

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

## **Módulo 3: Resultados del Análisis**

Preparado para:

Generadoras de Chile AG



Enero 24, 2018



# Contenido

---

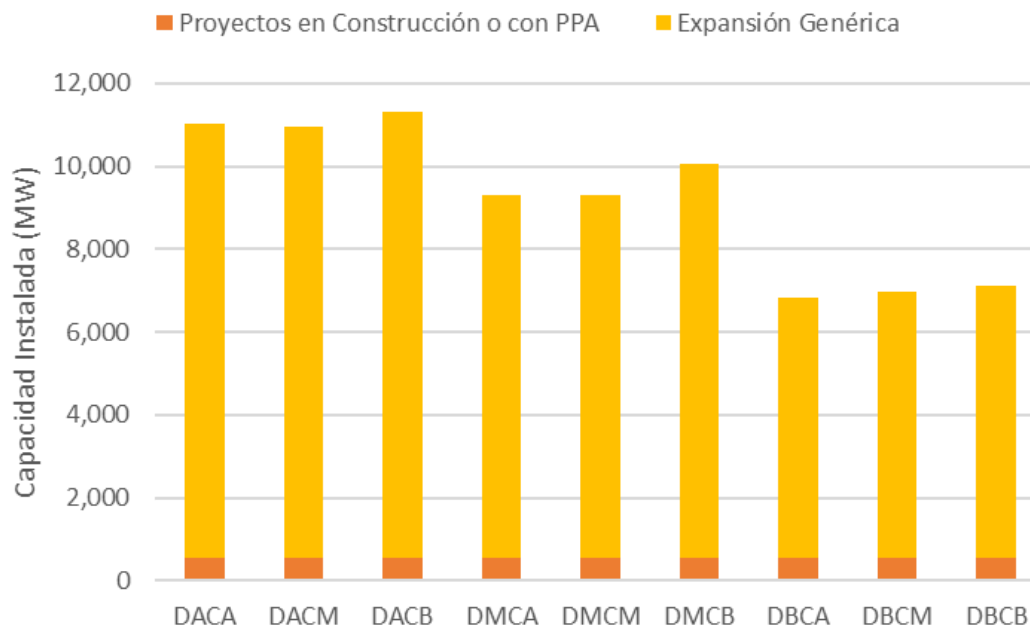
- ▶ Planes de Expansión
- ▶ Despacho Económico
- ▶ Reserva Dinámica
- ▶ Flexibilidad
- ▶ Indicadores de Costo
- ▶ Costos de Reserva

# Identificación de los planes

- ▶ **D****X****C****Y** – Plan con escenario de demanda **X** y escenario de reducción de los costos de inversión **Y**
  - **X**: **A** (demanda alta), **M** (promedio), **B** (baja)
  - **Y**: **A** (precio alto); **M** (promedio); **B** (bajo)

# Expansión Solar Fotovoltaica

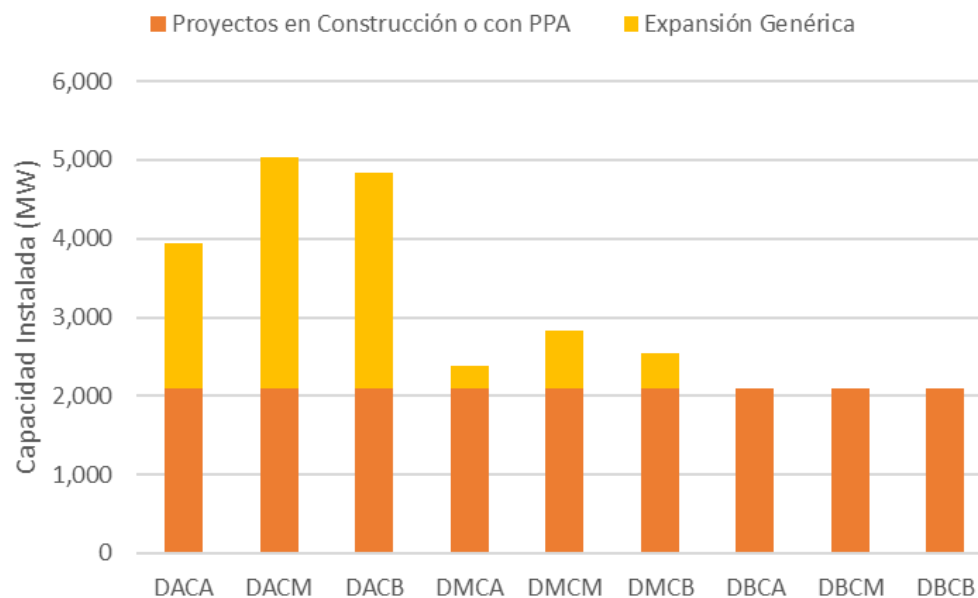
- ▶ Aumentaría entre ~7,000 y 11,000 MW a 2030



- ▶ Expansión genérica a partir de 2022.

# Expansión Eólica

- Aumentaría entre ~2,000 y 5,000 MW a 2030



- Expansión genérica se produce post 2023

# Expansión Otras Tecnologías

- ▶ Se agregan ~1,750 MW en otras tecnologías (actualmente en construcción o adjudicadas bajo PPA)

Tecnología	Capacidad MW
Concentración Solar	110
Hidroeléctrica	681
Carbón	375
CCGNL	580
Total	1,746

- ▶ Inversiones adicionales no resultan económicas bajo los supuestos considerados (salvo por reservas)<sup>1</sup>

Nota (1). La expansión con sistemas de almacenamiento estuvo muy cerca de resultar económica, pero bajo los supuestos considerados no fue seleccionada.

# Expansión Reservas

- Se detecta necesidad de inversión en capacidad de reserva para la zona norte (SING) entre 200 y 1000 MW

Reserva (MW)	2021	2025	2030	Total
DACA	-	-	700	700
DACM	-	-	1,000	1,000
DACB	-	100	900	1,000
DMCA	-	-	300	300
DMCM	-	100	400	500
DMCB	-	100	500	600
DBCA	-	-	200	200
DBCM	-	-	200	200
DBCB	-	-	200	200

# Expansión de Transmisión

- Nuevos refuerzos en la transmisión se requieren a partir de 2025

Longitud Total de las Líneas Añadidas [km]

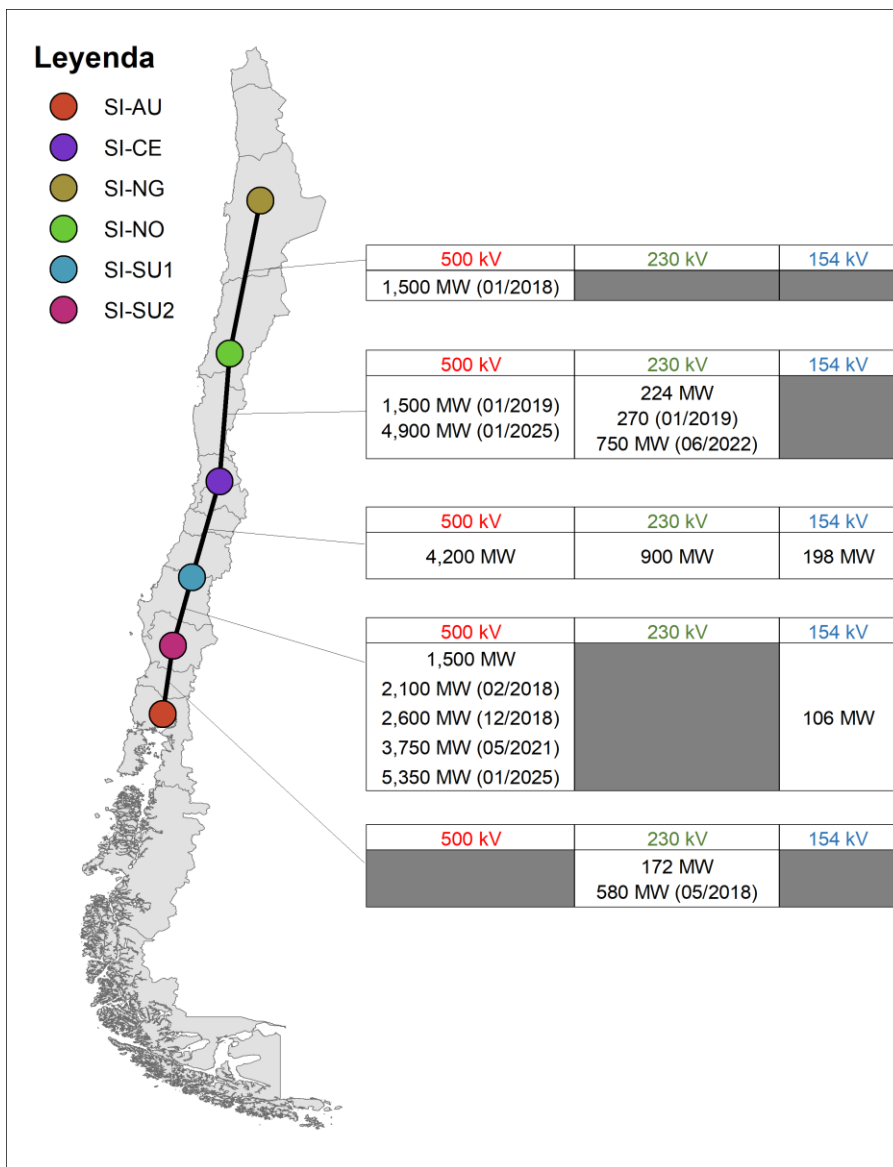
Tensión [kV]	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
500	2,054	1,994	2,072	1,994	1,994	1,994	1,866	1,994	1,994
220	1,438	1,570	1,039	1,052	273	1,024	219	255	160
154	103	92	92	47	58	92	47	47	47
110	157	146	143	73	20	27	38	26	37
<b>Total</b>	<b>3,752</b>	<b>3,801</b>	<b>3,345</b>	<b>3,166</b>	<b>2,345</b>	<b>3,137</b>	<b>2,170</b>	<b>2,322</b>	<b>2,238</b>

Nueva Capacidad de Transformación [MW]

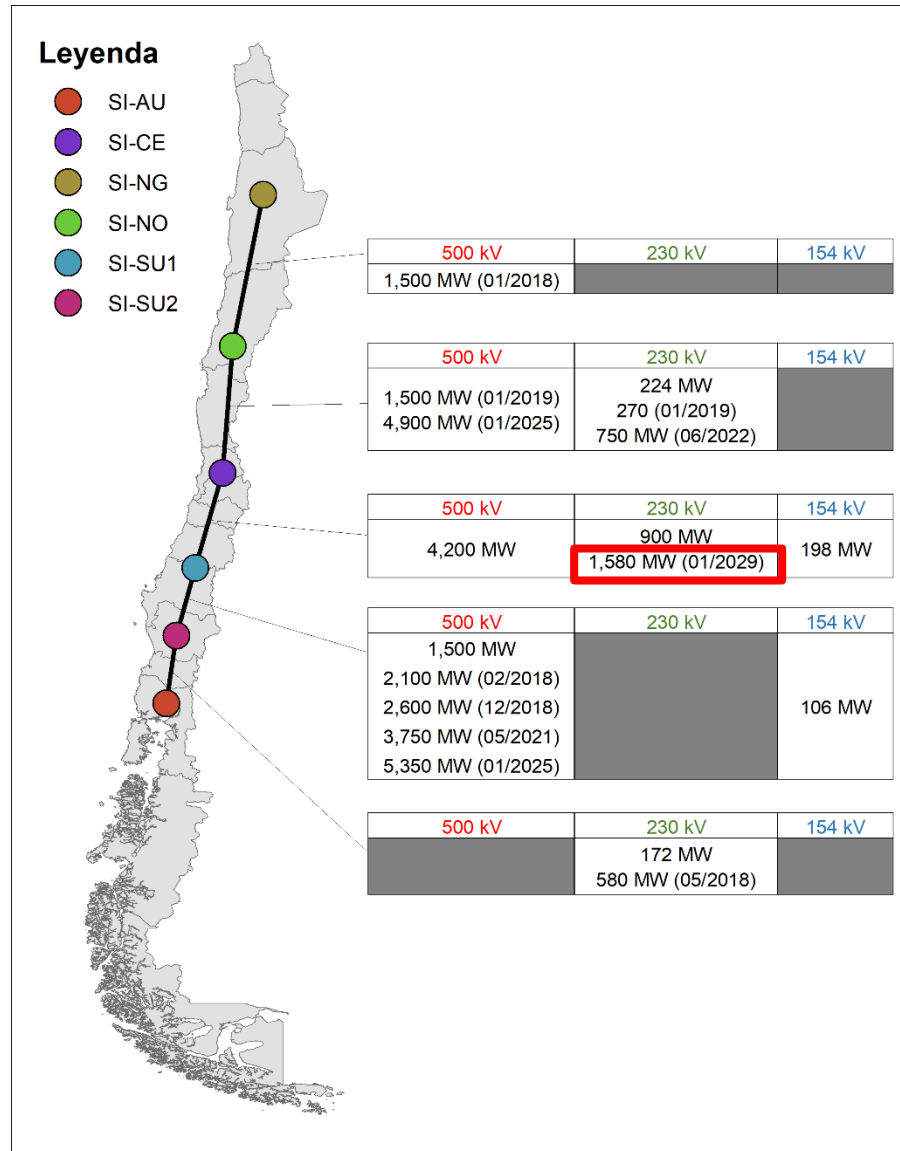
Tensión [kV]	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
500/220	3,000	2,250	2,250	750	750	2,250	750	750	0
220/154	1,290	990	990	900	300	990	300	300	300
220/110	2,543	2,943	2,488	2,182	800	1,446	500	500	500
<b>Total</b>	<b>6,833</b>	<b>6,183</b>	<b>5,728</b>	<b>3,832</b>	<b>1,850</b>	<b>4,686</b>	<b>1,550</b>	<b>1,550</b>	<b>800</b>



# Expansión de Transmisión



► Para los escenarios de demanda alta, también se necesita una expansión adicional (en 2029) entre los sistemas SI-CE y SI-SU1



# Contenido

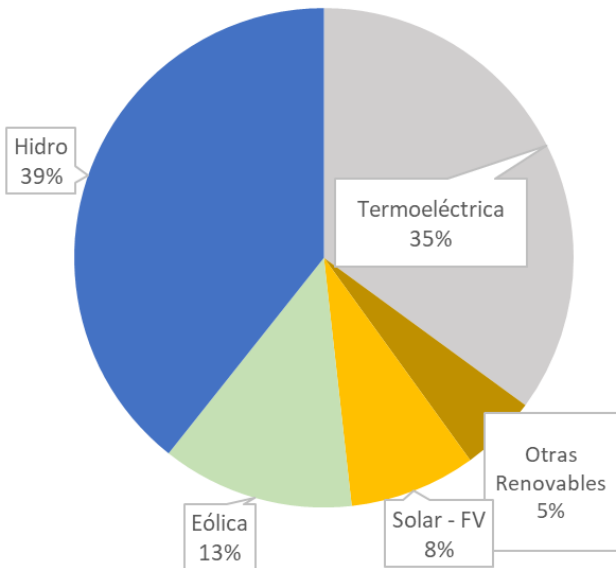
---

- ▶ Planes de Expansión
- ▶ Despacho económico
- ▶ Reserva Dinámica
- ▶ Flexibilidad
- ▶ Indicadores de Costo
- ▶ Costos de Reserva

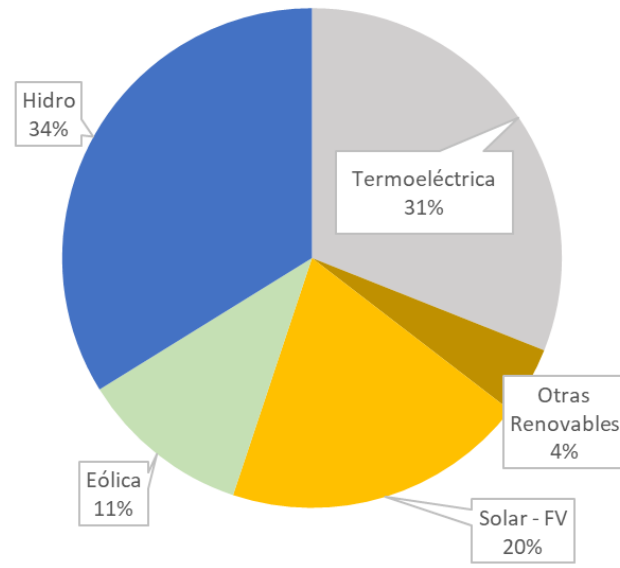
# Despacho Anual (DMCM)

## ► Hidrología Promedio

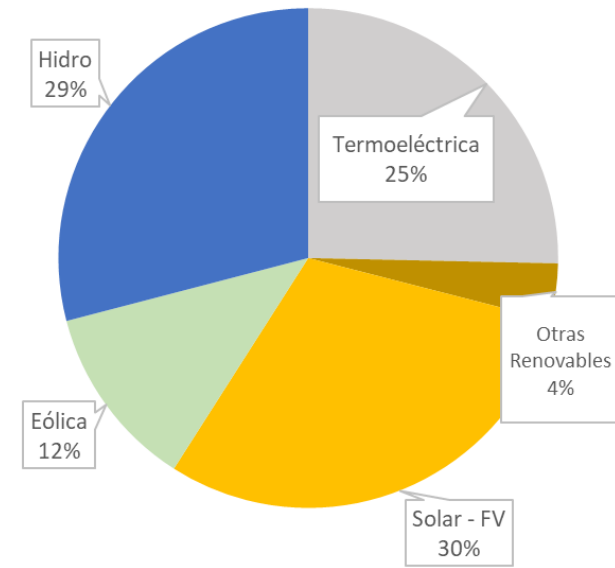
2021



2025



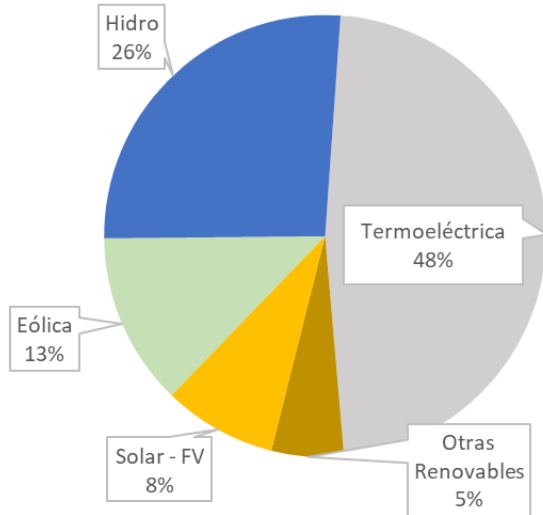
2030



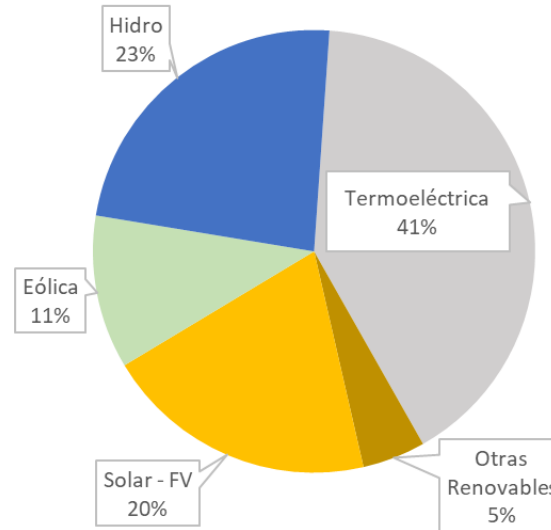
# Despacho Anual (DMCM)

## ► Hidrología Seca

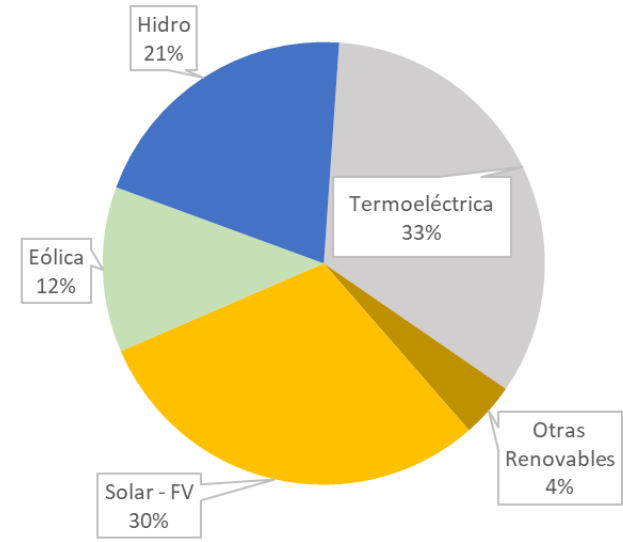
2021



2025



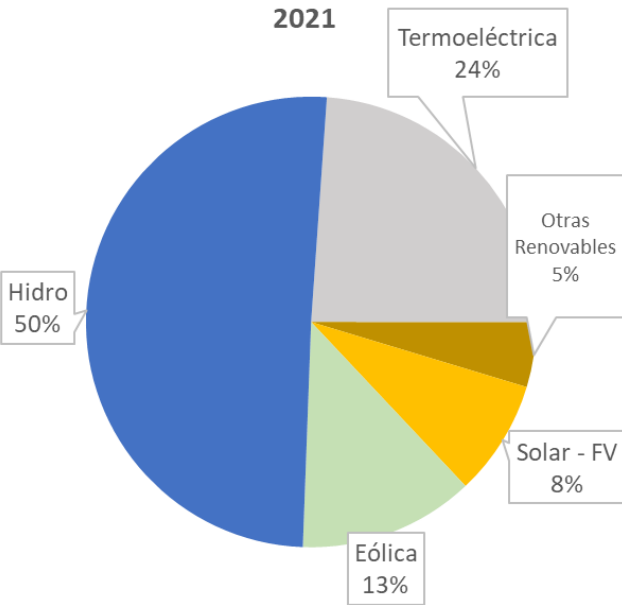
2030



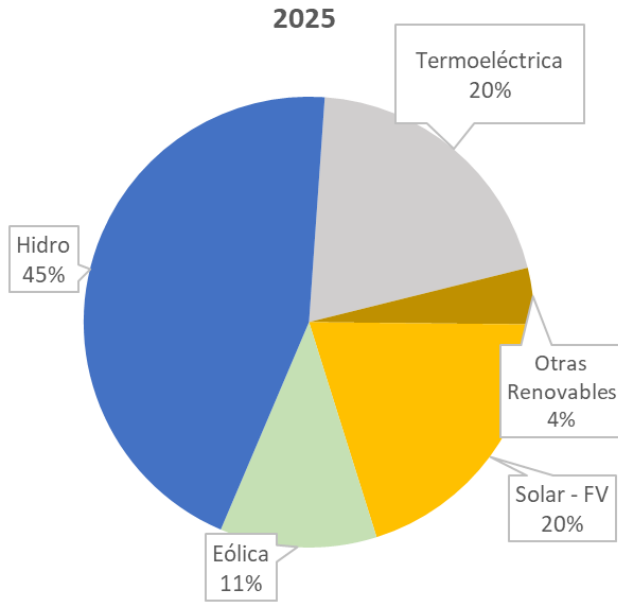
# Despacho Anual (DMCM)

## ► Hidrología Húmeda

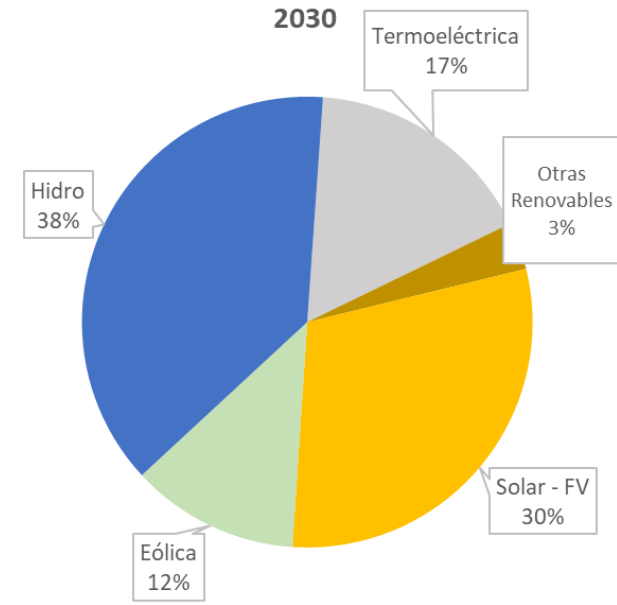
2021



2025

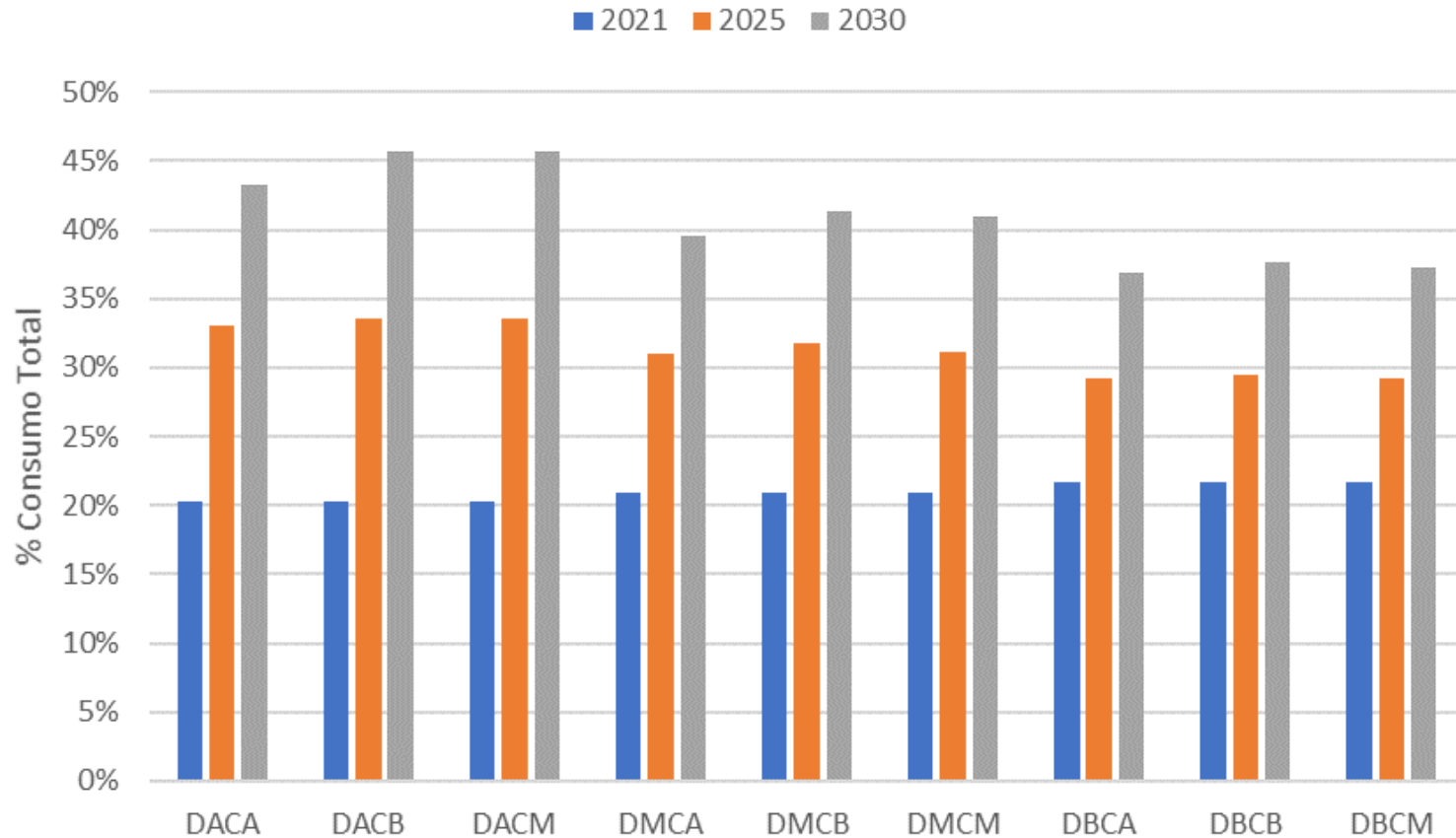


2030



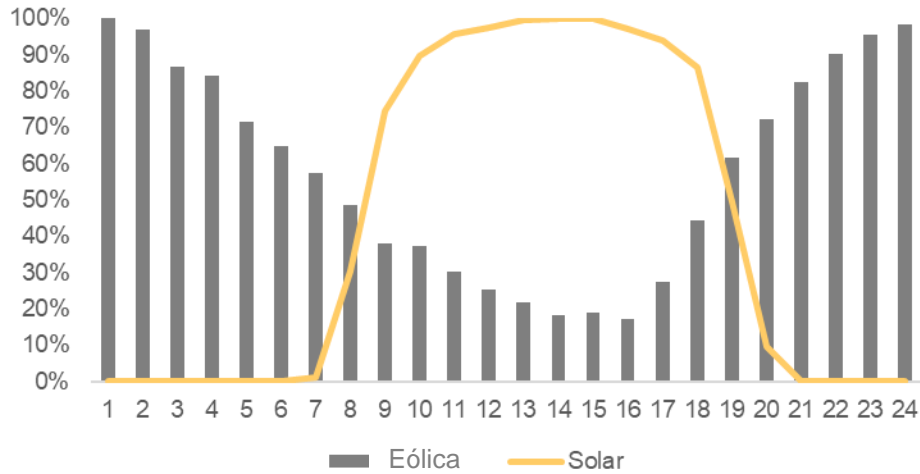
# Niveles de Penetración ERV

► Se incrementaría a niveles entre 37 y 46% al 2030

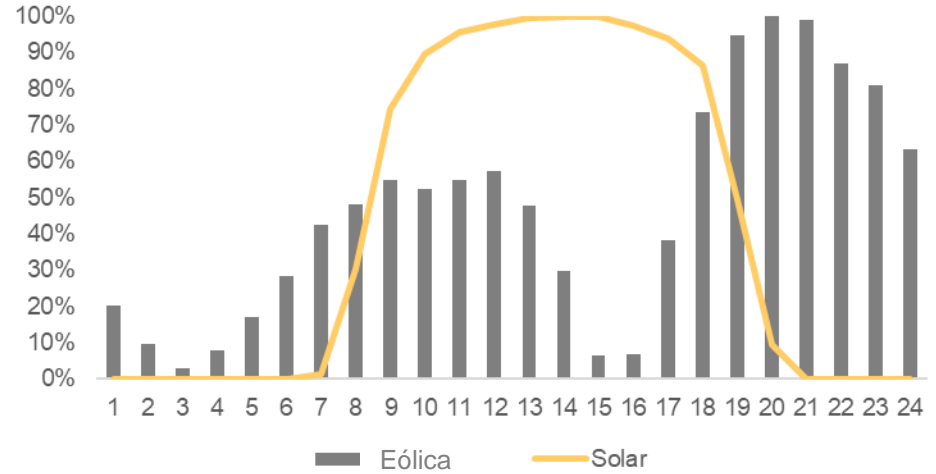


# Complementariedad Solar-Eólica

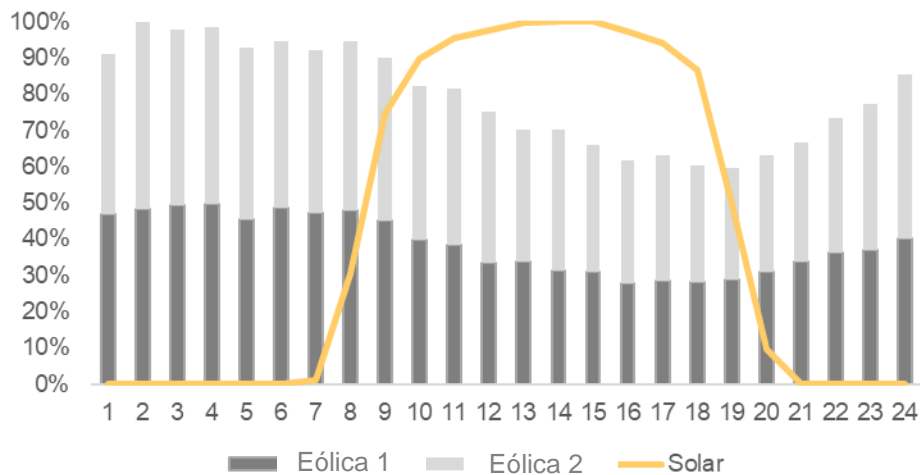
SI-NO



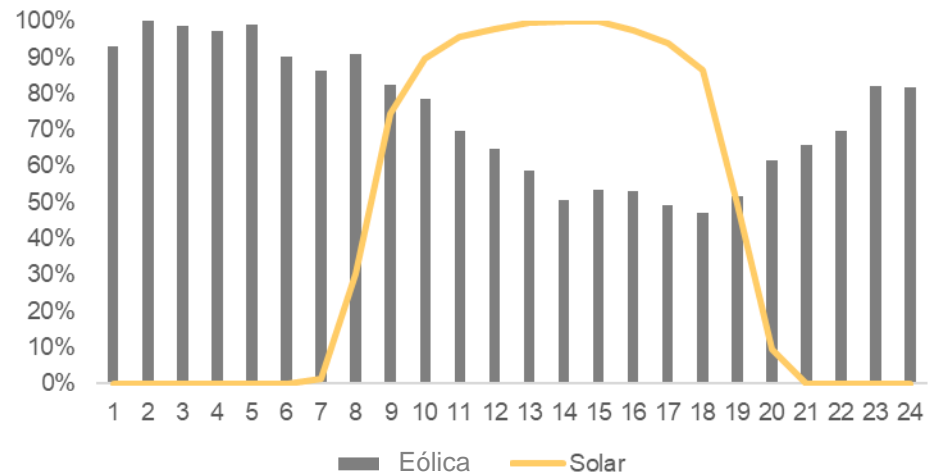
SI-NG



SI-SU2

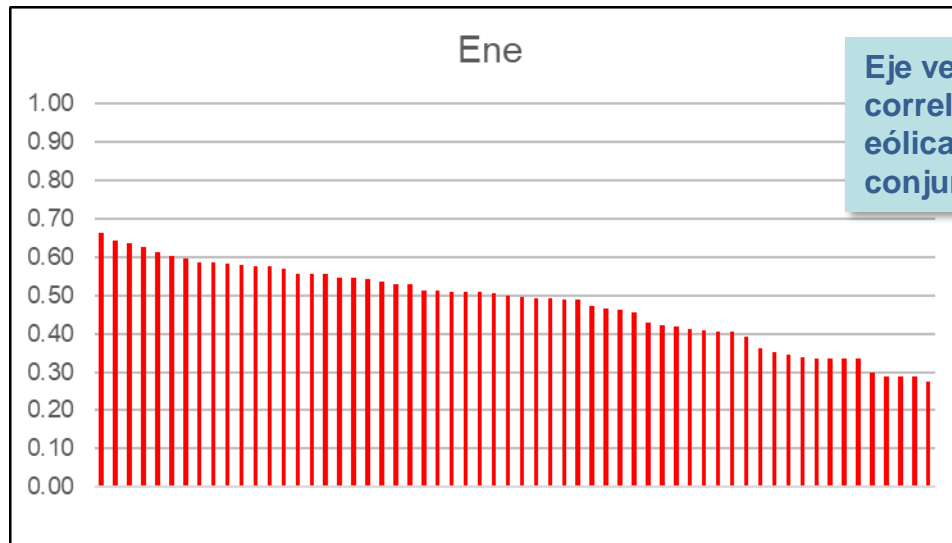


SI-AU

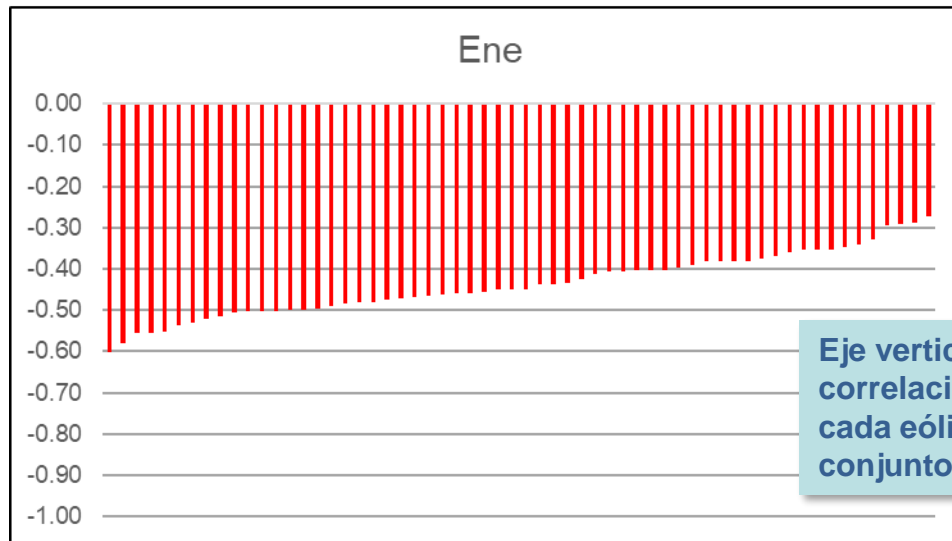




# Correlación ERV-Hidrología

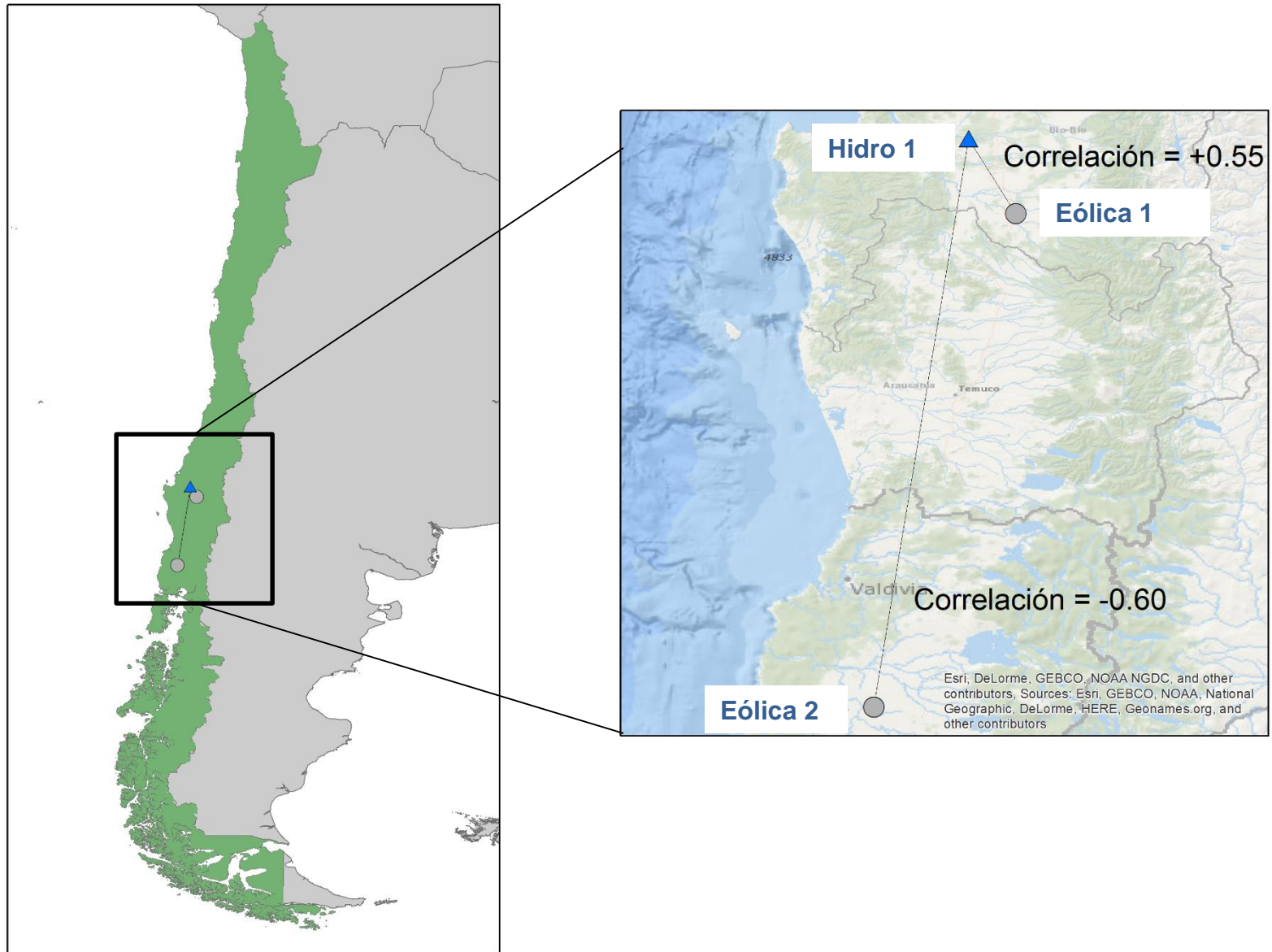


Eje vertical: máxima correlación **positiva** entre cada eólica (eje horizontal) y el conjunto de caudales



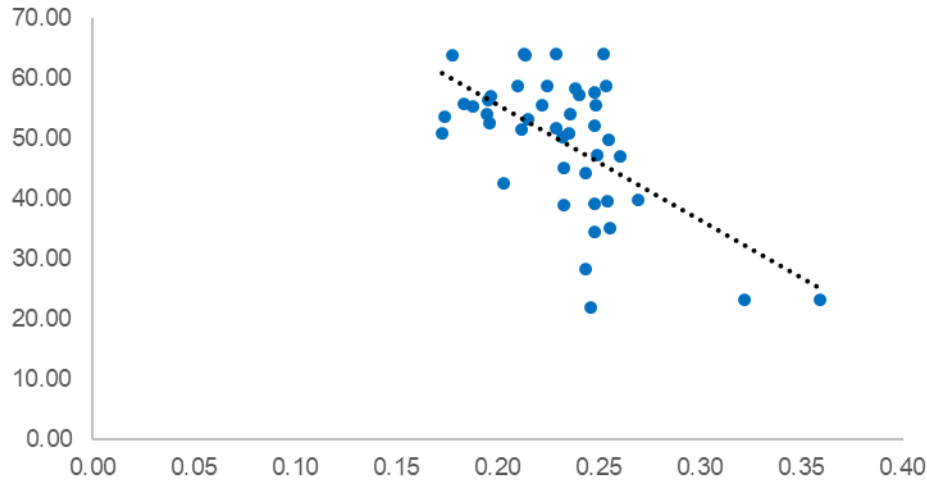
Eje vertical: máxima correlación **negativa** entre cada eólica (eje horizontal) y el conjunto de caudales

# Correlación VRE-Hidrología

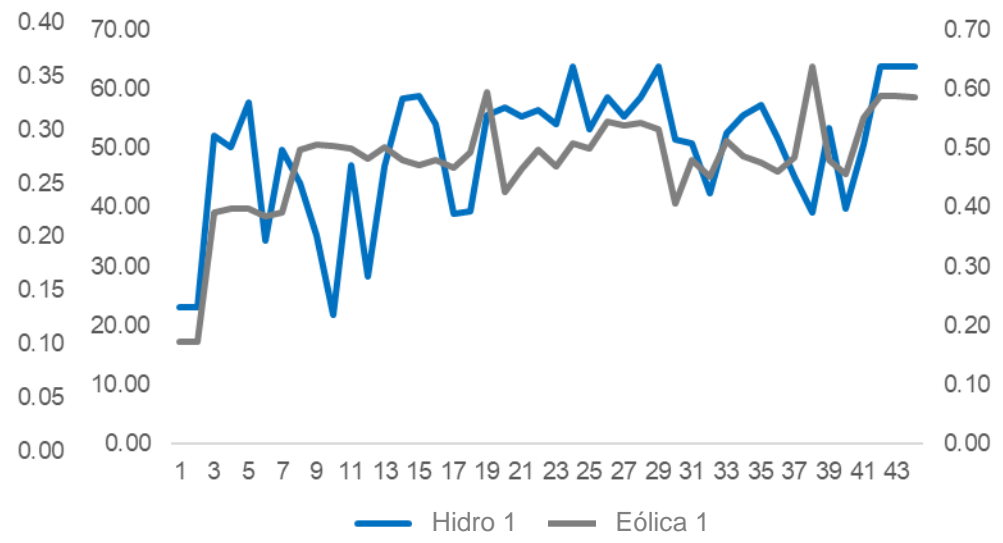
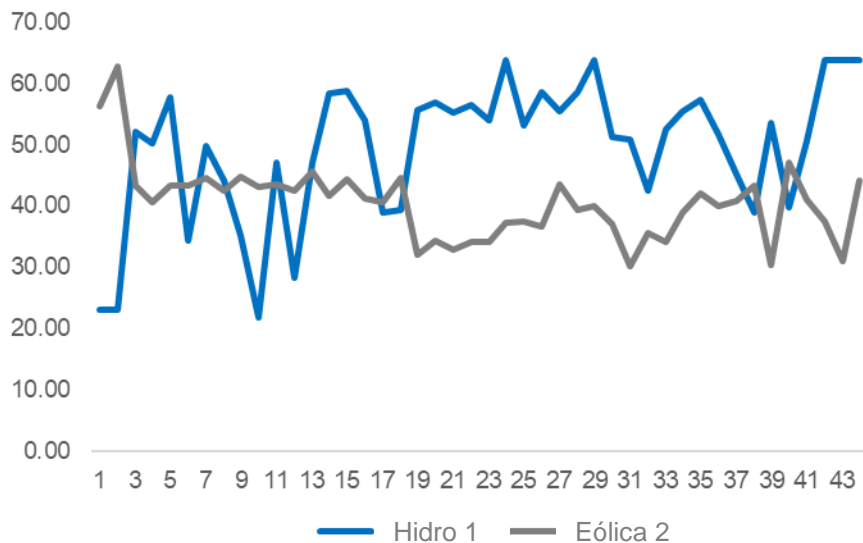
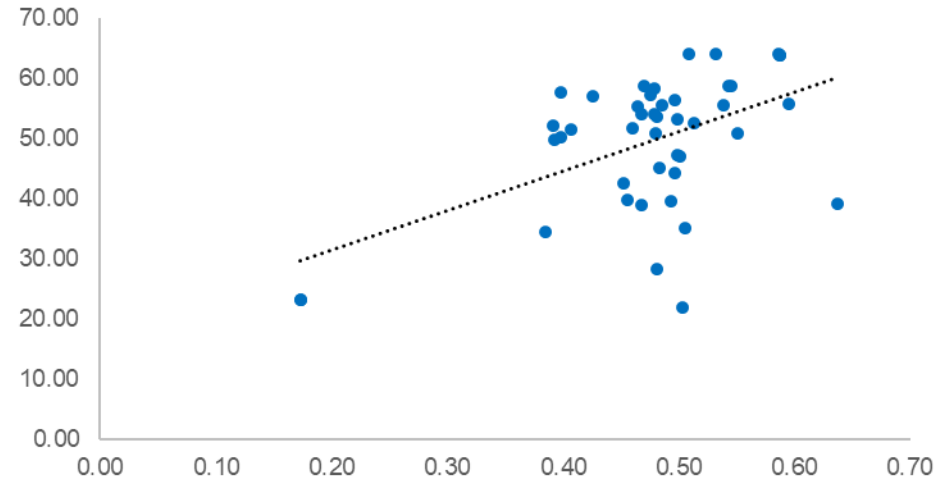


# Correlación ERV-Hidrología

### Eólica 2 vs. Hidro 1

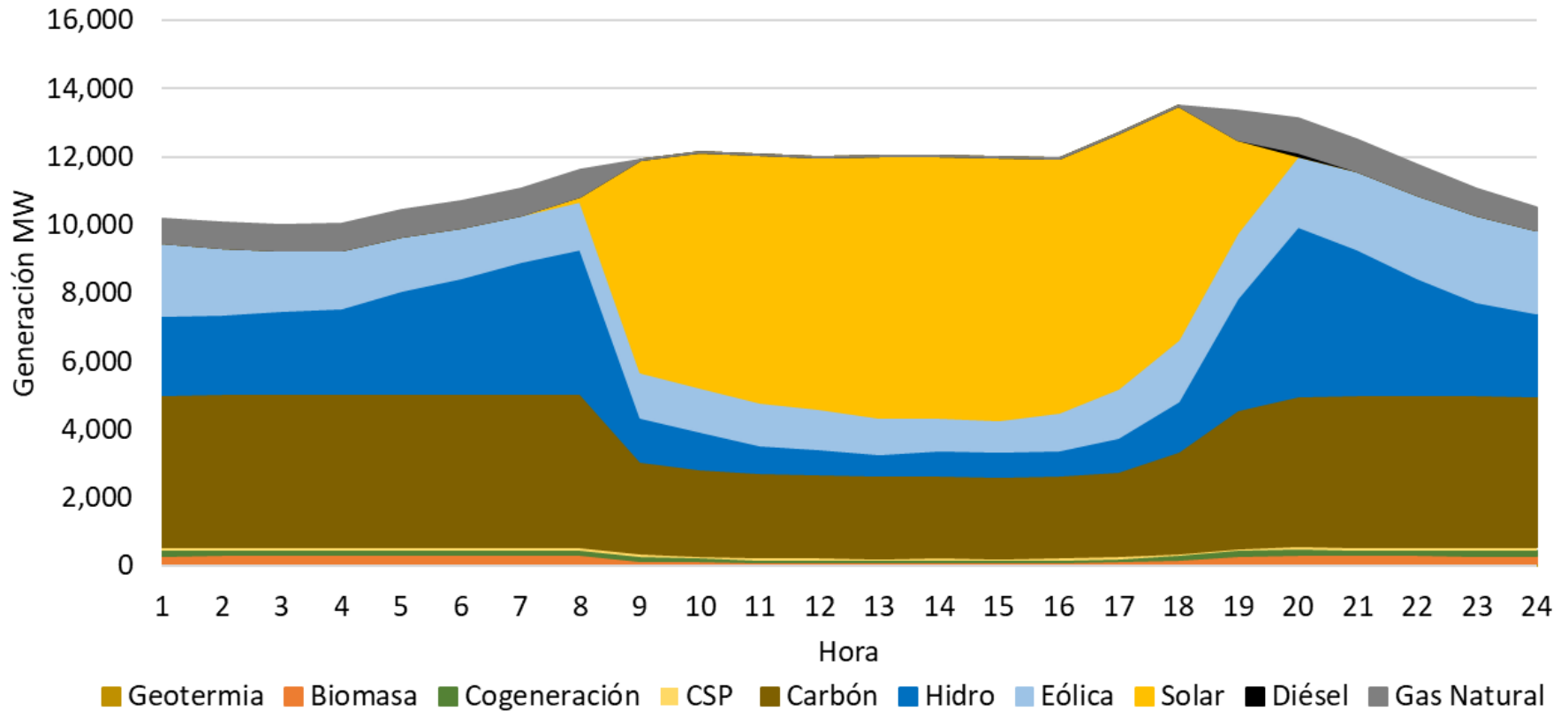


### Eólica 1 vs. Hidro 1



# Despacho Diario

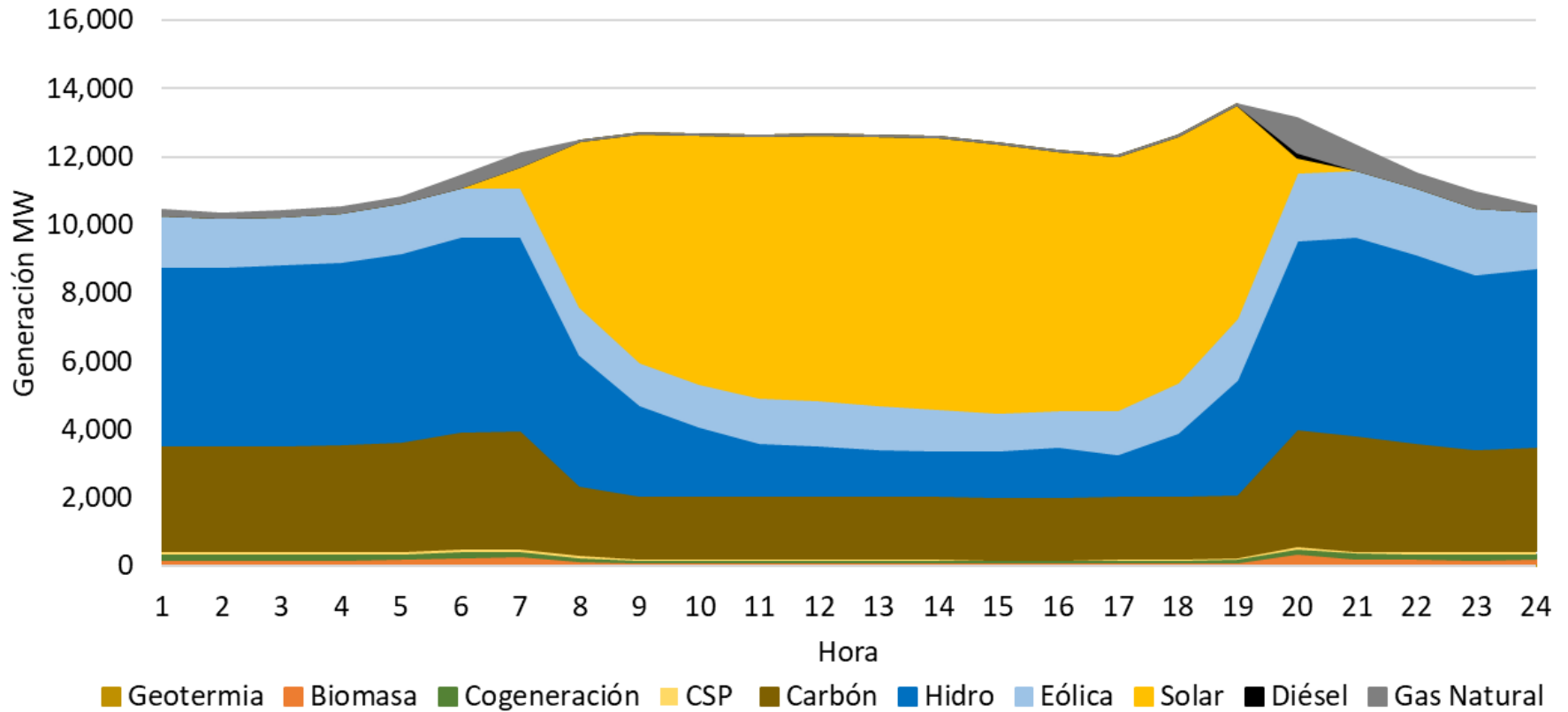
## ► DMCM – Ejemplo de operación diaria (abril-2030)



\* Calculado sobre hidrología media.

# Despacho Diario

## ► DMCM – Ejemplo de operación diaria (noviembre-2030)



\* Calculado sobre hidrología media.

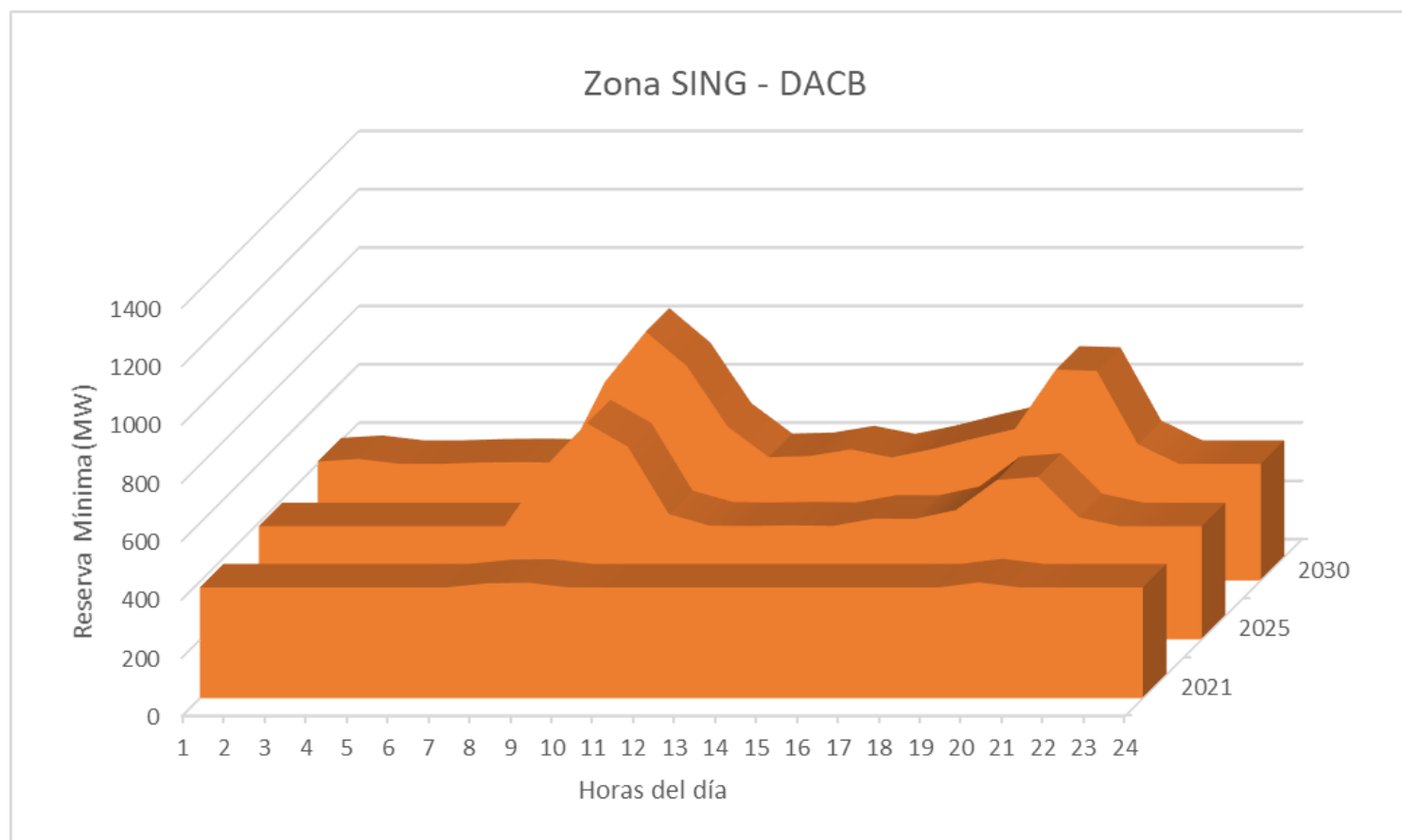
# Contenido

---

- ▶ Planes de Expansión
- ▶ Despacho económico
- ▶ Reserva Dinámica
- ▶ Flexibilidad
- ▶ Efectos Económicos

# Reserva en Giro

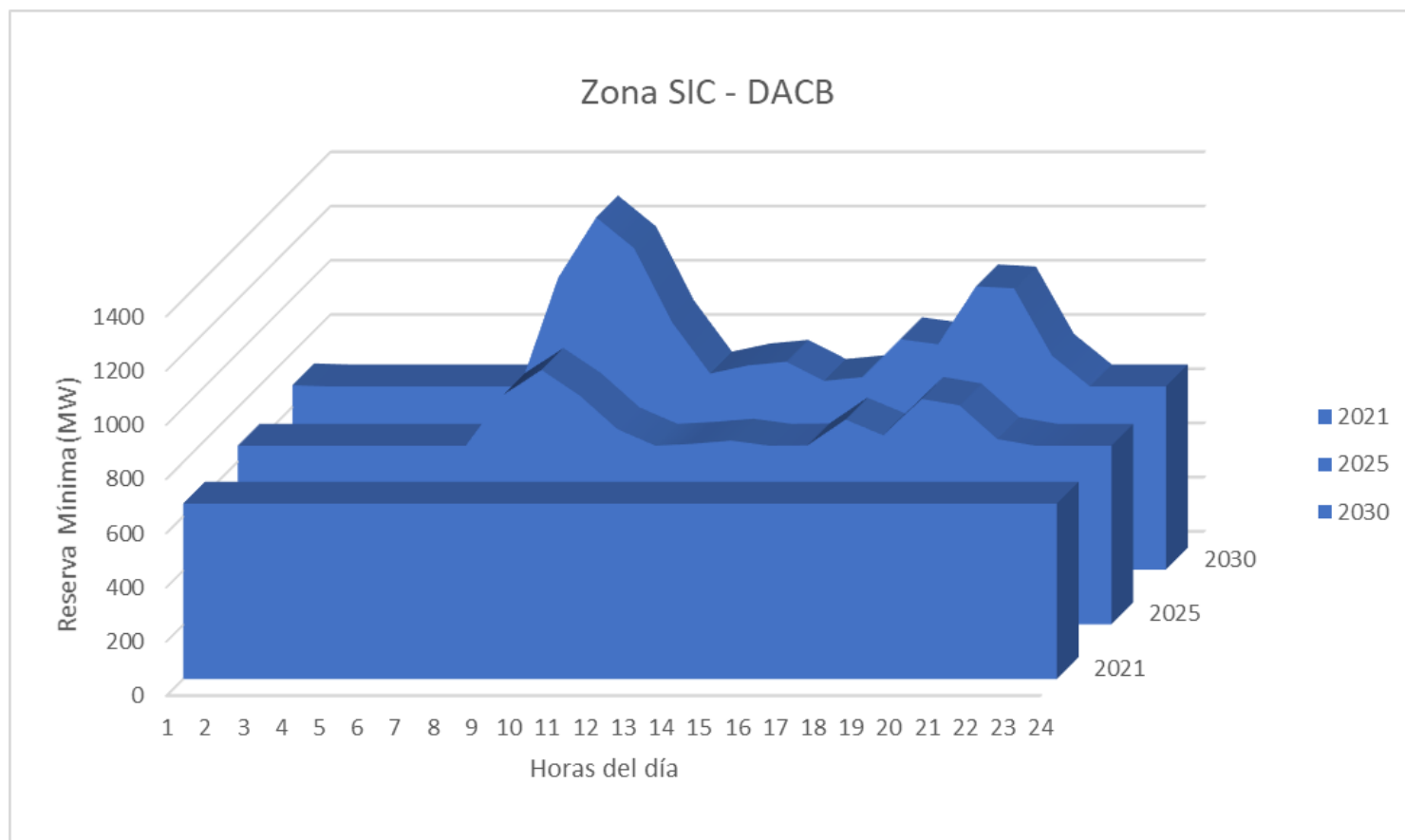
- Requerimientos crecientes en horarios en la zona norte (SING) del país



\* Calculado sobre hidrología media.

# Reserva en Giro

- Requerimientos crecientes en horarios en la zona centro-sur (SIC) del país



\* Calculado sobre hidrología media.



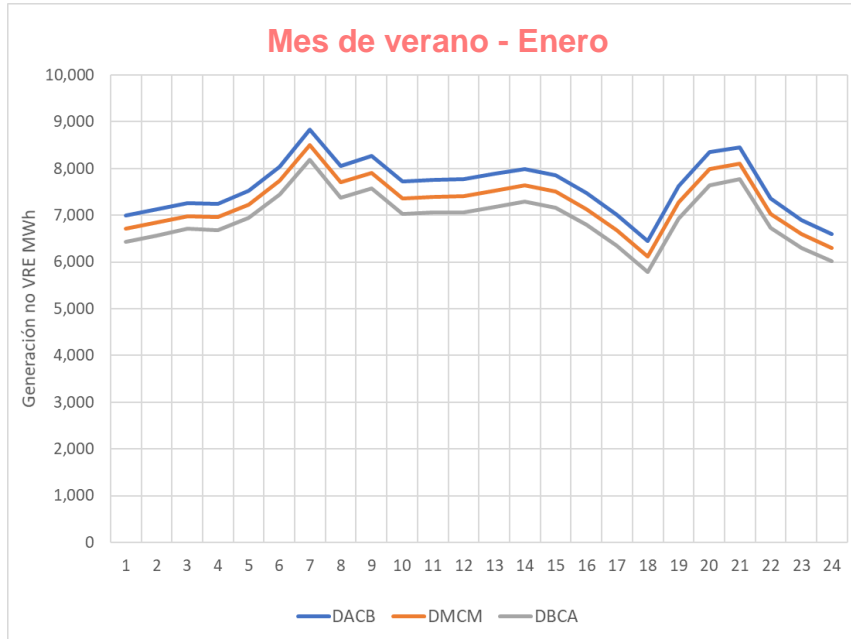
# Contenido

---

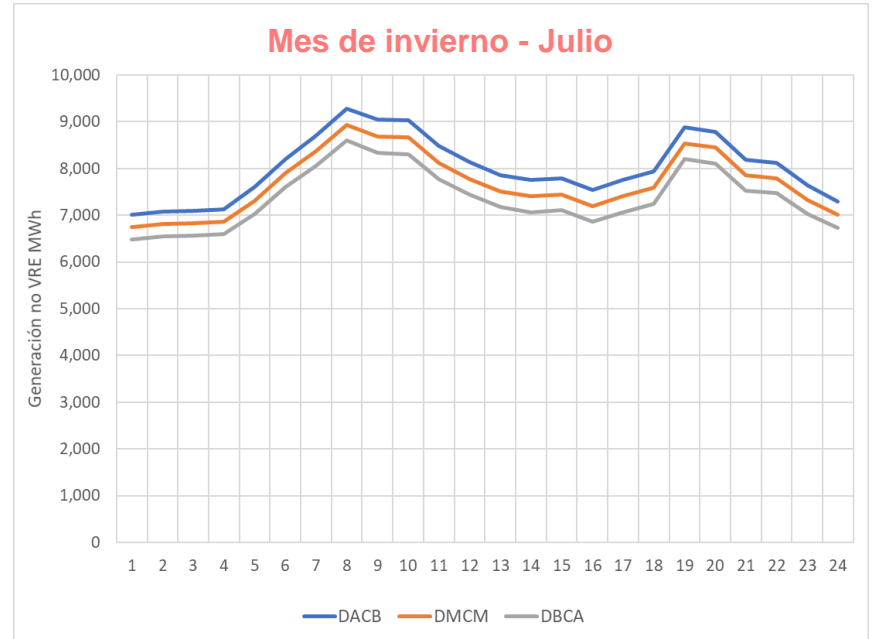
- ▶ Planes de Expansión
- ▶ Despacho económico
- ▶ Reserva Dinámica
- ▶ Flexibilidad
- ▶ Efectos Económicos

# Generación Residual (sin SFV-EOL)

## ► Año 2021



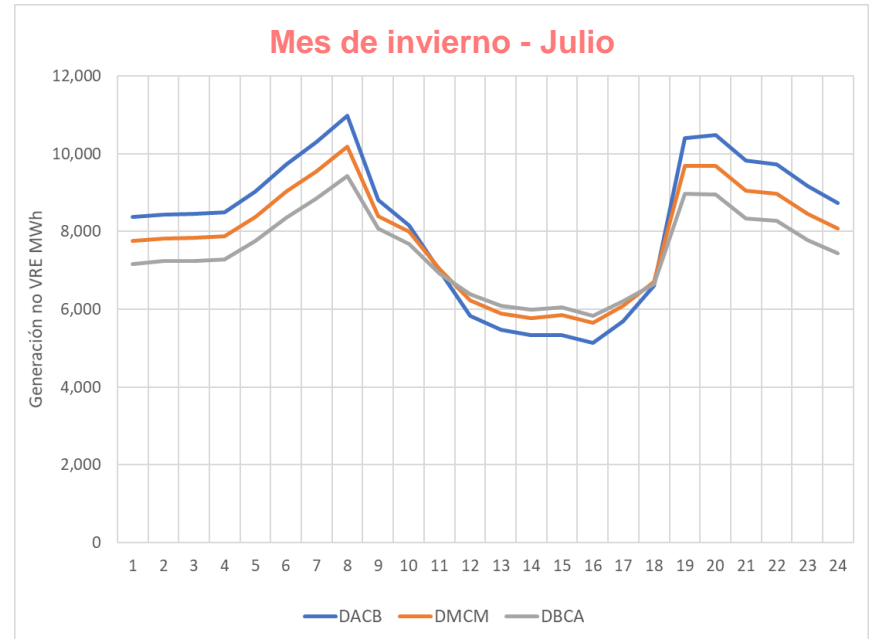
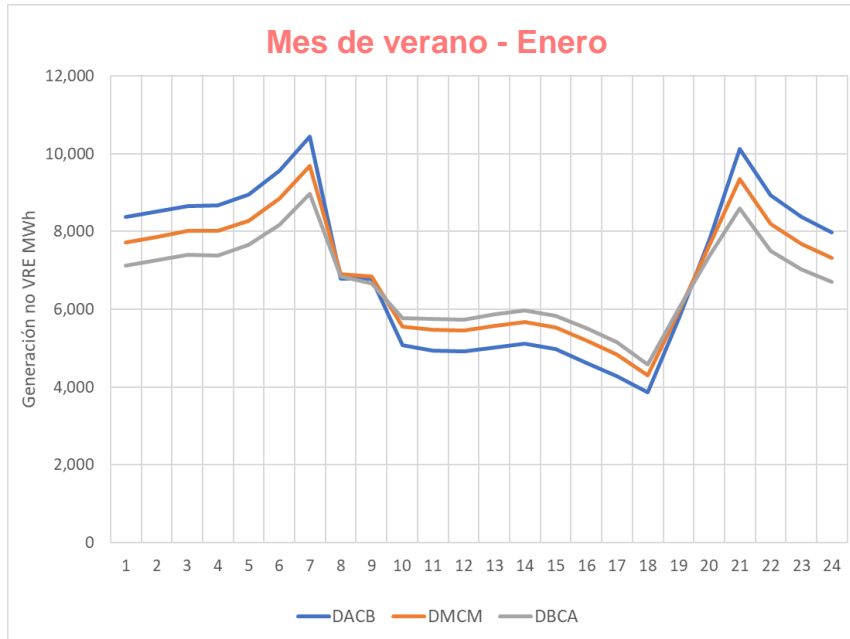
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	19.8	18-19	-18.2	21-22
DMCM	19.3	18-19	-17.8	21-22
DBCA	18.8	18-19	-17.4	21-22



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

# Generación Residual (sin SFV-EOL)

## ► Año 2025

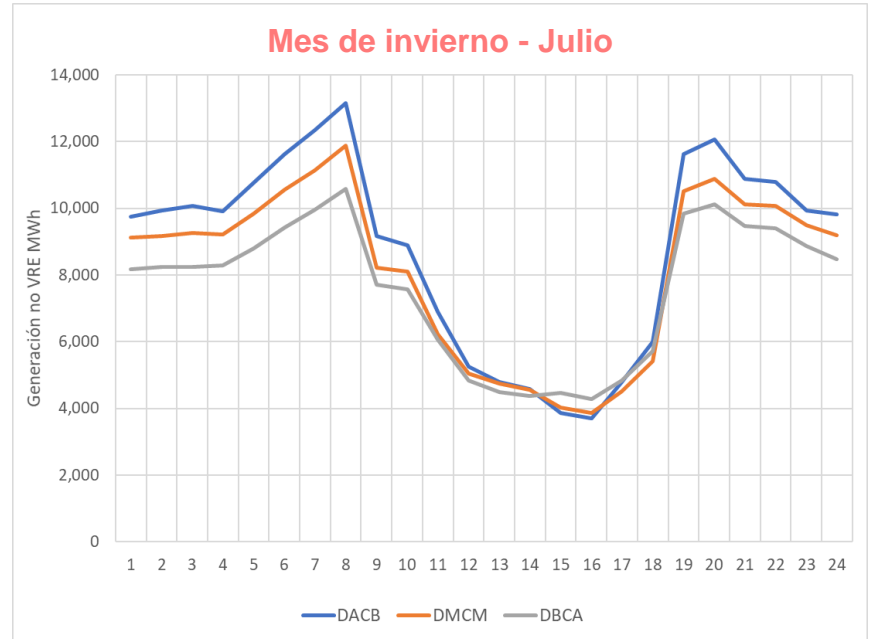
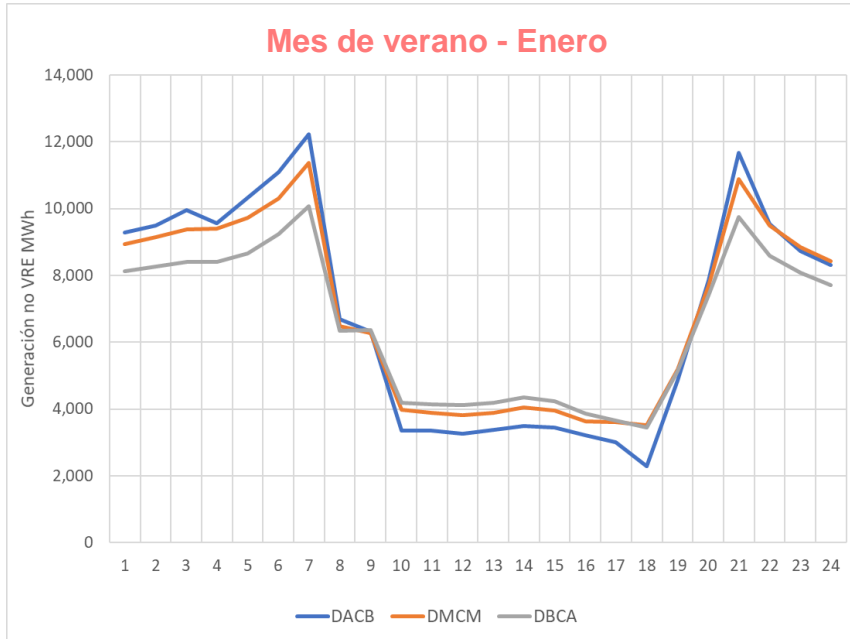


Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	38.7	20-21	-61.2	7-8
DMCM	29.0	19-20	-46.3	7-8
DBCA	23.9	18-19	-35.4	7-8

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

# Generación Residual (sin SFV-EOL)

## ► Año 2030



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

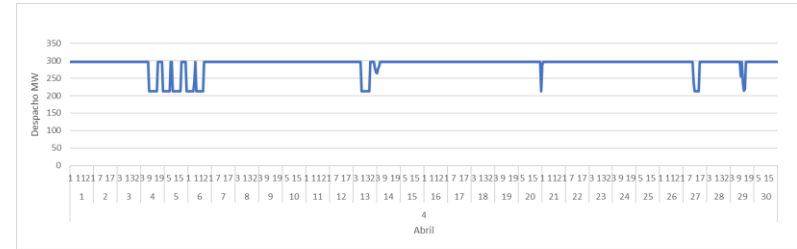
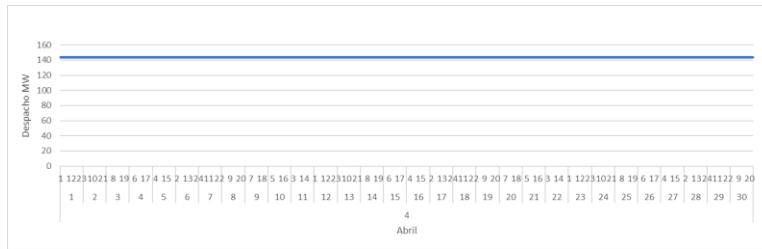
# Despacho Térmicas – Carbón

## ► Aumento sostenido de operación a mínimo técnico

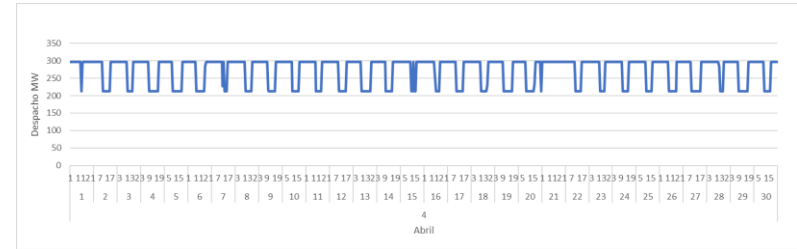
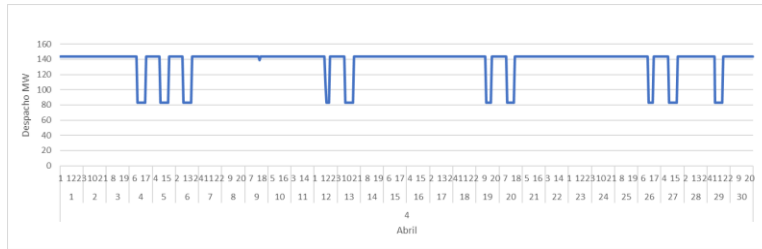
Carbonera SING – Abril (DMCM)

Carbonera SIC – Abril (DMCM)

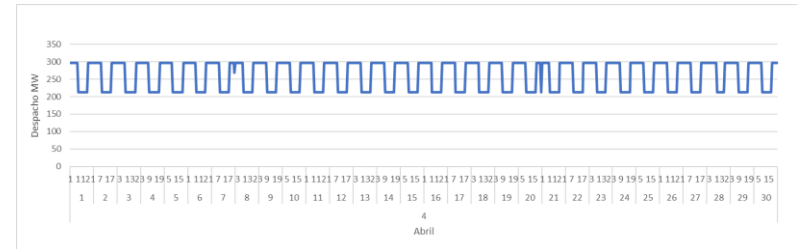
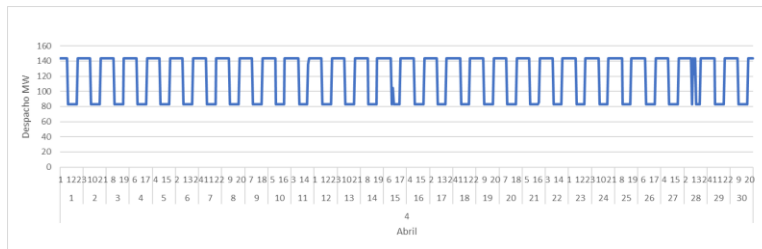
2021



2025



2030



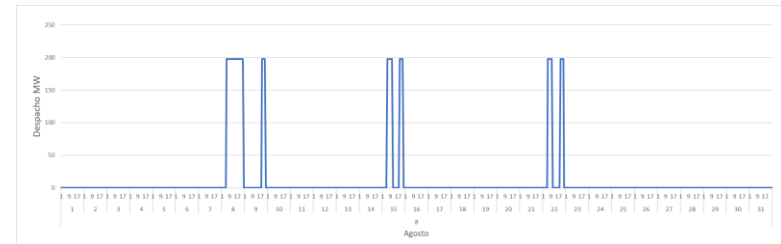
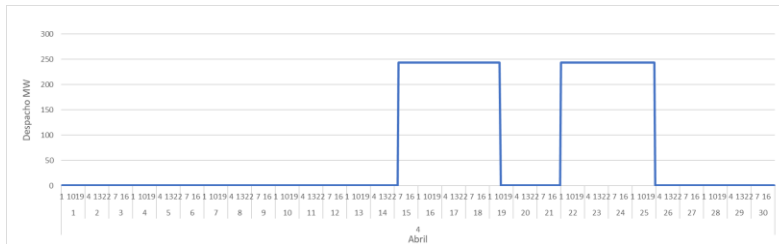
# Despacho Térmicas – Gas

## ► Aumento sostenido de ciclaje de unidades

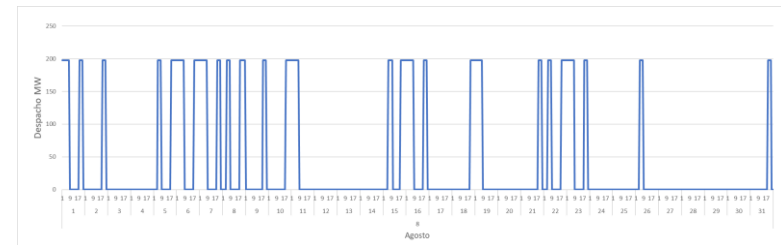
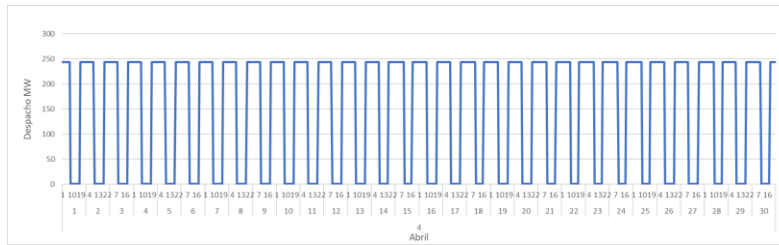
CCGT SING – Abril (DACB)

CCGT SIC – Abril (DACB)

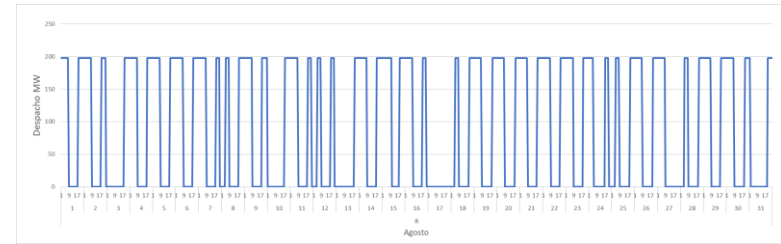
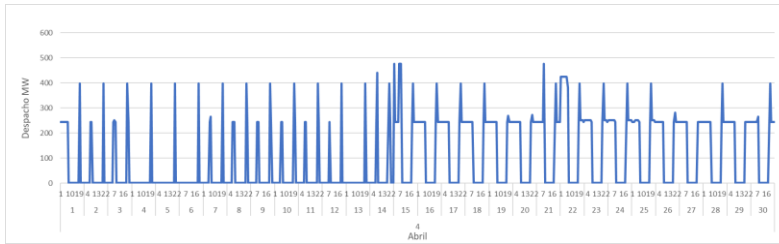
2021



2025



2030



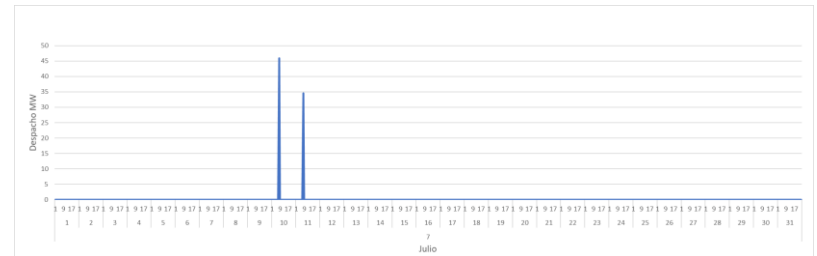
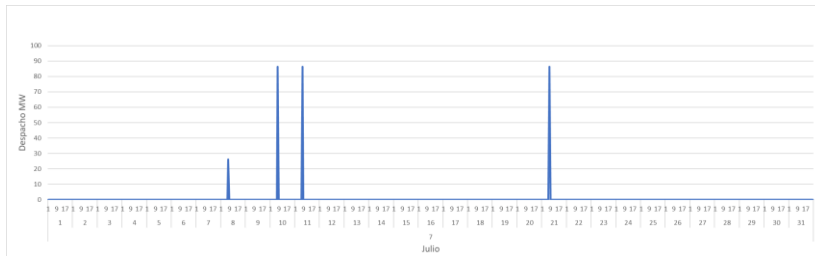
# Despacho Térmicas – Diésel

## ► Aumento en el número de encendidos

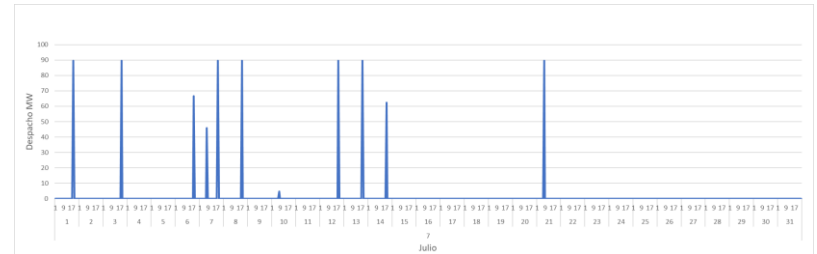
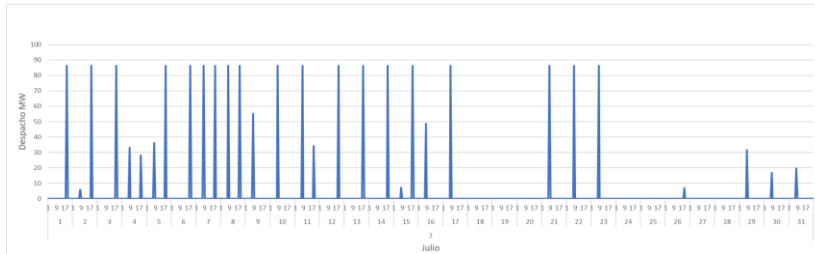
SING – Abril (DACB)

SIC – Abril (DACB)

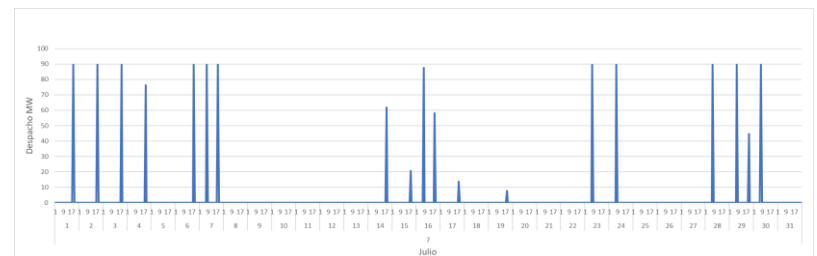
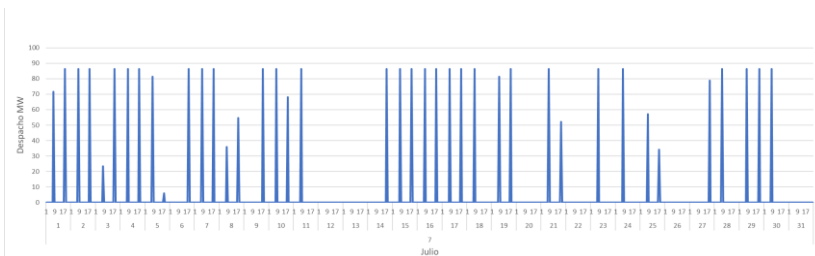
2021



2025



2030



# Despacho Térmicas – Restricciones

## ► Tiempo mínimo de detención de 48 horas

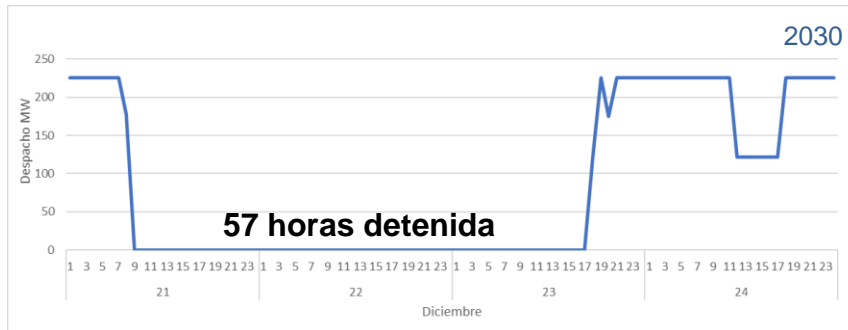
Carbonera SING – Diciembre (DMCM)



Carbonera SING – Agosto (DMCM)



Carbonera SING – Diciembre (DMCM)



Carbonera SIC – Marzo (DMCM)

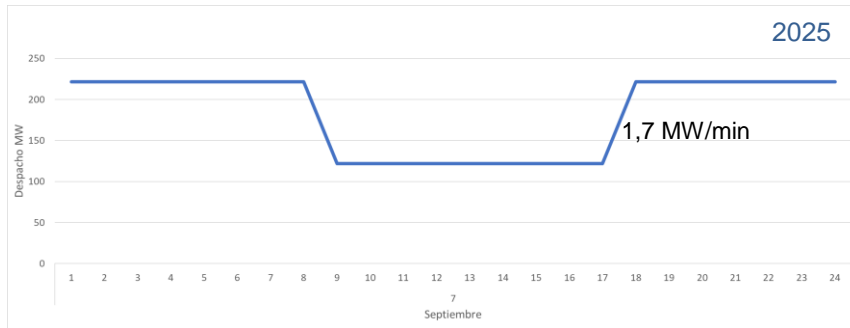




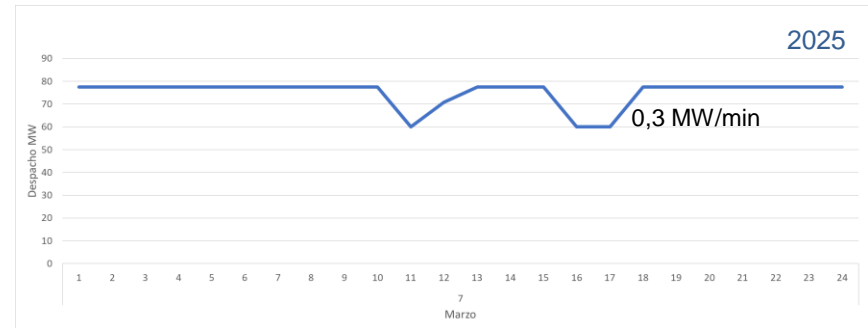
# Despacho Térmicas – Restricciones

## ► Límite máximo de toma de carga

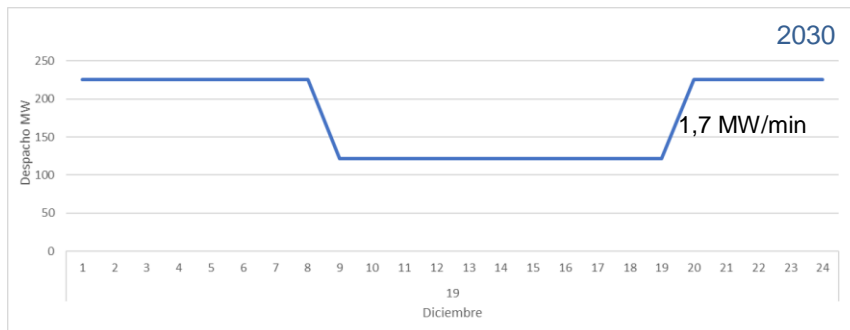
Carbonera SING – Septiembre (DMCM)



Carbonera SIC – Marzo (DMCM)

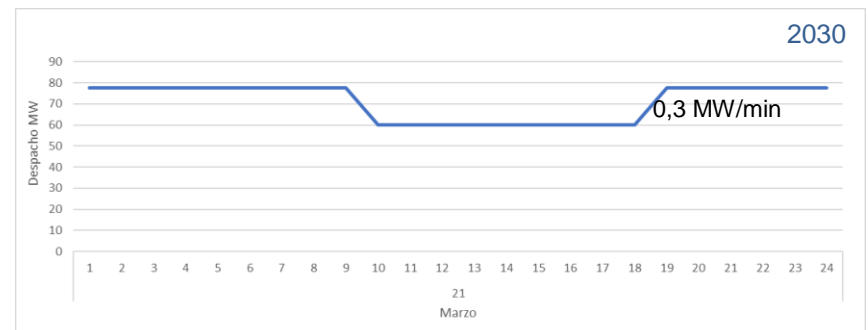


Carbonera SING – Diciembre (DMCM)



Límite de subida de 2.35 MW/min

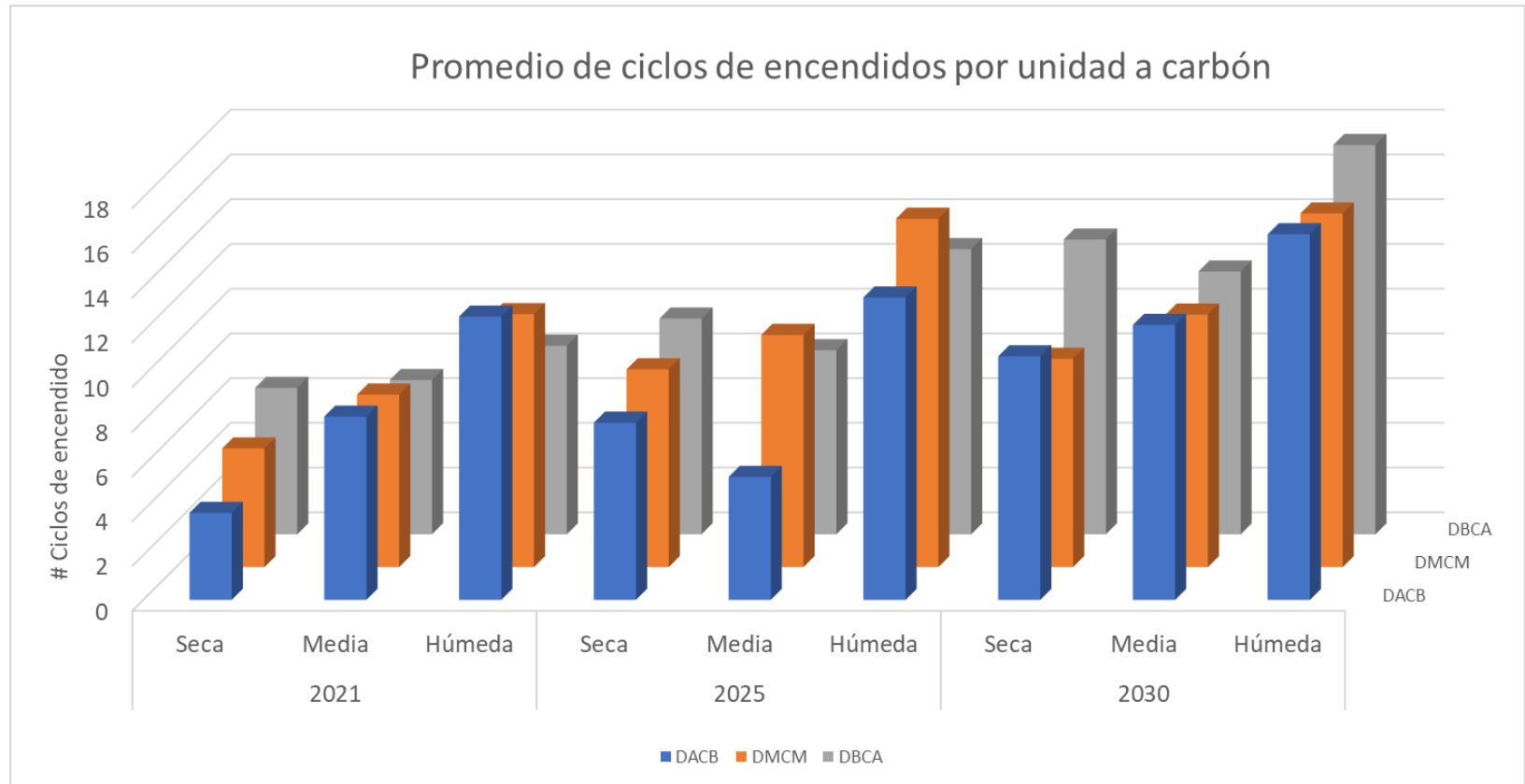
Carbonera SIC – Marzo (DMCM)



Límite de subida de 2 MW/min

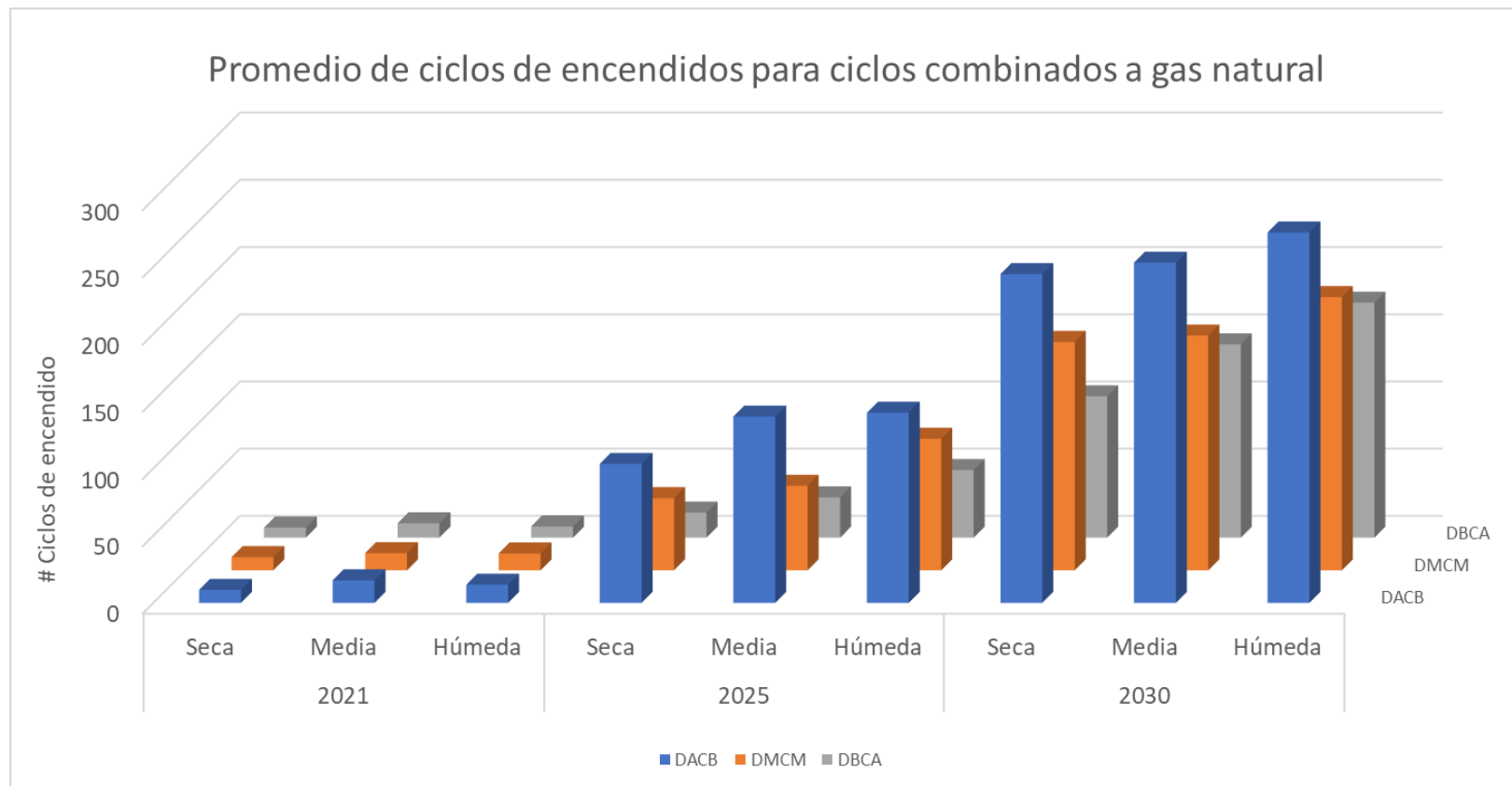
# Ciclos de encendido – Carbón

- Promedio de encendidos de unidades aumenta pero se mantiene por debajo de 15 al año



# Ciclos de encendido – CCGT GNL

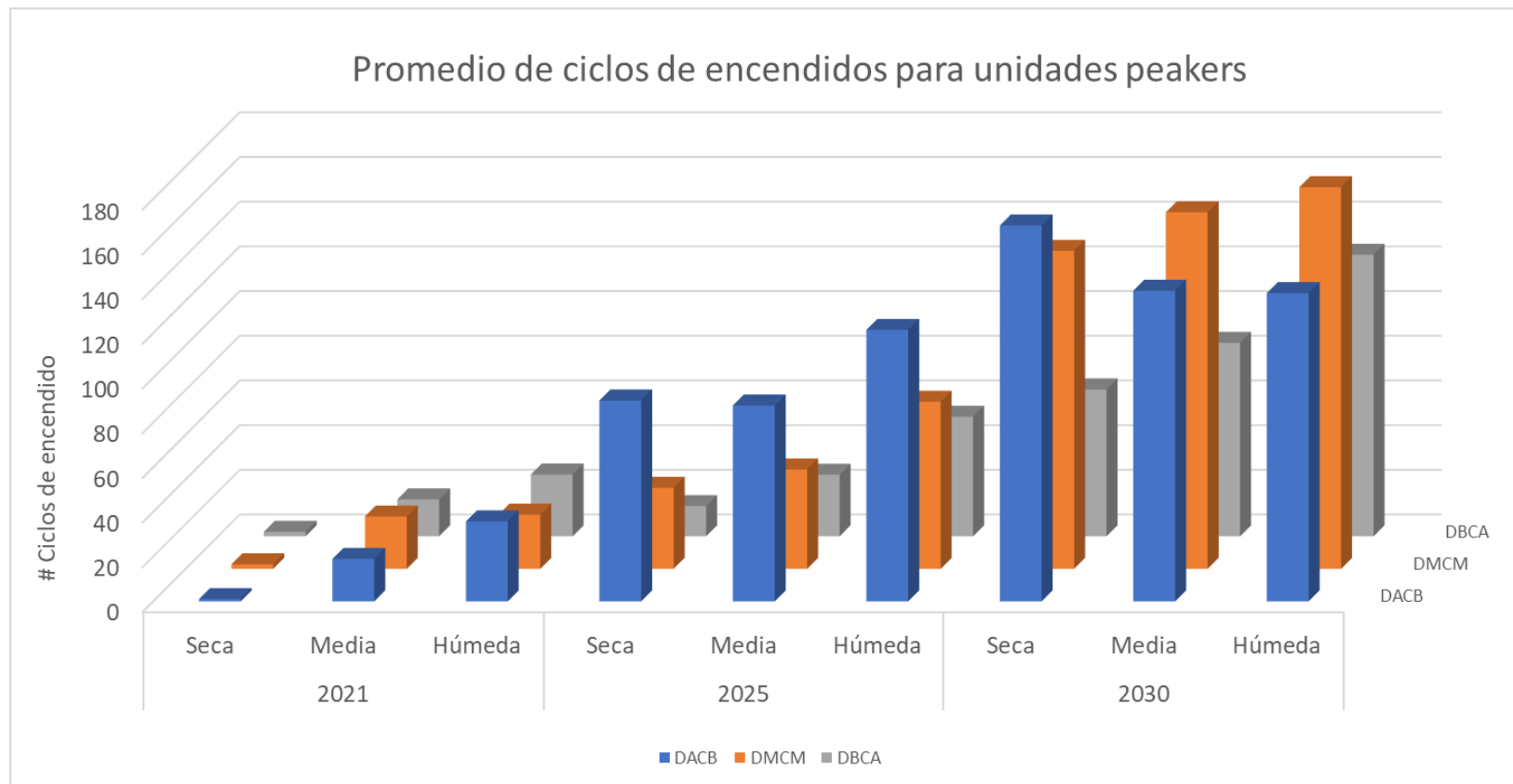
- Ciclaje se incrementa a partir de 2025<sup>1</sup>



Nota: (1) El bajo ciclaje en el 2021 refleja un mercado sobre-ofertado que mantiene un despacho limitado de ciclos combinados.

# Ciclos de encendido – Peakers

- Ciclaje se incrementa a partir de 2025<sup>1</sup>



Nota: (1) El bajo ciclaje en el 2021 refleja un mercado sobre-ofertado que mantiene un despacho limitado de unidades peakers.

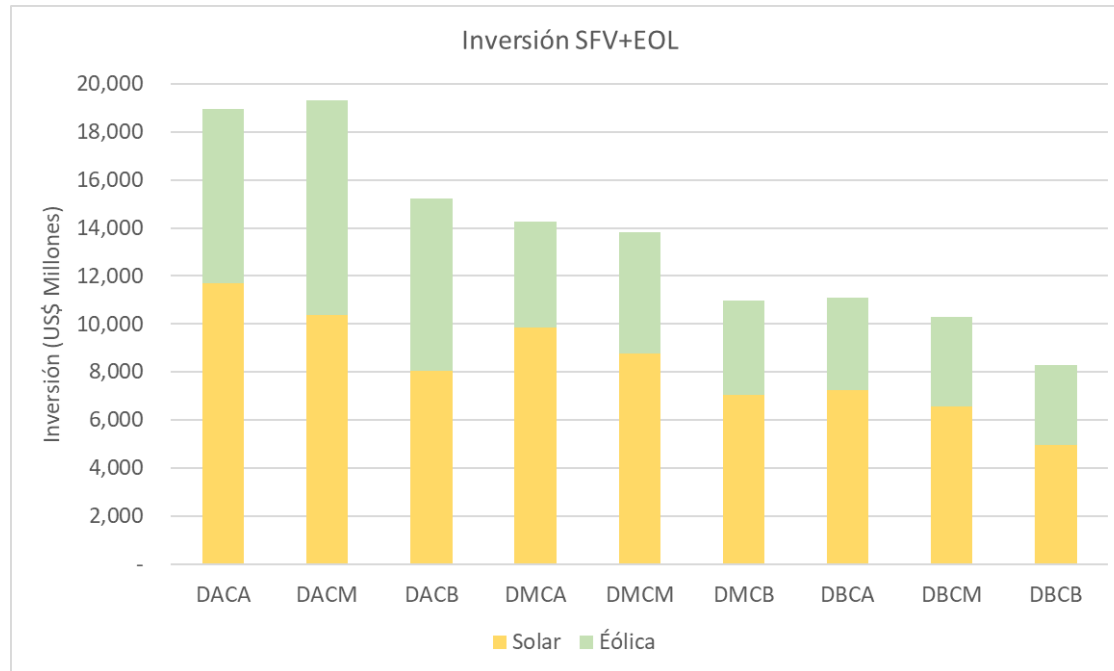
# Contenido

---

- ▶ Planes de Expansión
- ▶ Despacho económico
- ▶ Reserva Dinámica
- ▶ Flexibilidad
- ▶ Efectos Económicos

# Inversión

- Potencial de inversión equivalente de US\$ 8.000 a 18.000+ millones en fuentes Solares FV y Eólicas<sup>1</sup>.



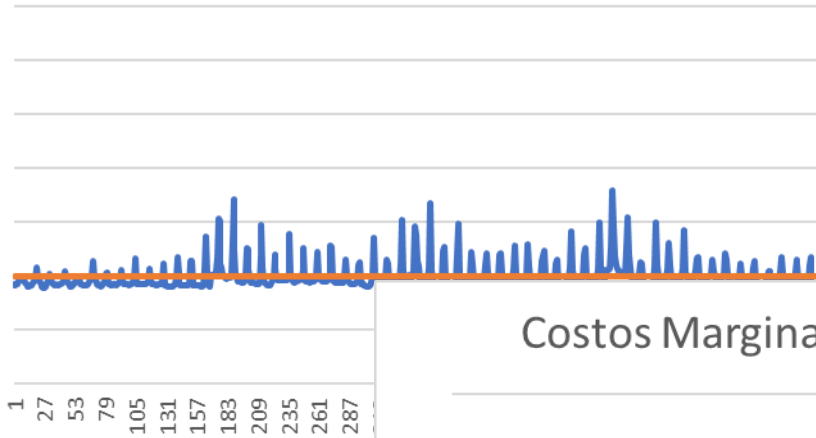
- La inversión en capacidad de reserva operativa se estima entre US\$ 170 y 860 millones

Nota: Incluye plantas en construcción o adjudicadas bajo PPA (2018-2021)

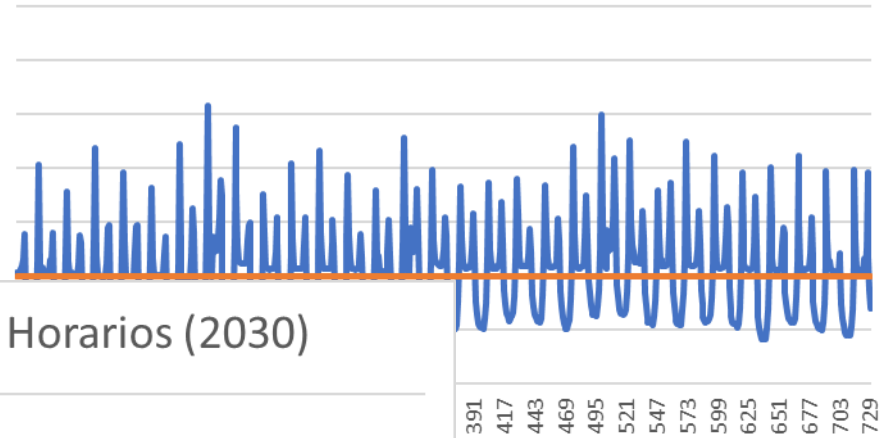
# Fluctuación del costo marginal horario

- Amplitud de la fluctuación se incrementa en el tiempo

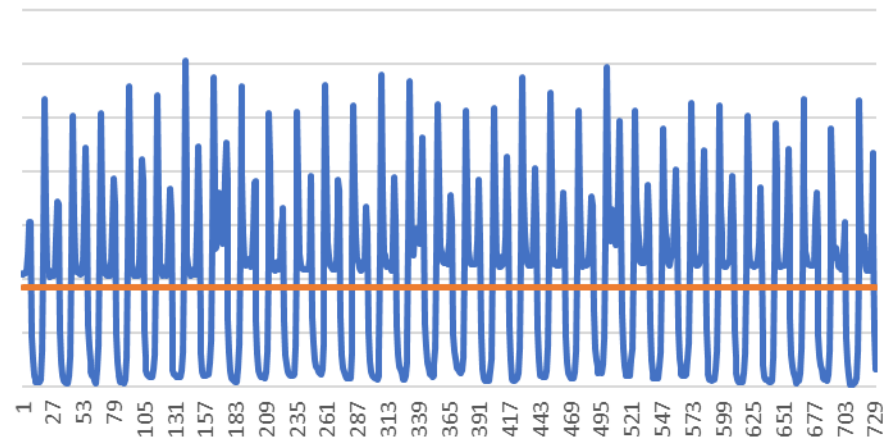
Costos Marginales Horarios (2021)



Costos Marginales Horarios (2025)



Costos Marginales Horarios (2030)



Se observan costos marginales cero en el ciclo solar

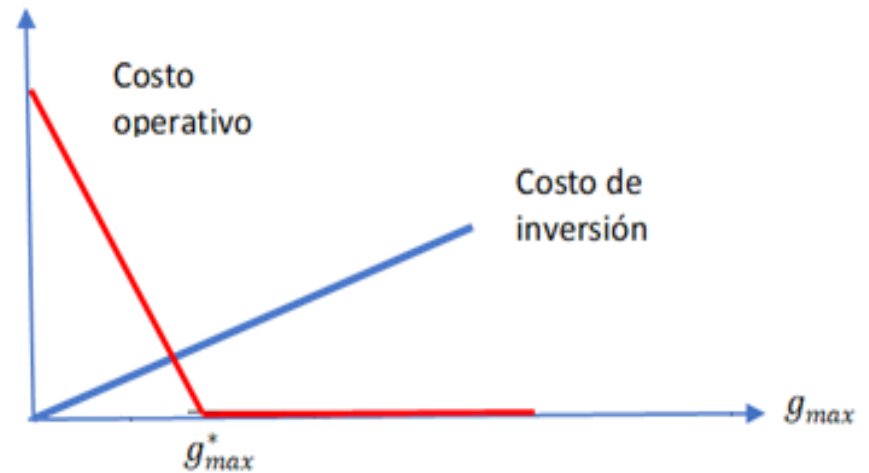
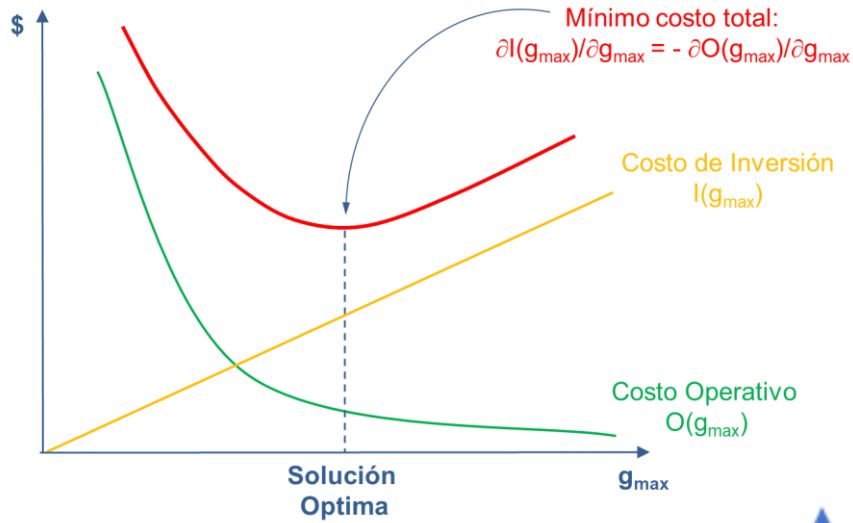
Nota: Resultados sobre hidrología media

# Costo marginal cero no es un tema nuevo

- ▶ Sistemas donde las renovables suministran 100% de la carga
  - Brasil (hidro, hasta fines de los años 80)
  - Islandia (hidro y geotérmica)
  - Europa y Estados Unidos (algunas horas del día, costos negativos)
- ▶ Infraestructura (esquemas de precios temporales exógenos)
  - Carreteras (peaje)
  - Telefonía fija (costo por minute)
  - Petroleo y gas (costo por unidad de volume)
- ▶ Libro “The Zero Marginal Cost Society” (Rifkin)



# Costos marginales largo y corto plazo



# Costos Operativos

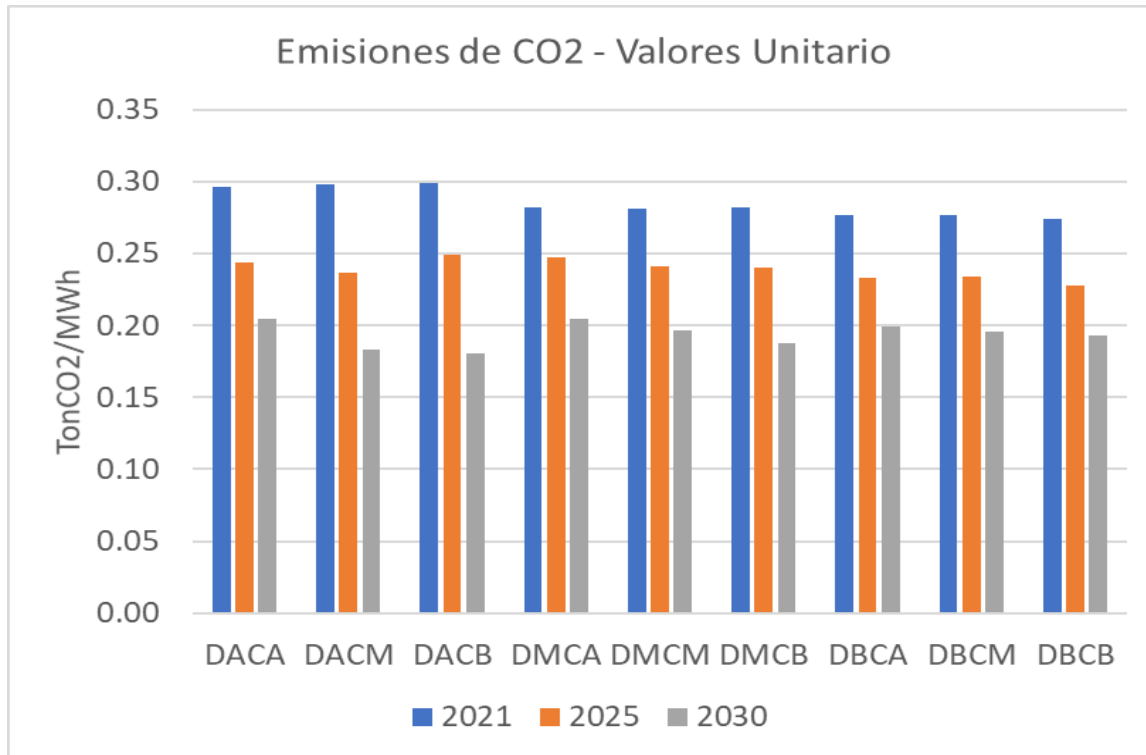
- ▶ La mayor penetración Solar FV y Eólica reduce los costos operativos unitarios entre un 19 y 38% (2030 vs 2021)
  - Costo variable promedio de generación < 10 US\$/MWh

	Costos Operativos (US\$ 000)		
	2021	2025	2030
DACA	860,540	851,223	910,223
DACM	873,697	849,271	779,067
DACB	872,056	808,188	798,338
DMCA	735,979	678,271	648,252
DMCM	727,029	661,816	627,123
DMCB	734,712	679,974	636,472
DBCA	785,079	783,650	773,293
DBCM	794,915	764,596	699,319
DBCB	788,921	768,486	731,391

Costo variable de generación (no incluye costos de flexibilidad ni impuestos de CO2)  
Resultados sobre el promedio de 54 escenarios hidrológica analizados

# Emissiones CO2

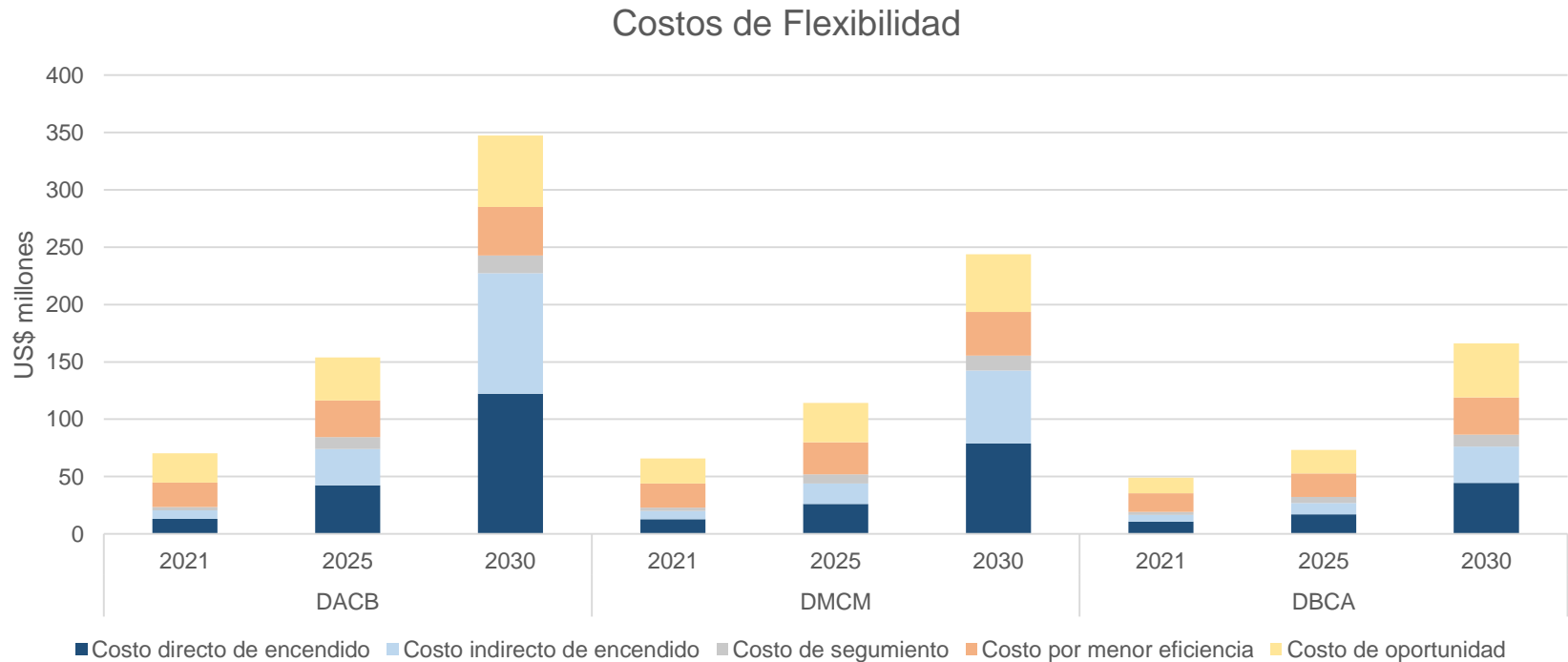
- ▶ Reducción unitaria entre 27 y 40% entre 2021 y 2030 (hasta un 14% en términos totales).
  - Ahorro de hasta US\$ 16 millones anuales en impuestos de CO2



Año (Caso DMCM)	Costo por impuesto a las emisiones CO2 (MMUS\$)
2021	106
2025	103
2030	98

# Costos de Flexibilidad

- ▶ La generación termoeléctrica enfrenta costos por flexibilidad entre US\$ 150 y 350 millones anuales en el 2030



- ▶ Los componentes más relevantes son los costos de encendido (directo e indirecto).

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

## Módulo 3: Resultados del Análisis

Muchas Gracias!



[www.psr-inc.com](http://www.psr-inc.com)



[www.morayenergy.com](http://www.morayenergy.com)



+55 21 3906-2100



+56 (2) 32451205