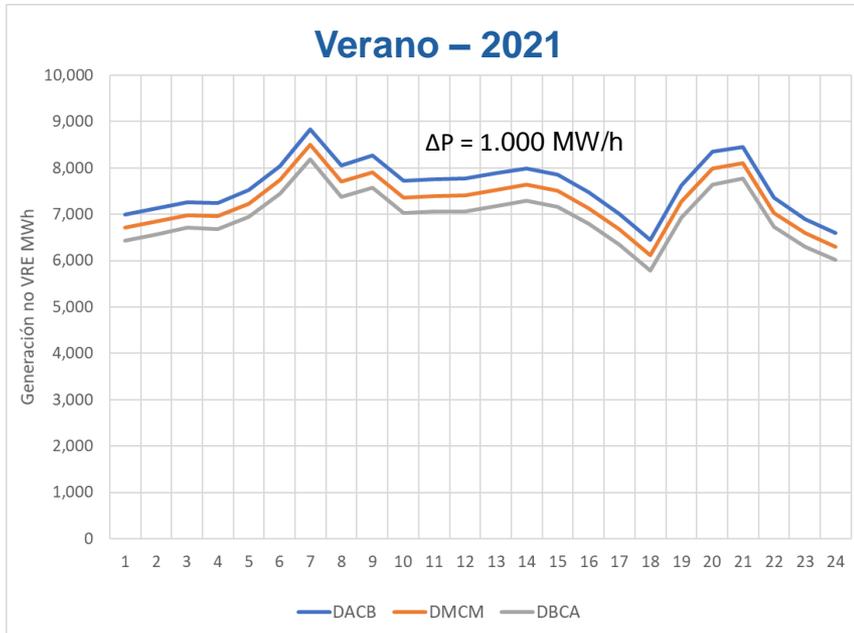
❑ El parque generador termoeléctrico e hidroeléctricas de embalse deberán aportar flexibilidad de una forma creciente.

- Embalses: Almacenamiento en horario solar.
- Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
- CC-GN : Ciclaje



# Requerimiento de Flexibilidad

## ☐ Generación Residual (sin generación ERV)

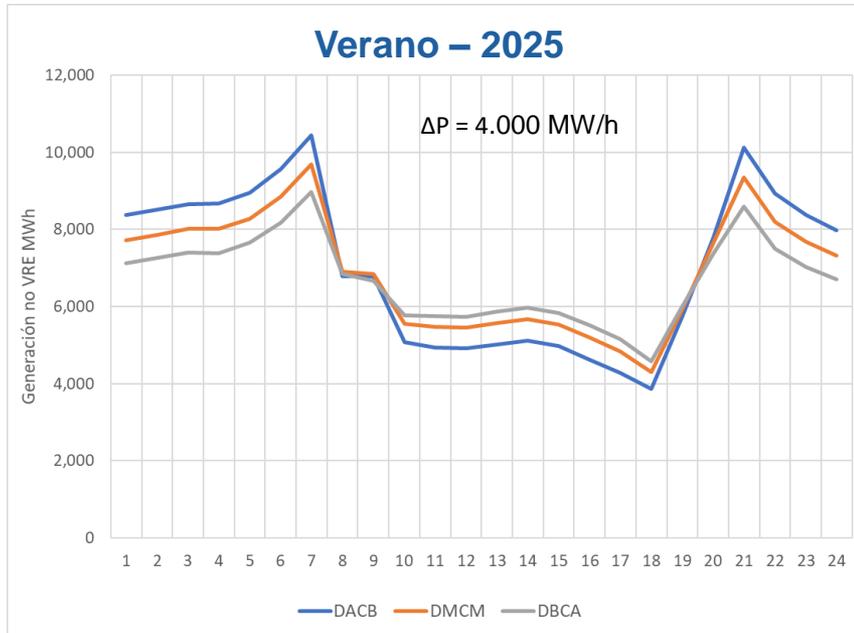


Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	19.8	18-19	-18.2	21-22
DMCM	19.3	18-19	-17.8	21-22
DBCA	18.8	18-19	-17.4	21-22

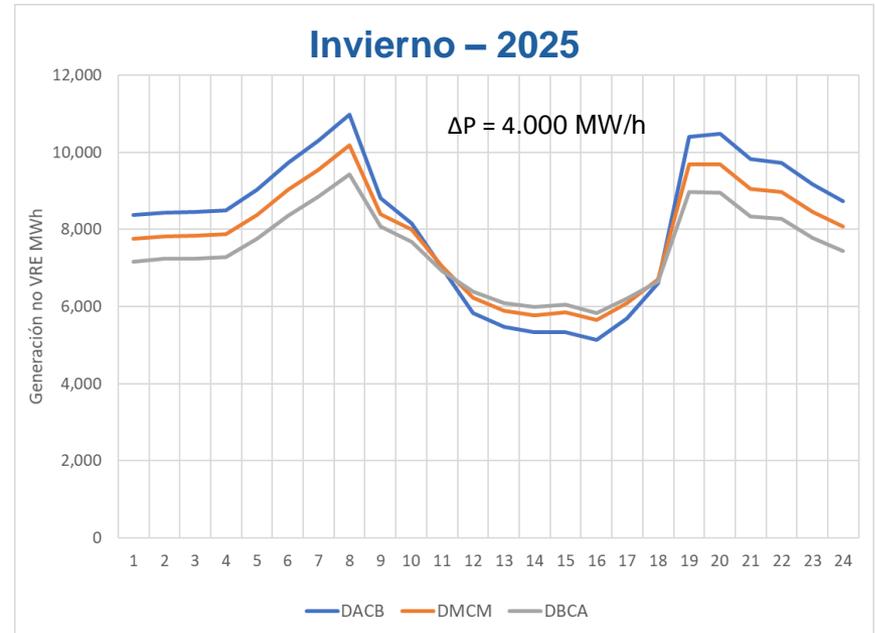
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	15.7	18-19	-10.1	20-21
DMCM	15.8	18-19	-9.9	20-21
DBCA	15.9	18-19	-9.7	20-21

# Requerimiento de Flexibilidad

## ☐ Generación Residual (sin generación ERV)



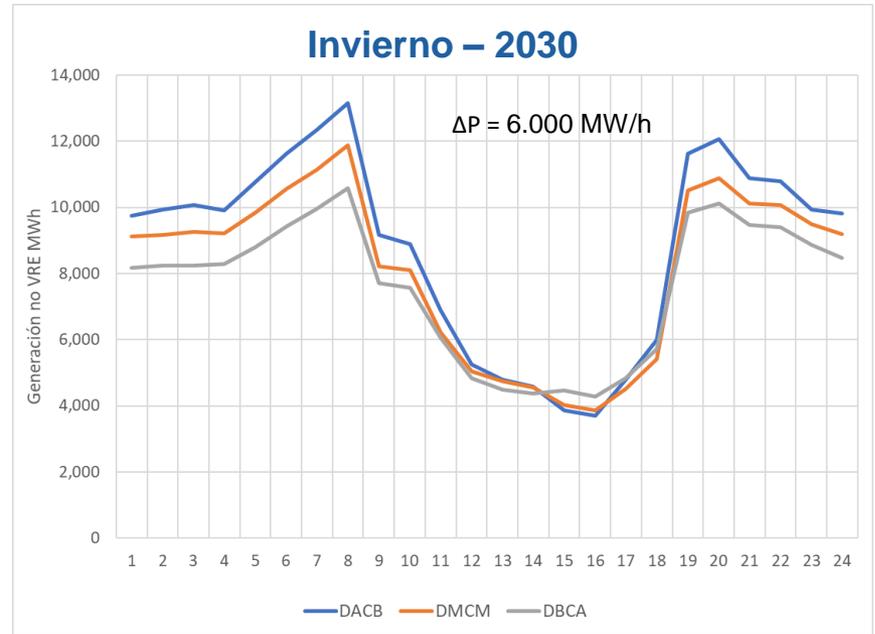
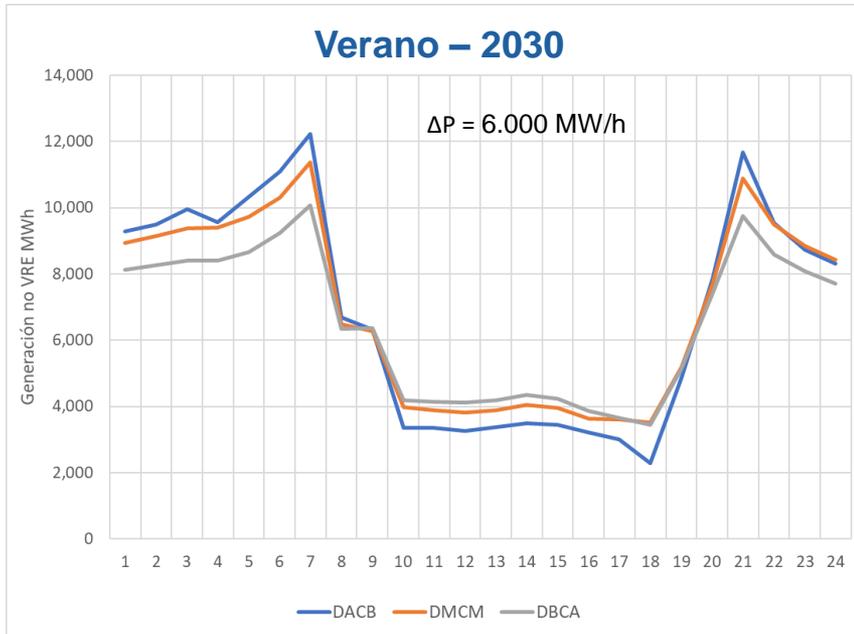
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	38.7	20-21	-61.2	7-8
DMCM	29.0	19-20	-46.3	7-8
DBCA	23.9	18-19	-35.4	7-8



Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	63.2	18-19	-36.0	8-9
DMCM	49.6	18-19	-29.6	8-9
DBCA	38.7	18-19	-22.4	8-9

# Requerimiento de Flexibilidad

## ☐ Generación Residual (sin generación ERV)



Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	63.7	20-21	-92.6	7-8
DMCM	53.0	20-21	-81.5	7-8
DBCA	39.1	20-21	-62.3	7-8

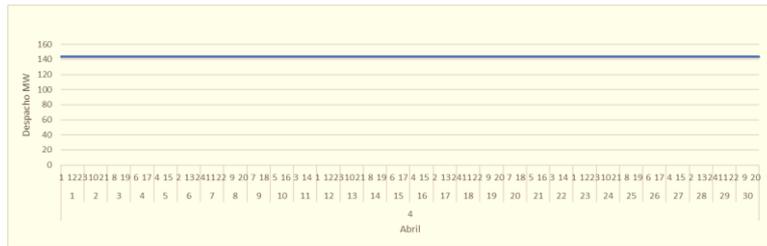
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	94.0	18-19	-66.3	8-9
DMCM	84.9	18-19	-60.8	8-9
DBCA	68.7	18-19	-47.9	8-9

# Despacho Unidades a Carbón

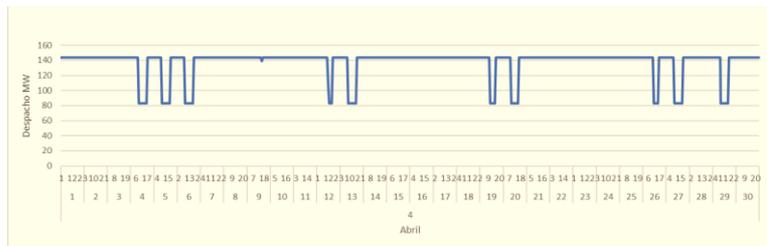
- Aumento sostenido de operación a mínimo técnico (produce incremento notable en ‘sobrecostos’ de operación)

## Carbonera SING

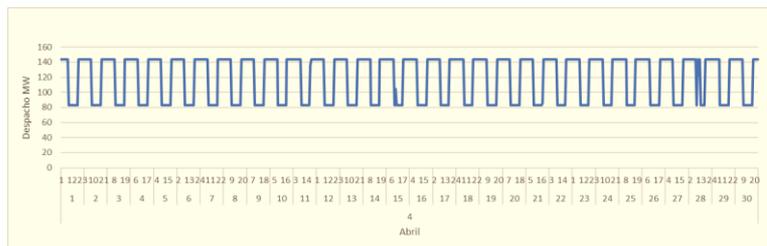
2021



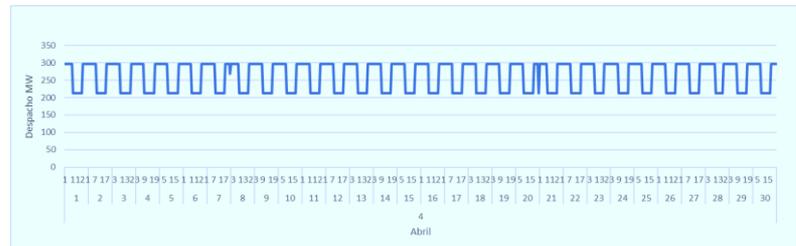
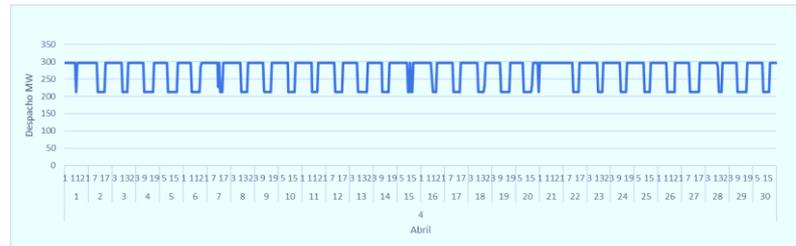
2025



2030



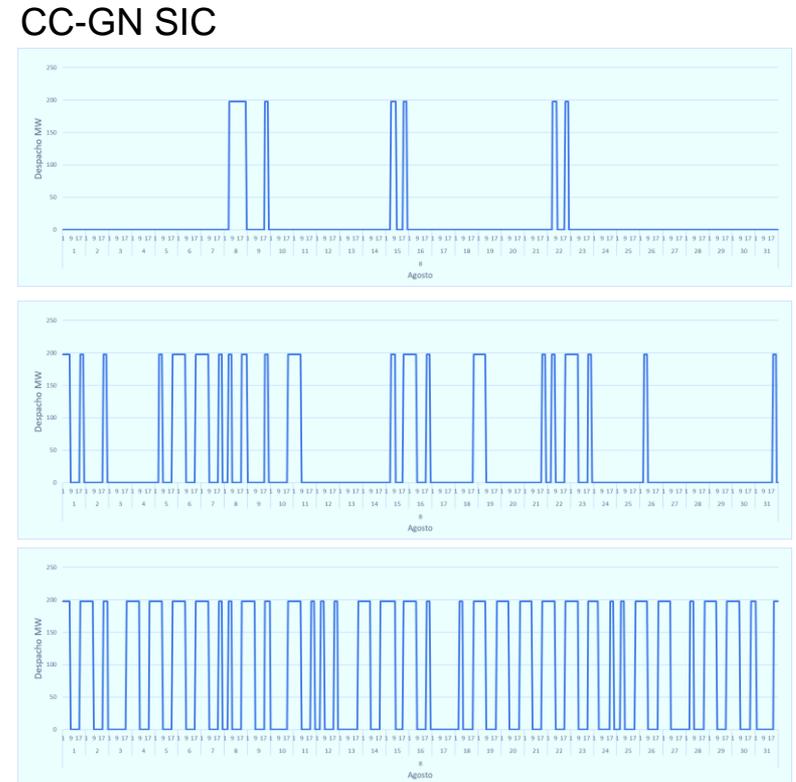
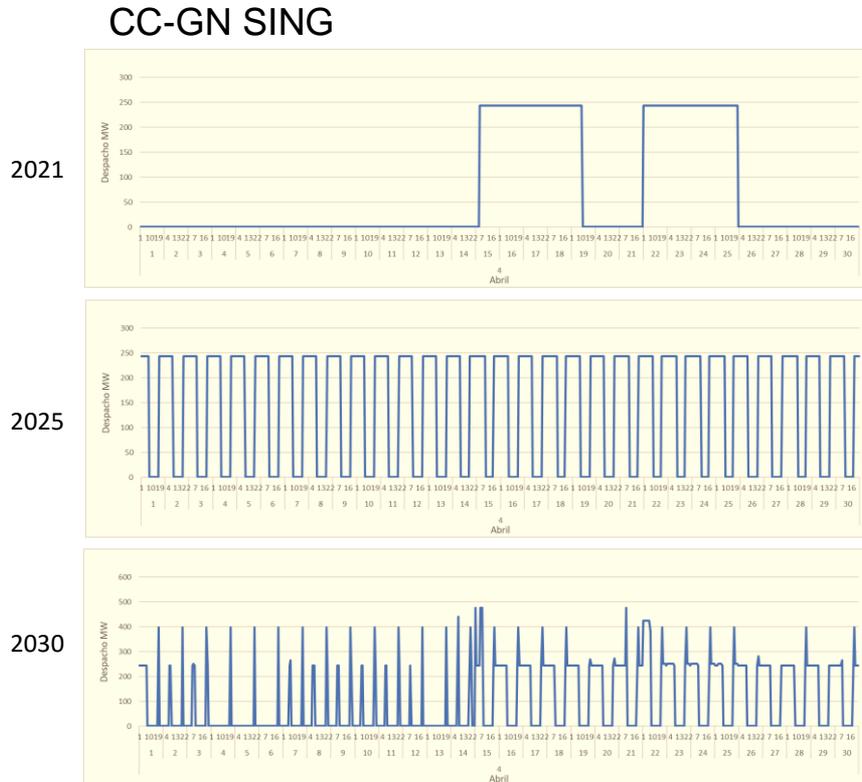
## Carbonera SIC



Nota: Resultados corresponden al mes de abril, escenario DMCM

# Despacho Ciclos Combinados

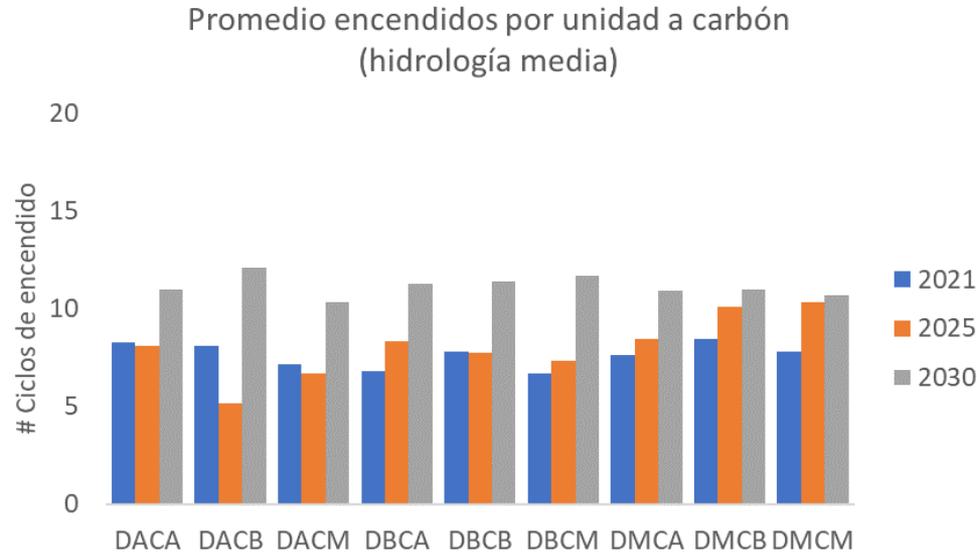
☐ Aumento sostenido de 'ciclaje' de unidades



Nota: Resultados corresponden al mes de abril, escenario DACB

# Ciclos de Encendido – Unidades a Carbón

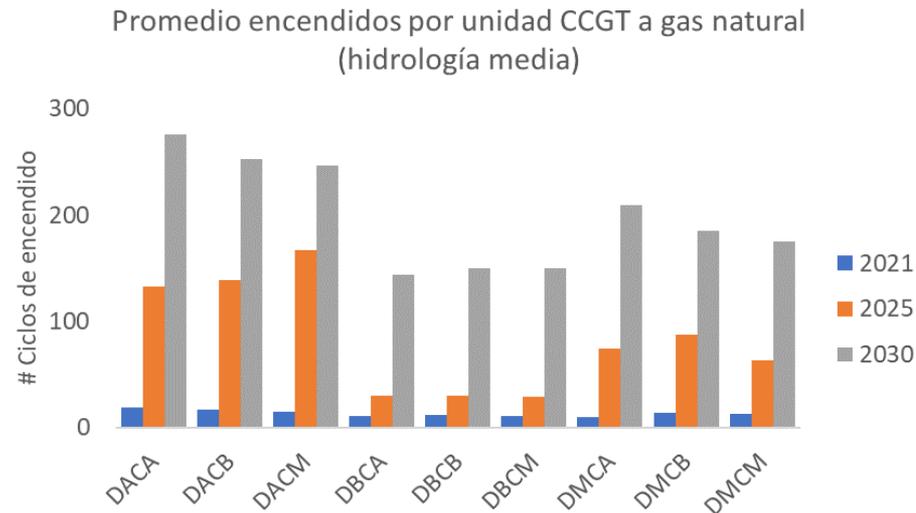
- ❑ Se incrementan pero mantienen por debajo de los 15 ‘en promedio’.



- ❑ Probablemente las unidades menos económicas estarán más expuestas y deberán asumir mayores costos.

# Ciclos de Encendido – CC a Gas Natural

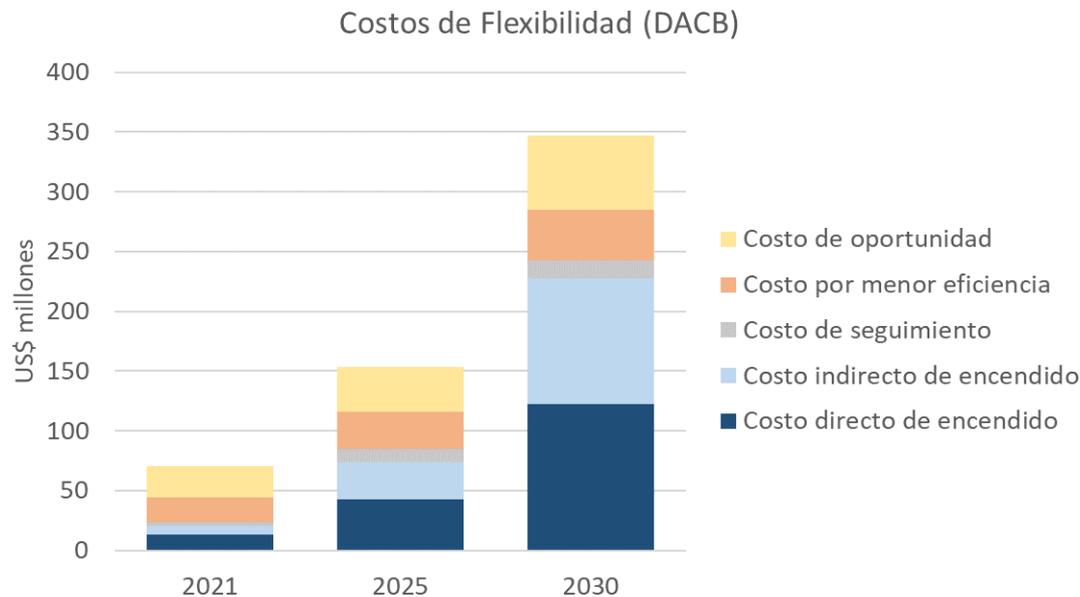
- ❑ Se incrementan significativamente hasta llegar a superar las 200 partidas anuales ‘en promedio’.



- ❑ Pese a lo anterior, se estima que no existirían infracciones a la norma de emisiones del DS13 (límite de emisiones en las partidas).

# Costos de Flexibilidad

- ❑ La generación termoeléctrica enfrenta costos por flexibilidad entre US\$ 150 y 350 millones anuales en el 2030
  - 70-80% corresponde a costos efectivos (encendido, eficiencia y seguimiento) y restante corresponde a costos de oportunidad<sup>1</sup>.



Nota 1: Asociables a prestación de mayores reservas.

# Conclusiones principales

- ❑ Bajo los escenarios simulados, las fuentes de energía renovables serían la futura generación '**de base**'.
  - Generación solar y eólica aportan un 41% del suministro en 2030.
  - Sumando hidroelectricidad, renovables cubrirían el 75% del consumo.
  
- ❑ A su turno, la generación convencional pasaría a cumplir el rol de generación '**flexible**'.
  - Embalses : Almacenamiento en horario solar.
  - Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
  - CC GN : Ciclaje
  
- ❑ Se reducirían los costos operativos y las emisiones, pero aparecerían costos de flexibilidad que alcanzarían hasta US\$350 millones al año 2030 (los principales son costos directos e indirectos de encendido).
  
- ❑ Los costos de flexibilidad deben ser abordados para que la expansión proyectada sea sustentable y para generar señales a potenciales soluciones más eficientes.

# Previsiones

---

- ❑ El análisis presentado está sujeto a los siguientes factores de incertidumbre:
  - Cambios en el tratamiento y nivel de impuestos al CO2
  - Políticas corporativas de des-carbonización
  - Efectos de cambio climático sobre la hidrología
  - Mayor competitividad de sistemas de almacenamiento
  - Desarrollo de interconexiones internacionales (eléctricas y gasíferas)
  
- ❑ La evolución de estos factores puede redundar en una expansión renovable más o menos acelerada, pero difícilmente alteraría la tendencia predominante identificada en el estudio.

# **“Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes”**

16 de mayo de 2018

Preparado para:

