



5847

inodú

Desafíos de la Transición Energética

5 de octubre, 2023

Preparado para,



Síntesis

- 1 Transición del sistema hacia +80% renovables
- 2 Cambios en la estructura del sistema producen mayor volatilidad y riesgo
- 3 Operación flexible persistente de unidades térmicas que acelera su envejecimiento y aumenta fallas
- 4 Cambios en necesidad de seguridad sistémica
- 5 Rol del gas y desafíos al rol del gas en transición



Escenarios que permiten reducir 71 – 75% de las emisiones proyectadas al 2023

Al año 2034, en las opciones evaluadas, la generación térmica a gas natural aporta entre 2,1 TWh y 13,9 TWh dependiendo de la hidrología y el nivel de penetración de sistemas de almacenamiento de 5 horas de duración – que en un escenario llegó a 6 GW.

- El hecho de contar con generación a gas natural en el periodo 2033 - 2034 permitiría reducir la generación diésel entre 1,9 TWh y 4,6 TWh. Una generación de 4,6 TWh de diésel representa un 177% de incremento respecto de la generación diésel observada durante el año 2022 -- a un mayor riesgo de energía no suministrada si no se cuenta con activos térmicos.
- Se identifican al menos tres desafíos en complementar un sistema de alta penetración de ERV, particularmente en un contexto que favorece la instalación de generación eólica en polos en la zona norte, por ejemplo, Taltal podría alcanzar 3.873 a 5.401 MW instalados de generación eólica al 2030:
 1. La generación eólica se caracteriza por una alta variabilidad y no necesariamente complementa a la generación solar. Si se evalúan las expectativas de desviación de generación eólica en la zona de Taltal, contabilizadas desde las 21 hrs del día anterior, se podría esperar un aumento en el cambio de expectativas de generación eólica desde 100 MW esperados al 2024 a 2300 MW el año 2034 (5% de mayor desviación).
 2. Son esperables periodos de 2 a 7 días de baja disponibilidad de generación eólica, donde la generación de embalse y la generación térmica tiene un rol crítico complementando a la generación ERV. Dependiendo de la capacidad instalada, generación eólica en una semana puede reducirse entre 57 a 70% respecto de la semana de mayor disponibilidad en un año. Si se tiene escenarios de sequía, disponibilidad de activos térmicos es crítica para el suministro confiable.
 3. Se espera un aumento de las rampas de demanda neta en periodos de 5 horas desde 7 GW el año 2024 a 9,0 GW el año 2030.

Escenarios que permiten reducir 71 – 75% de las emisiones proyectadas al 2023

Se requiere al menos 1,5 GW de reserva para resiliencia sistémica.

El hecho de contar con sistemas de almacenamiento como reserva estratégica por resiliencia sistémica aumenta los costos de suministro a los clientes.

- La instalación de condensadores síncronos en una primera instancia genera la percepción de que se puede prescindir de generación térmica durante el día; no obstante, se debe considerar desafíos de ciclaje persistente de las unidades en la operación confiable y económica del sistema. También se deben considerar restricciones de rampa para el suministro confiable de la demanda al finalizar el horario solar.
 1. Será necesario contar con unidades térmicas flexibles que puedan aportar hasta 4 GVAs de inercia en el sistema en el periodo 2026 - 2030.
 2. En ciertos contextos se necesita de generación térmica que provea +3000 MW de rampa en 5 horas, aún con instalación de 3000 MW de almacenamiento de 5 horas.
- Ante la mayor penetración de generación variable y la menor disponibilidad de recursos gestionables en el sistema (por retiro de unidades a carbón e indisponibilidades no programadas de centrales a gas) se espera una mayor volatilidad del costo marginal respecto de lo programado el día antes.
 1. Para el contexto evaluado, se espera que el costo marginal sea +115 USD/MWh mayor a lo programado el 5% de las horas punta del sistema.
 2. Un aumento en la volatilidad del costo marginal puede tener un efecto importante sobre la competencia en el sistema eléctrico y el costo de suministro a clientes.
 3. El hecho de contar con generación a gas natural y reserva estratégica por necesidades de resiliencia sistémica contribuye a reducir la volatilidad esperada del costo marginal.
- Hacia el año 2034, en un contexto donde se retira la generación a gas del sistema se proyecta que, ante los desafíos de variabilidad de la demanda neta, el sistema estaría expuesto a demanda no servida un 5% de las horas punta del año. Este escenario se reduce a un 1% de las horas punta en un escenario que mantiene el gas en el sistema.
- En la medida que se retira la generación a carbón, se debe contar con activos que contribuyan al plan de reposición de servicio del sistema eléctrico ante contingencias.

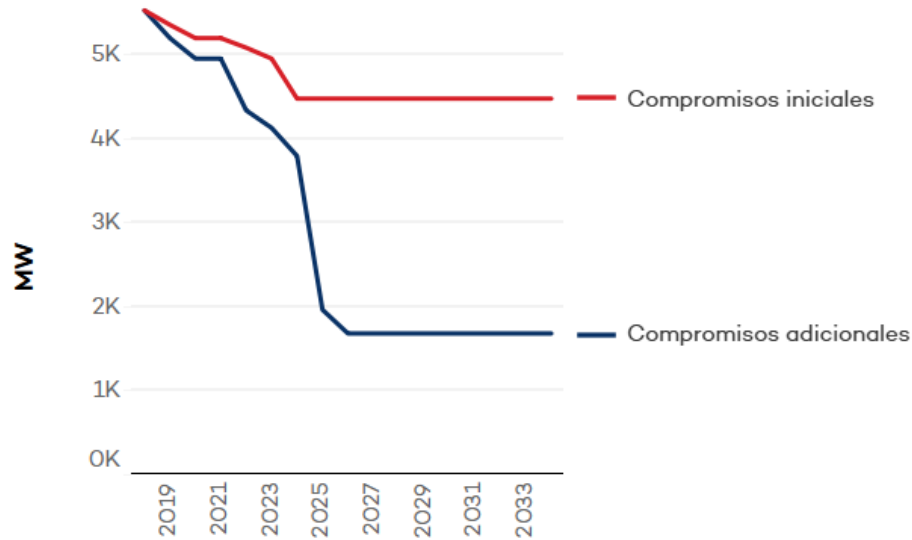
Brechas en definición de necesidades nos está llevando a transicionar desde un PEC 2 a un PEC 3 en menos de 12 meses, posiblemente aumentando el costo de suministro de algunos clientes.

Si no se cuantifica adecuadamente las necesidades del sistema eléctrico en el proceso de transición energética, los clientes corren el riesgo de financiar – mediante el proyecto de transición energética – activos que pueden (y se están) desarrollando sin necesidad de cambio de ley. Activos funcionales a necesidades de resiliencia sistémica serán requeridos posteriormente y también, de alguna forma, serán de cargo de los clientes.

En los próximos 3 años emergerán nuevas necesidades en el SEN

Ambición en retiro de unidades térmicas; instalación de +7000 MW de generación renovable variable; **escalamiento de generación eólica en clusters altamente correlacionados** (por ejemplo Taltal); **aumento de desbalances por brechas de pronósticos**; cambios en condiciones climáticas; **retrasos en el desarrollo del sistema de transmisión** (particularmente hacia el sur); **envejecimiento de unidades térmicas sometidas a ciclaje persistente**; cambios en recursos asociados a control dinámico de tensión; y cambios en recursos disponibles para el plan de reposición de servicio, cambian y escalan las necesidades de generación flexible baja en emisiones en el SEN.

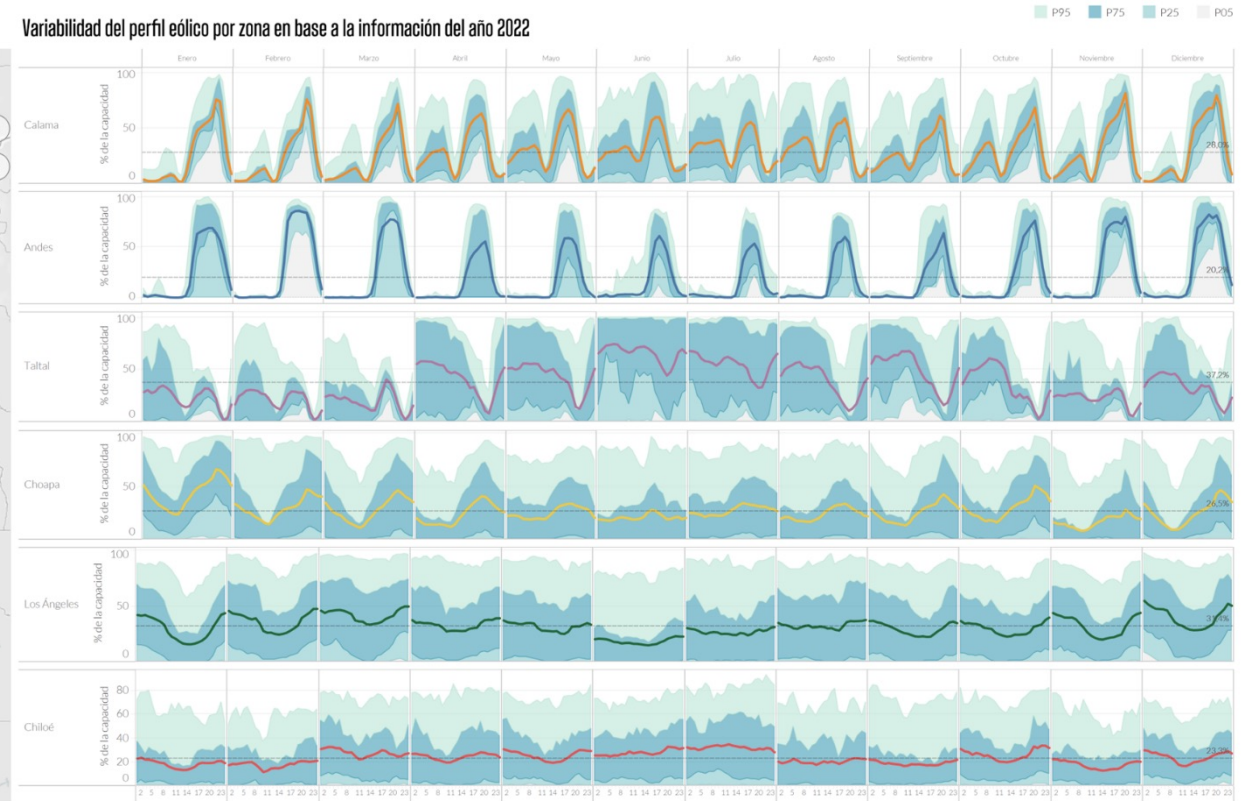
Evolución de capacidad instalada de generación a carbón, si es que retiros comprometidos se pueden realizar de manera oportuna.



Regiones eólicas



Variabilidad del perfil eólico por zona en base a la información del año 2022

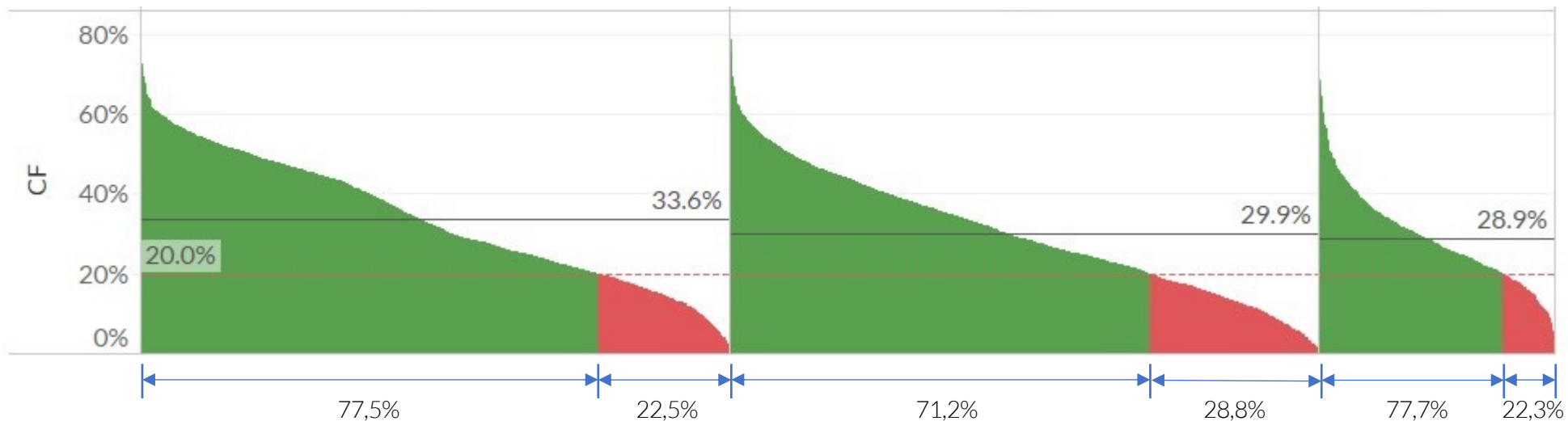


Dependiendo del escenario, al año 2025 se tendrían entre 7,9 e 8,2 GW de generación eólica instalados; al año 2030 se tendrían entre 12,9 e 13,7 GW. Zona de mayor crecimiento es Taltal, que podría pasar de 99 MW instalados el 2023 a 1.757 MW instalados el 2026; y posiblemente entre 3.873 a 5.401 MW instalados el 2030.

Transición del sistema hacia +80% renovables

Escalabilidad y variabilidad de generación eólica tiene un rol importante en el proceso de transición energética y las definiciones de activos que complementen de manera costo eficiente el suministro de energía eléctrica renovable.

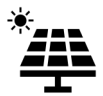
Curva de duración del factor de planta de generación eólica instalada al año 2030 por bloque de suministro (*)



(*) De acuerdo a la definición de bloques en licitaciones reguladas

Transición del sistema hacia +80% renovables

Al 2034, se instalarían entre:



6.0 GW – 11.1 GW



10.8 – 14.0 GW



2.8 GW – 5.8 GW de 5 horas



Funcionalidades SSCC
bajos en emisiones



Reserva para resiliencia
sistémica +1,5 GW (*)?

Se evaluaron 4 escenarios que permitirían reducir emisiones totales entre 71 y 75% respecto de las emisiones proyectadas al 2023.

Incluso en condiciones de alta penetración de almacenamiento (6 GW) al año 2032 y consumo de 103 TWh, se requeriría entre 3 y 8 TWh de despacho térmico de manera programada. La magnitud podría ser mayor (0,5 a 2,0 GWh) si se consideran desbalances de corto plazo en expectativa de demanda neta y brechas en gestión de agua en embalses.

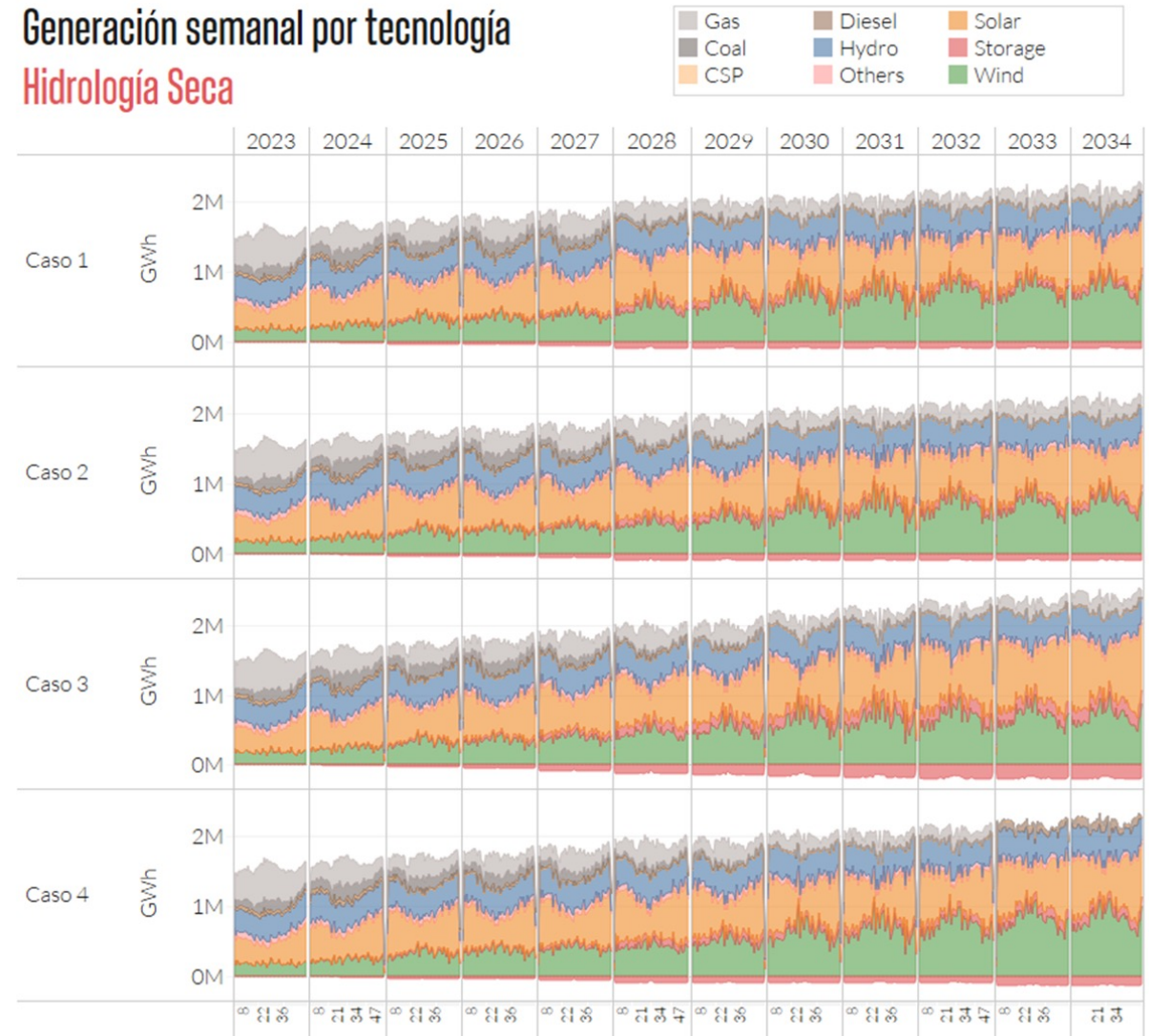
(*) Es necesario definir requerimientos de resiliencia

El mercado para la generación térmica se está reduciendo en un contexto de alta exigencia operacional y alta competitividad. No obstante, la generación a gas prácticamente mantiene su participación de mercado en próximos 7 años.

Dependiendo del escenario evaluado, se espera que la generación a gas natural alcance una participación de 7 a 12 TWh el 2025, 5 a 14 TWh 2028 y 3 a 10 TWh al 2030. A lo anterior hay que agregar necesidades de despacho no programados.

En escenario de retiro de unidades a gas y carbón (Caso 4), se requeriría entre 2,0 y 4,8 TWh de despacho diésel (programado), a lo que habría que sumar un 25 – 50% de despacho no programado. A modo de referencia, el año 2022 el despacho diésel fue 1,73 TWh. Luego, en el escenario 4, el despacho diésel podría ser +177% de lo observado el 2022, a pesar de contar con 4 GW de almacenamiento.

En el Caso 4 el sistema reaccionaría anticipadamente y fomentaría más desarrollo de almacenamiento; hecho no considerado en la evaluación del Caso 4. No obstante, almacenamiento de 5 horas debería ser utilizado también como reserva estratégica para resiliencia sistémica.



Estacionalidad de los recursos variables aumenta requerimiento de despacho térmico en meses de invierno

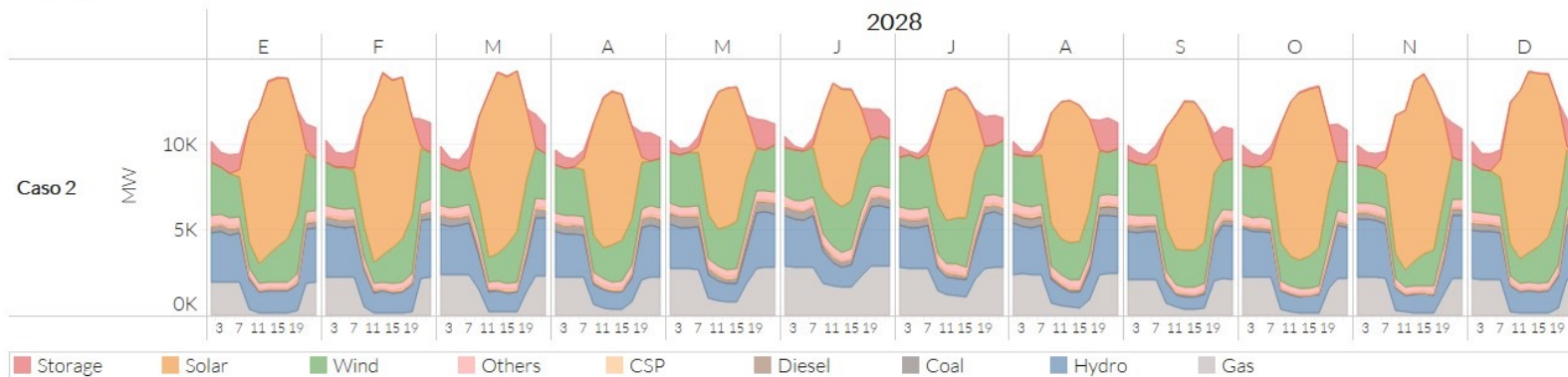
Recursos hídricos, eólicos y solares imponen desafíos estacionales sobre el despacho del sistema. Específicamente entre los meses de **abril y julio** aumenta la necesidad de despacho térmico, debido a:

- 1 En abril se han agotado reservas en embalses y deshielo en año hidrológico seco
- 2 La menor contribución solar durante meses de invierno complementada con almacenamiento.
- 3 Reducción de perfiles eólicos de la zona centro sur durante la noche.

No es económicamente eficiente almacenar excedente de energía ERV en verano para utilizarla en invierno

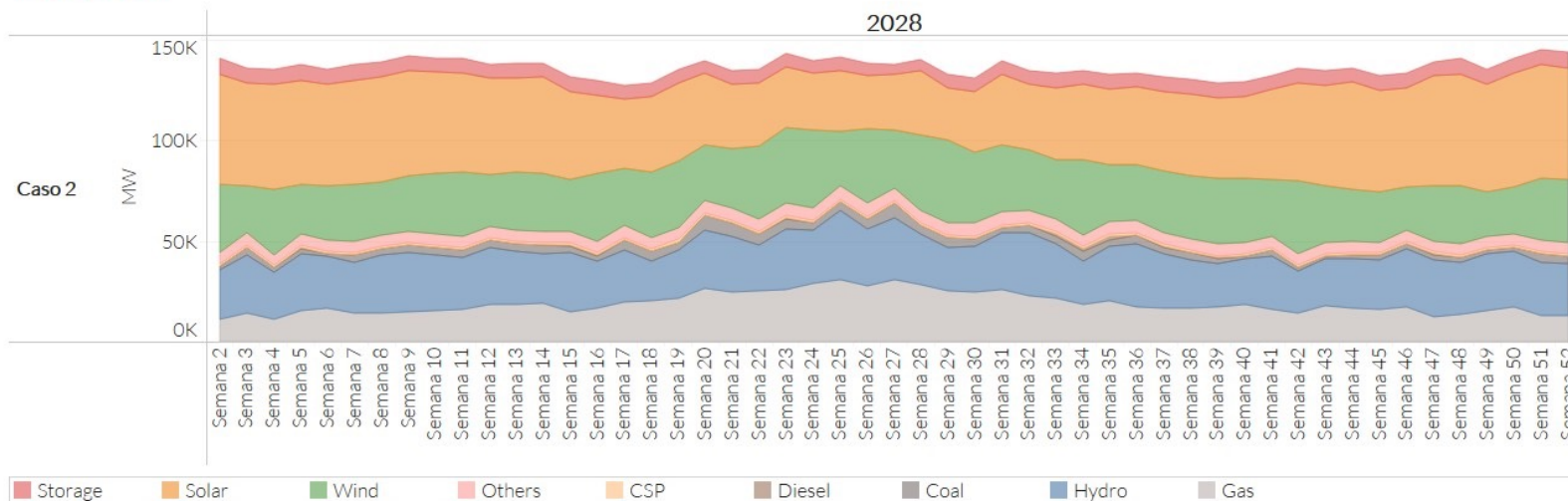
Despacho horario promedio por tecnología tras para el año 2028

Hidrología Seca



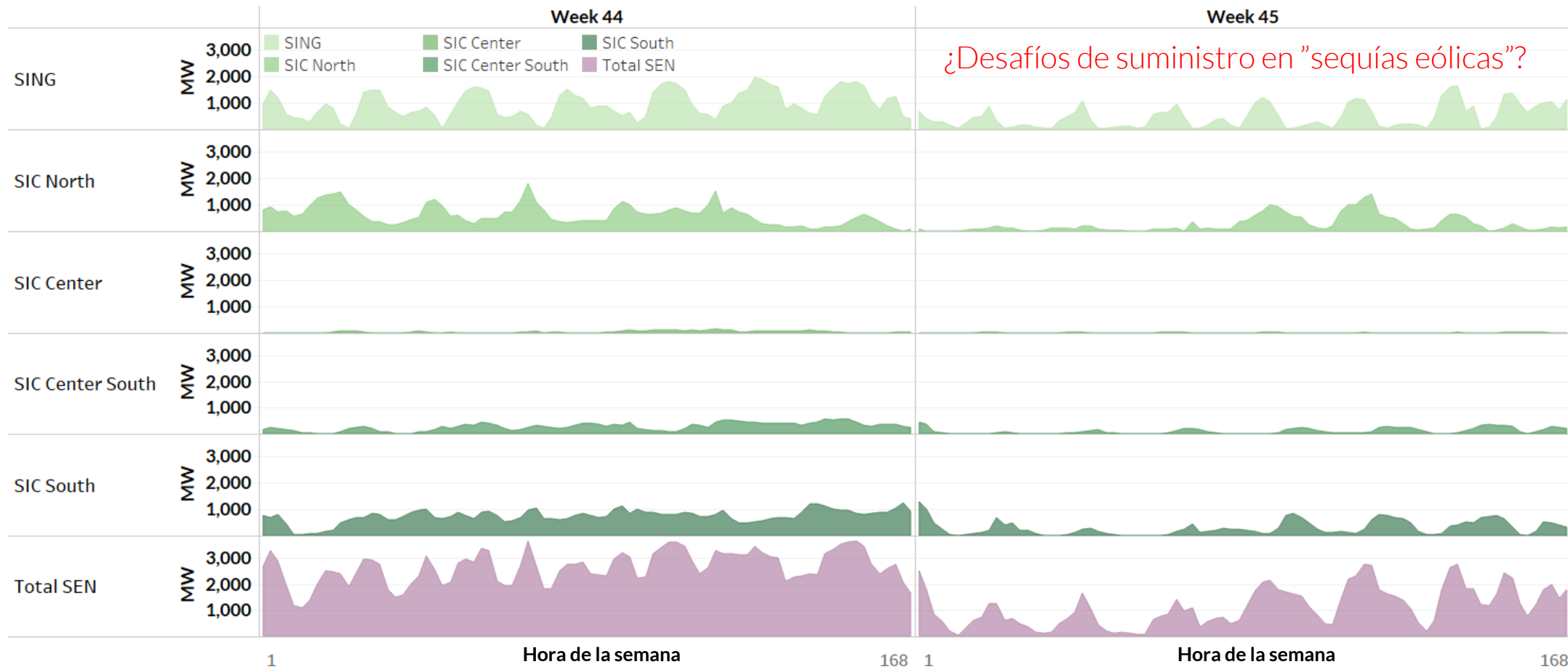
Despacho semanal por tecnología para el año 2028

Hidrología Seca



22% del tiempo generación eólica tendría un factor de planta menor a 20% en el Bloque A y C (*). El sistema debe estar preparado para gestionar de manera confiable y eficiente la variabilidad de generación eólica.

Caso 2: Disponibilidad eólica total en el SEN y por zona.

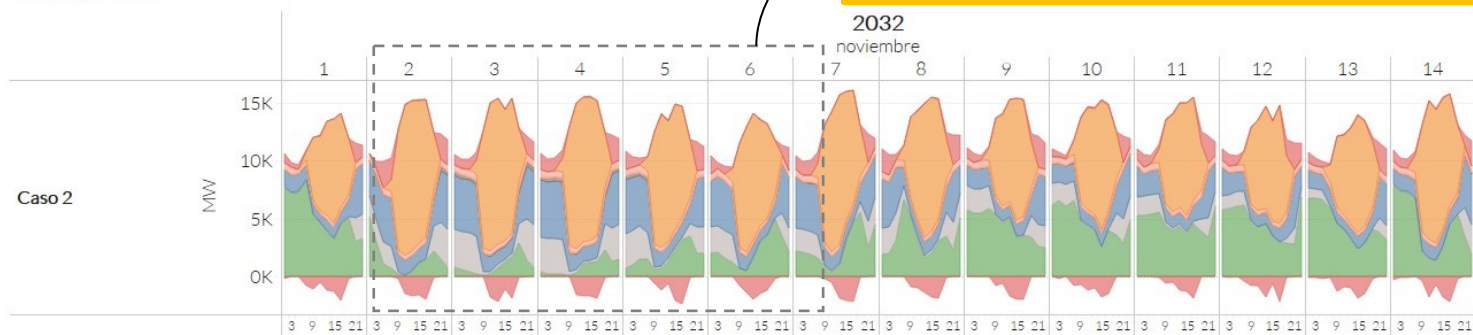


(*) De acuerdo a la definición de bloques en licitaciones reguladas

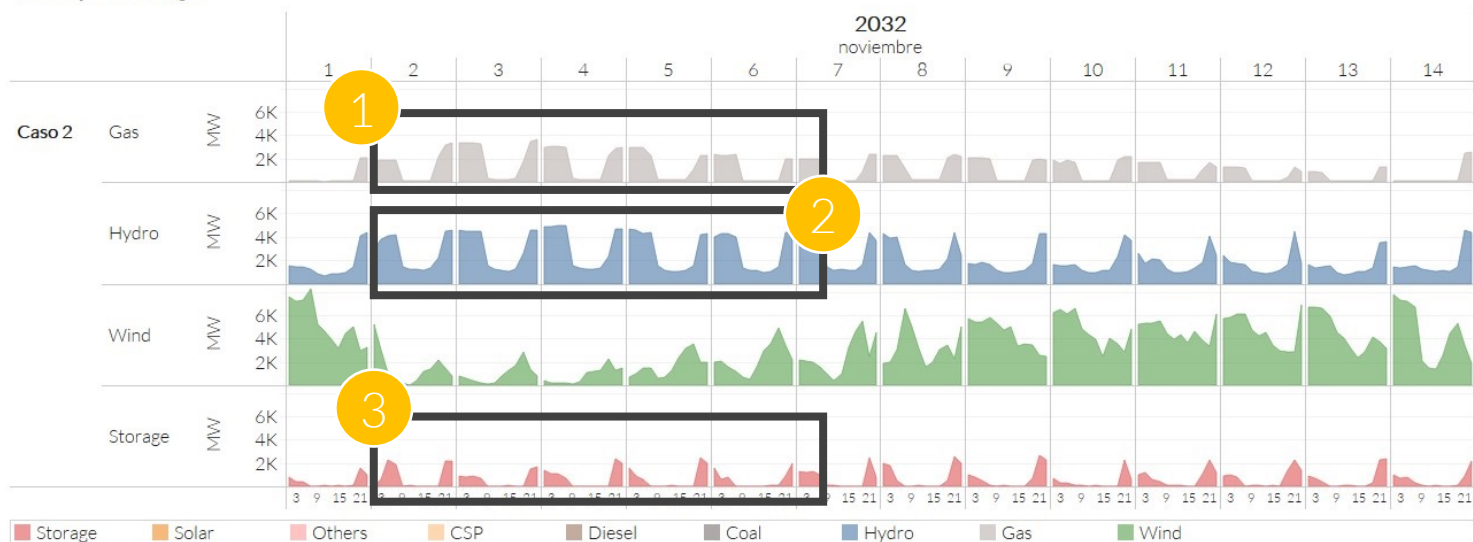
Generación térmica contribuye a complementar la generación eólica en períodos de menor disponibilidad de generación ERV

Despacho promedio por tecnología tras salida de centrales de gas y carbón
Hidrología Seca

Generación térmica contribuye a complementar períodos de menor disponibilidad de recursos renovables.



Detalle por tecnología



Ante períodos de menor disponibilidad eólica el sistema responde principalmente mediante gestión hídrica y térmica.

1 Los recursos térmicos flexibles permiten complementar los períodos de menor disponibilidad de recursos renovables.

2 La gestión hídrica también complementa los períodos de menor disponibilidad de recursos renovables. Aun así, desde la perspectiva de la programación de períodos más largos de tiempo se sobreestima el aporte hídrico a la gestión debido a que cuenta con información perfecta sobre los perfiles renovables.

3 Almacenamiento no participa en mayor medida a complementar períodos de baja disponibilidad eólica, debido a su disponibilidad limitada de energía. Es decir, no puede guardar energía con días de antelación para prepararse a situaciones de menor disponibilidad de generación eólico.

Mínimos técnicos de generación a gas están altamente influenciados por brechas de requerimiento en DS 13.

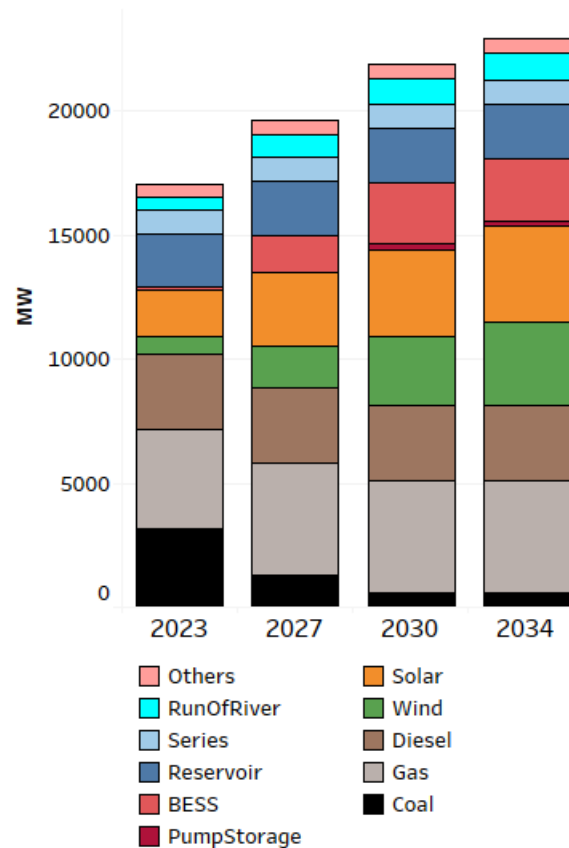
Transición del sistema hacia +80% renovables

Actualmente en la industria se percibe un margen de reserva superior al 50%, pero en realidad puede ser entre 14 y 22% en los próximos 3 años.

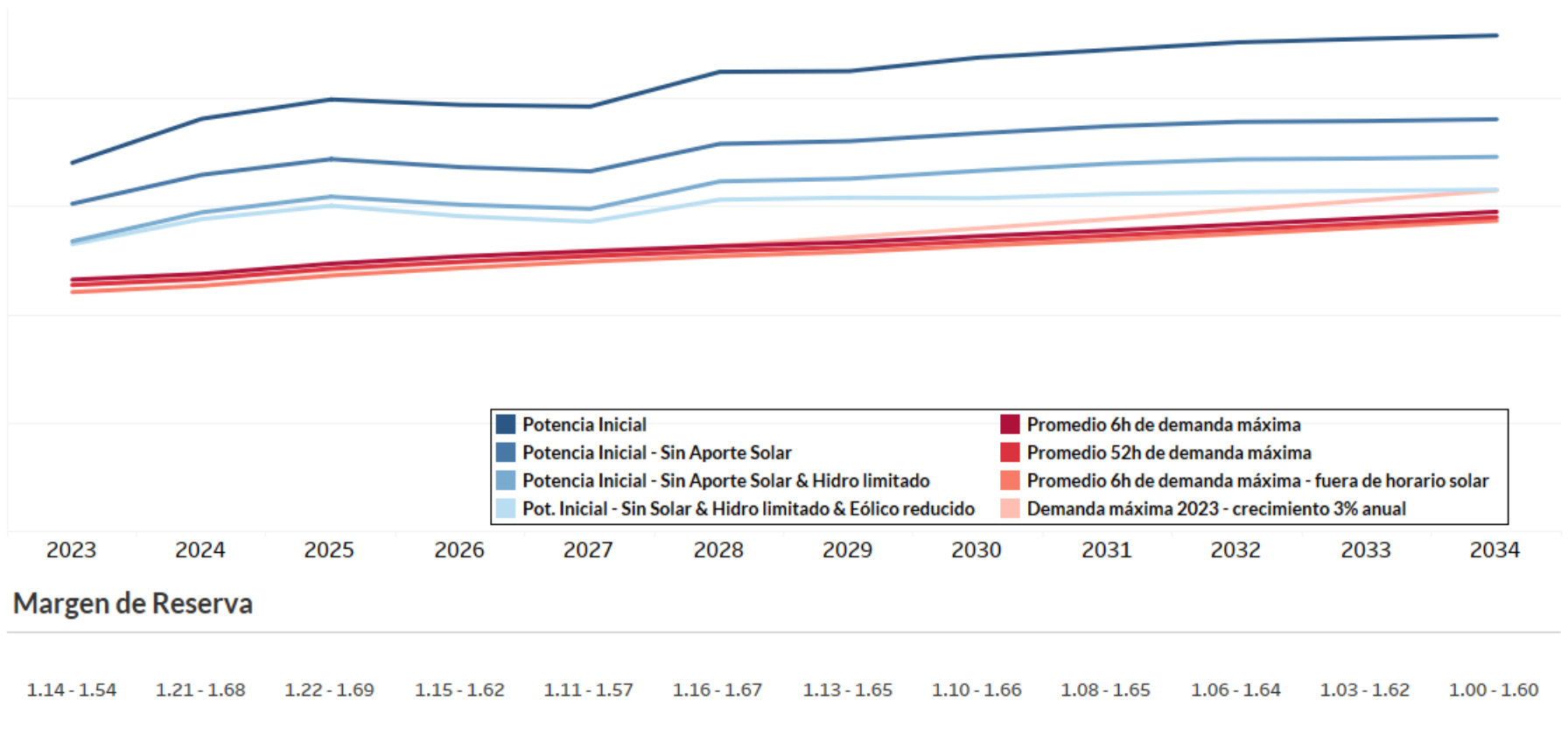
Actualmente se percibe un margen de reserva superior al 50%, pero en realidad puede ser entre 14 y 22% en los próximos 3 años

Al considerar la metodología actual, para el horizonte de estudio el Margen de Reserva se estimó entre 1.54 y 1.69. Sin embargo, dado que en las horas de máxima demanda neta la contribución de la generación solar fotovoltaica es cero; en escenarios hidrológicos secos la generación hidroeléctrica podría tener limitaciones similares a las observadas en agosto de 2021; y la generación eólica puede tener periodos de baja disponibilidad; se requiere una nueva perspectiva para evaluar el margen de reserva del sistema y su evolución. Limitaciones mayores en centrales térmicas o diésel pueden afectar significativamente la suficiencia del sistema.

Potencia Inicial - Metodología DS62



Evolución del Margen de Reserva considerando contribución real de distintas tecnologías

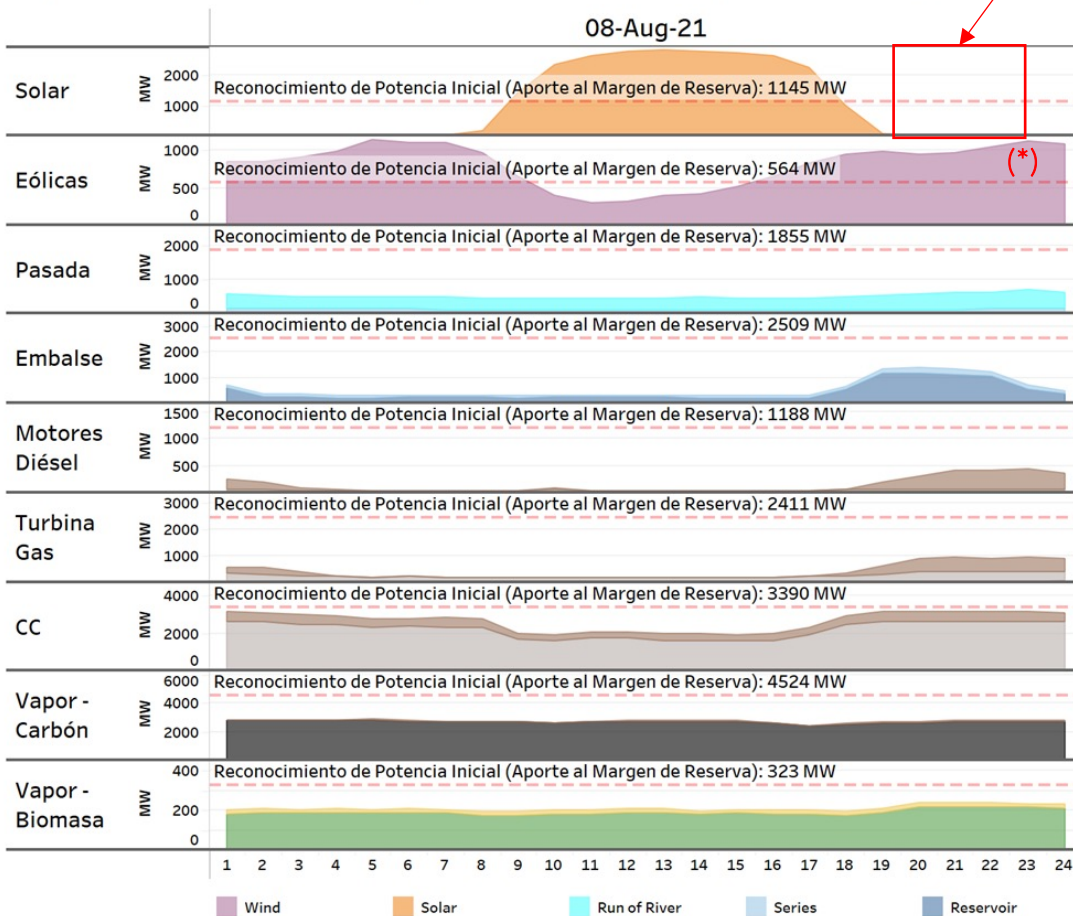


El margen de reserva real del sistema es significativamente menor que el percibido

Margen de reserva percibido no representa capacidad de respuesta del sistema en periodos de estrechez. Se han observado brechas importantes en la Potencia Inicial asignada a las distintas tecnologías y la Capacidad Efectivamente Disponible en periodos de mayor estrechez.

Caso del 8 de Agosto de 2021 – Periodo de estrechez durante varios días que derivó en decreto preventivo de racionamiento.

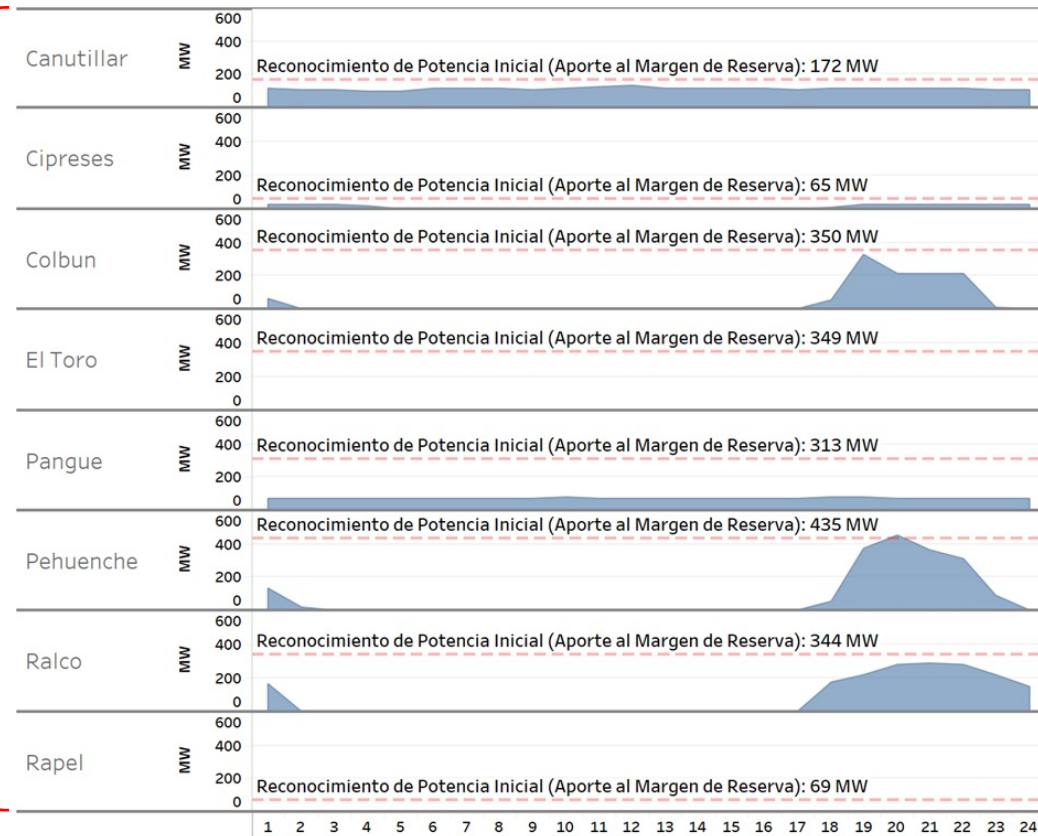
Operación real del SEN y Potencia Inicial por Tecnología



La potencia inicial es mayor a la potencia disponible en los periodos de mayor exigencia del Sistema, con implicancias para el cálculo del Margen de Potencia.

La condición de agotamiento y particularmente el cumplimiento de condición de "cota mínima", tiene implicancias importantes en la potencia disponible de embalses durante los periodos de mayor exigencia del Sistema.

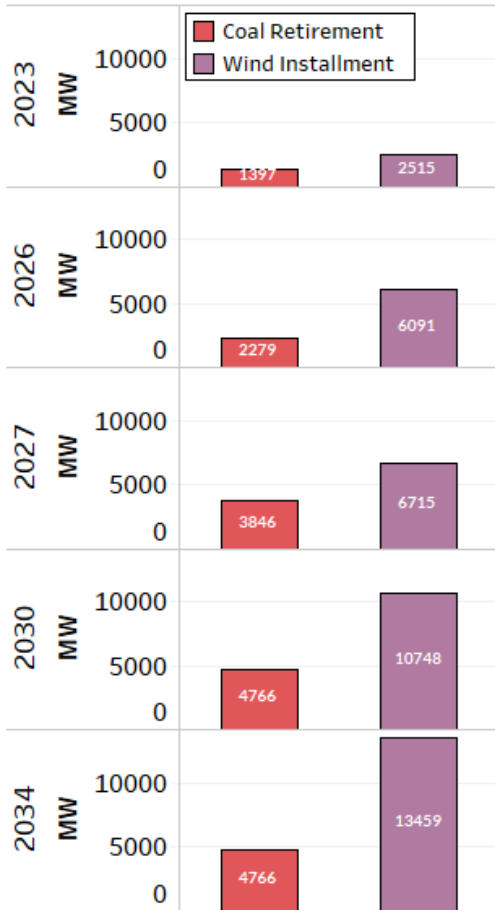
Operación de Embalses



(*) Si bien, en el día ilustrado la generación eólica tuvo generación mayor a la potencia inicial reconocida, el 12 de agosto, día en que también hubo desafíos de suficiencia, la contribución de la generación eólica fue menor que su potencia inicial reconocida.

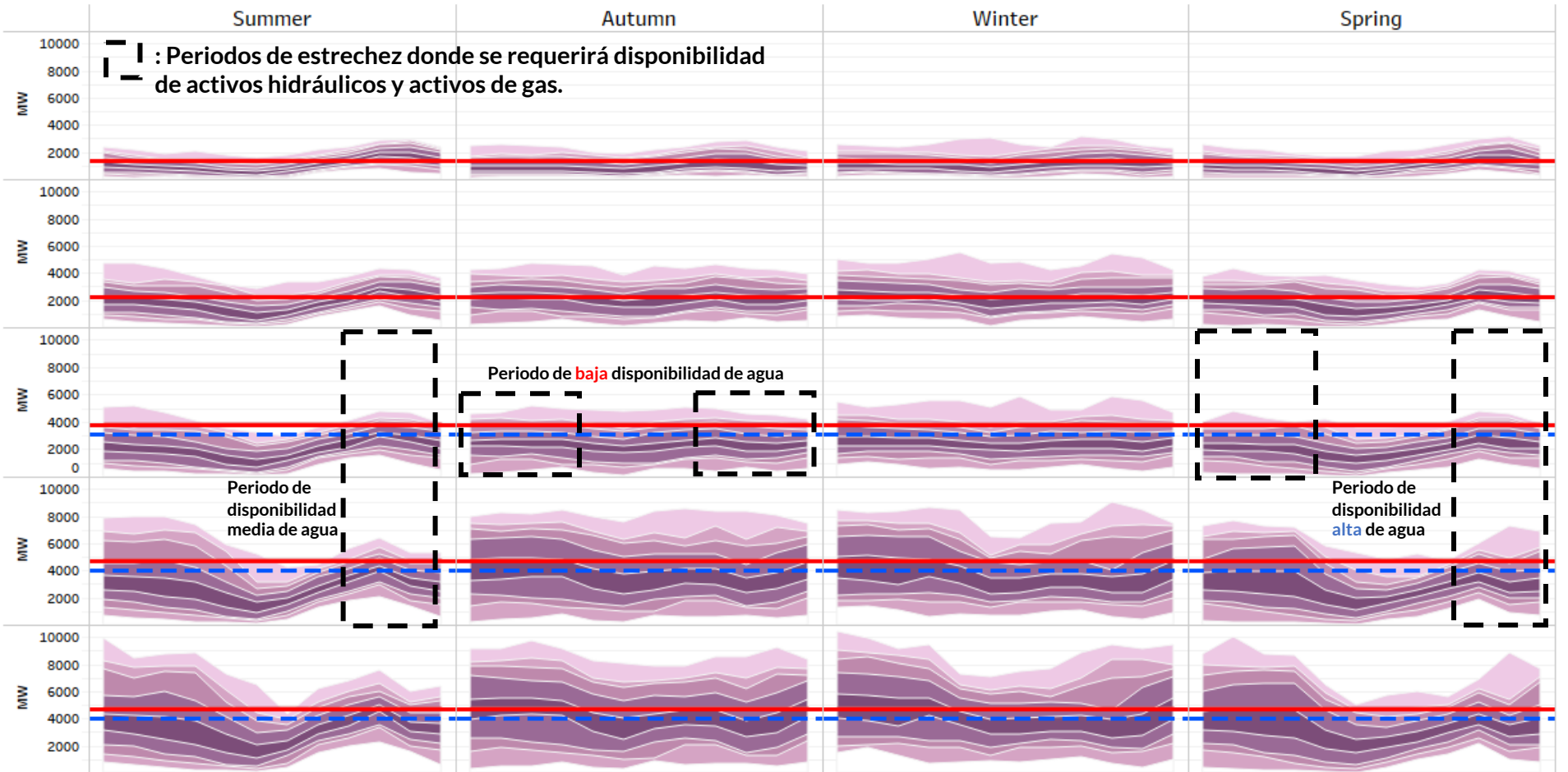
Caso 2: En el mediano plazo (2027 – 2030), en el 95% del tiempo del periodo de primavera – verano no será suficiente contar con 6700 – 10700 MW de generación eólica como reemplazo inicial de la generación a carbón retirada en el proceso de descarbonización.

Capacidad retirada de carbón y capacidad eólica instalada
Acumulado desde 2020



Generación eólica horaria y capacidad de carbón retirada

■ Min. Generation
 ■ Percentile (10) of Generation
 ■ Average Generation
 ■ Percentile (90) of Generation
 ■ Max. Generation
■ Percentile (5) of Generation
 ■ Percentile (25) of Generation
 ■ Percentile (75) of Generation
 ■ Percentile (95) of Generation
■ Coal Retirement
■ Coal Retirement without reconversion



Centrales térmicas proveen funcionalidades que están de manera tácita profunda y complejamente arraigadas en la estructura y dinámica del sistema

5863
inodú

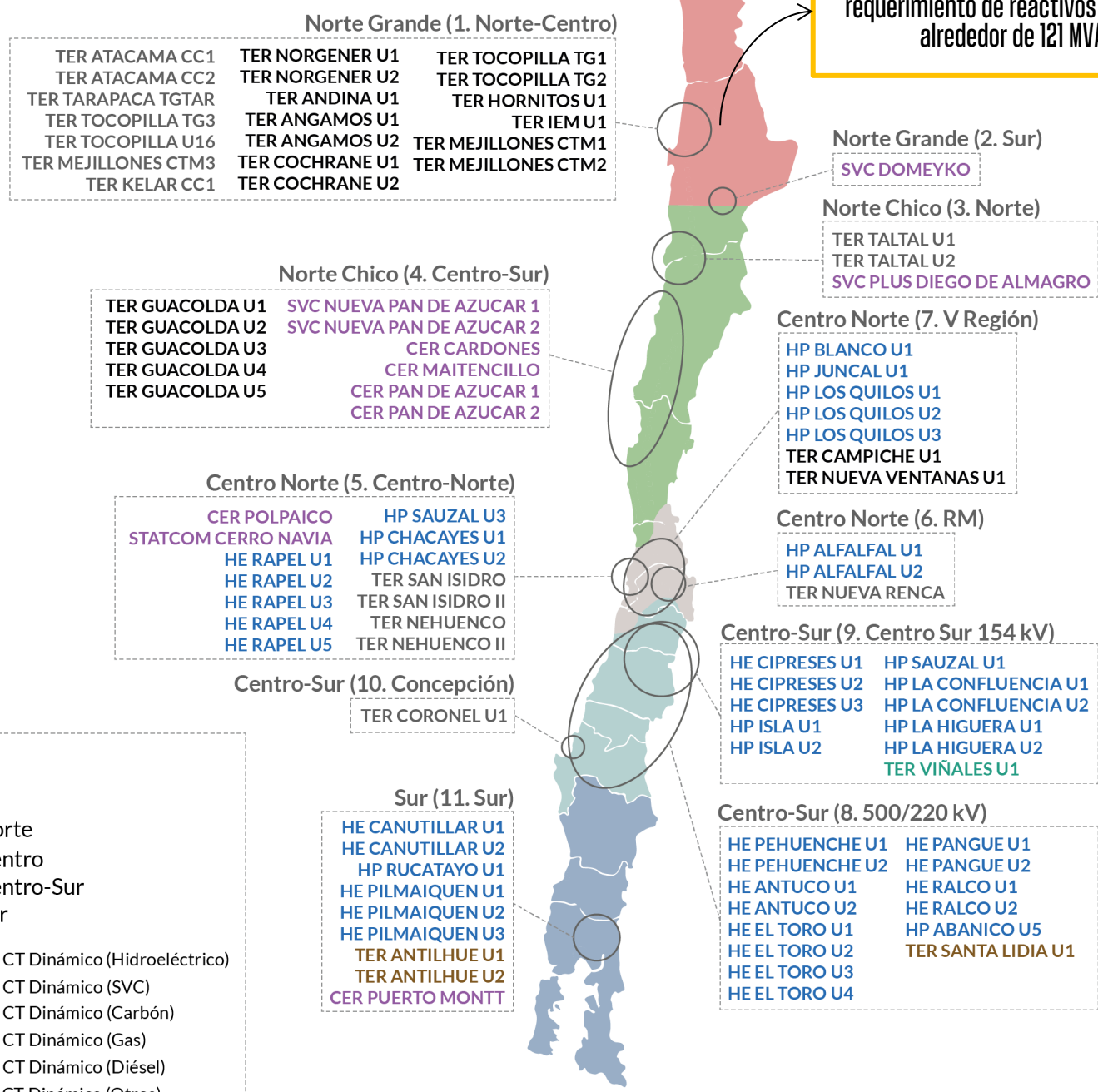


Por ejemplo, en el Norte Grande, de acuerdo al Coordinador el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas es alrededor de 121 MVAR para inyectar y 119 MVAR para absorber

Activos térmicos proveen servicios de control dinámico de tensión (modo PV) en distintas áreas de control de tensión del SEN

Ante el retiro de unidades térmicas a carbón e indisponibilidades de unidades a gas es crítico complementar dicha funcionalidad, particularmente en la zona norte y en la zona central en escenarios de sequía.

Licitación de condensadores síncronos en parte complementa la pérdida de capacidad de control de tensión.



Leyenda

- SING
- SIC-Norte
- SIC-Centro
- SIC-Centro-Sur
- SIC-Sur
- Recurso CT Dinámico (Hidroeléctrico)
- Recurso CT Dinámico (SVC)
- Recurso CT Dinámico (Carbón)
- Recurso CT Dinámico (Gas)
- Recurso CT Dinámico (Diésel)
- Recurso CT Dinámico (Otros)

Manteniendo prácticas de seguridad vigentes, sin escalar generación basada en inversores que proporcione servicios de red comparables con generación térmica que se retira, eventual retiro de unidades a carbón, acorde a los compromisos realizados, exigirá despacho por seguridad (inercia) de unidades a gas y carbón

Central	Potencia Nominal (MW)	Mínimo Técnico (MW)	Inercia (GVAs)
ANG1	276,9	80	1,6
ANG2	281,3	80	1,6
CCR1	274,9	60	1,3
CCR2	274,8	60	1,5
NTO1	140,5	55	0,7
NTO2	135,8	55	0,7
CTH	174,3	70	1,1
IEM	376,9	106,2	2,8

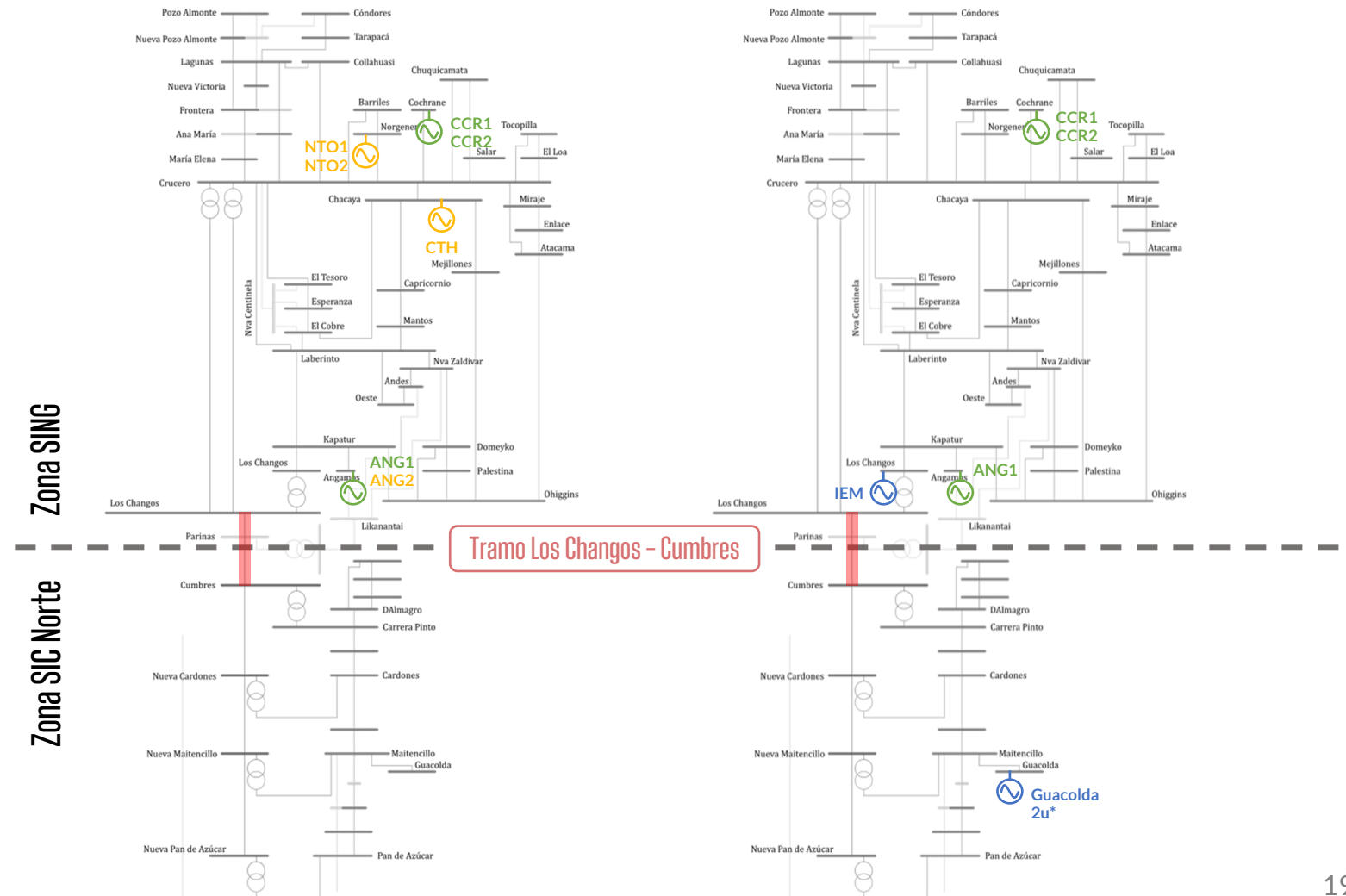
Los casos de despacho (a) y (b) que se representan en la figura corresponden a los utilizados por el Coordinador en la sección 5.2.2 del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2022, publicado en Febrero 2023.

■ Unidades operando en escenario (a) ■ Unidades operando en ambos escenarios

■ Unidades operando en escenario (b)

(a) Sin Guacolda en servicio, se requieren 9 GVAs en zona SING

(b) Con Guacolda en servicio*, se requieren 7 GVAs en zona SING

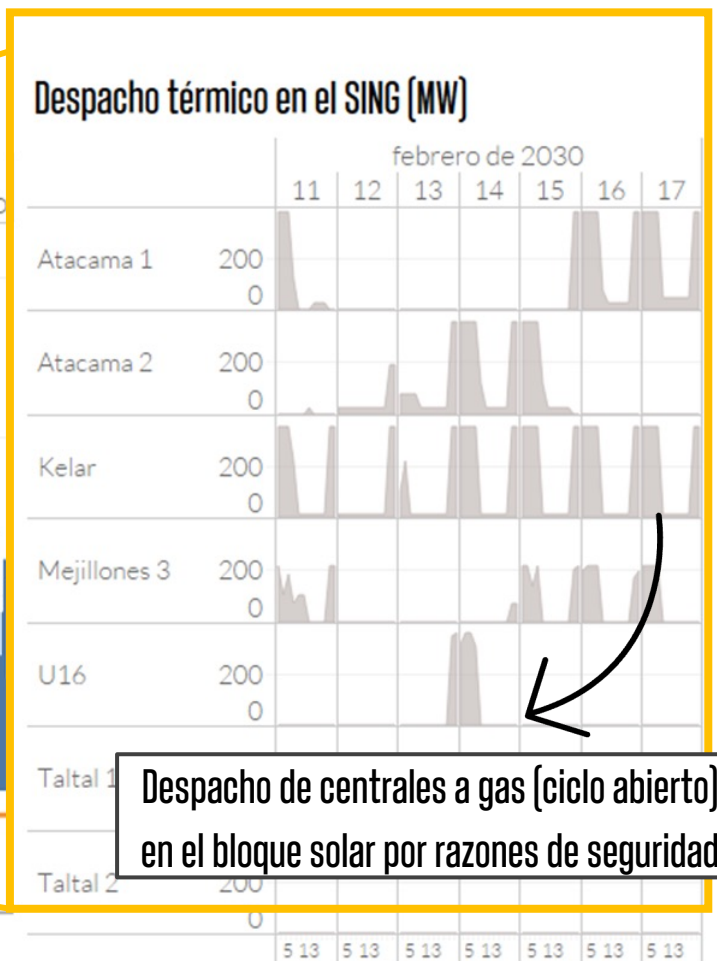
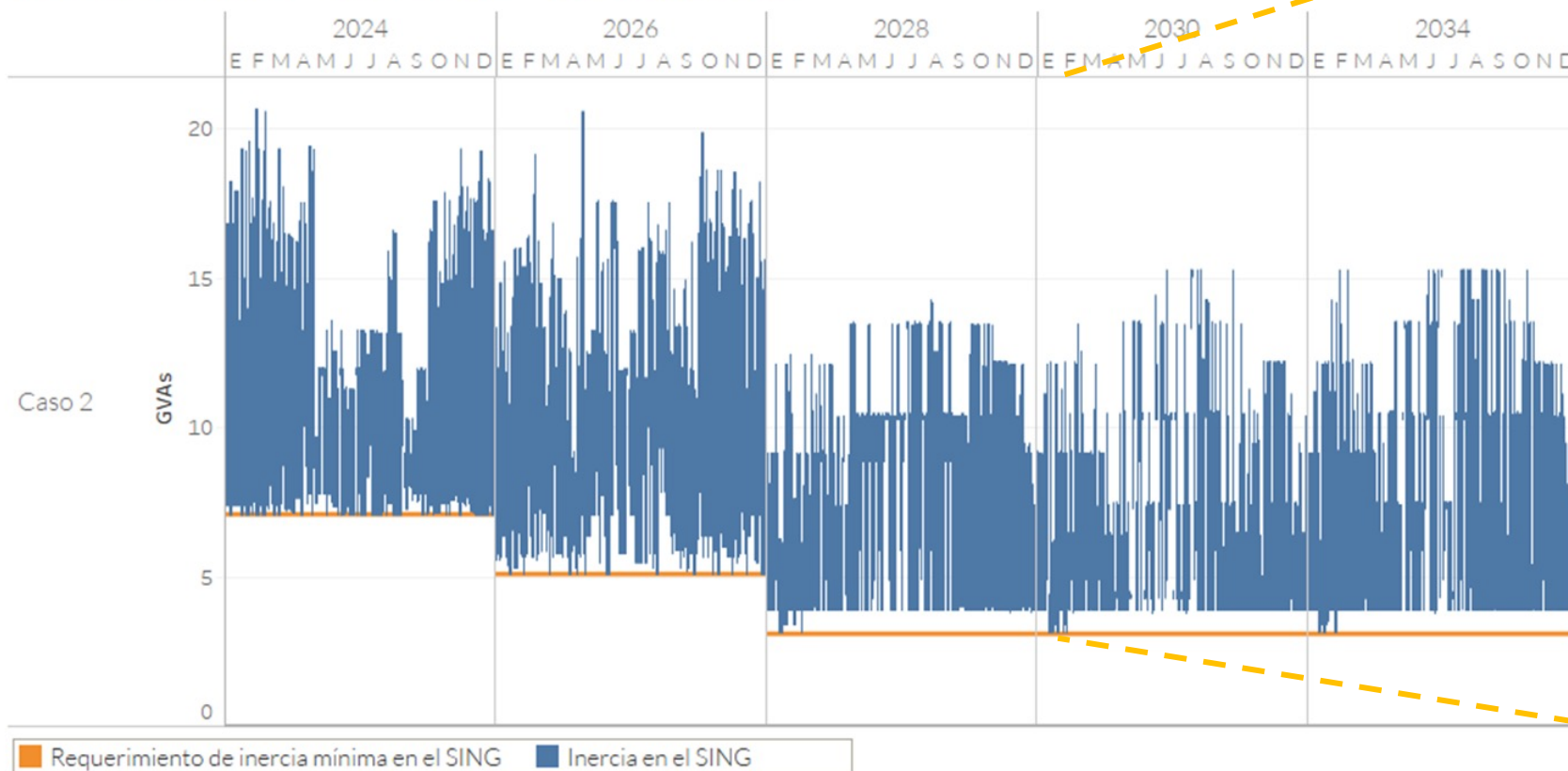


Al 2026, se espera contar con 5 GVAs adicionales en la zona SING por la Licitación de Infraestructura de SSCC del Coordinador.

Restricciones de seguridad inducen el despacho de unidades con mayor contribución de inercia

Sistemas de compensación síncrona (CCSS) tendrían un aporte total de 5 GVA. Sin presencia de otros activos que provean servicios de red comparables, generación térmica sería necesaria por restricciones de seguridad.

Restricción de inercia en el SING – Hidrología Seca



Despacho de centrales a gas (ciclo abierto) en el bloque solar por razones de seguridad

Se consideró mínimo técnico reducido por oportunidad de definir estándar de emisiones a carga parcial.

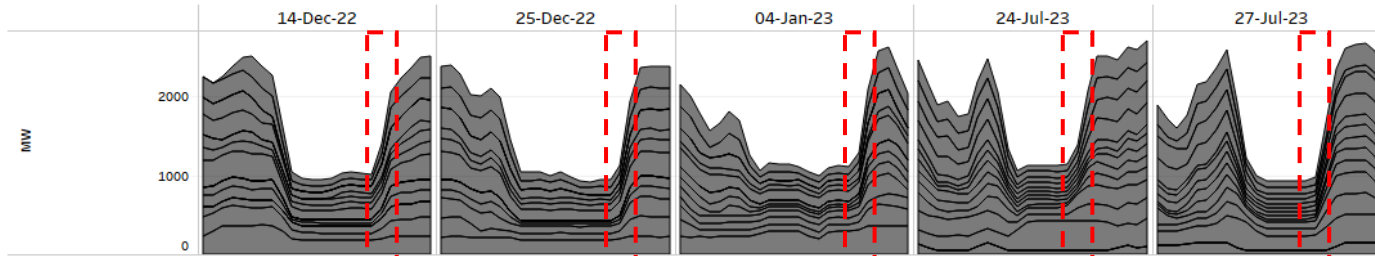
La instalación de condensadores síncronos ha generado la percepción de que se podrá prescindir de generación térmica durante el día.

Dada las prácticas y limitaciones actuales de centrales térmicas ¿Se ha considerado apropiadamente las limitaciones en la oferta de rampa al final de la tarde y las limitaciones al ciclaje persistente de activos térmicos debido a requerimientos de operación flexible confiable y económica?

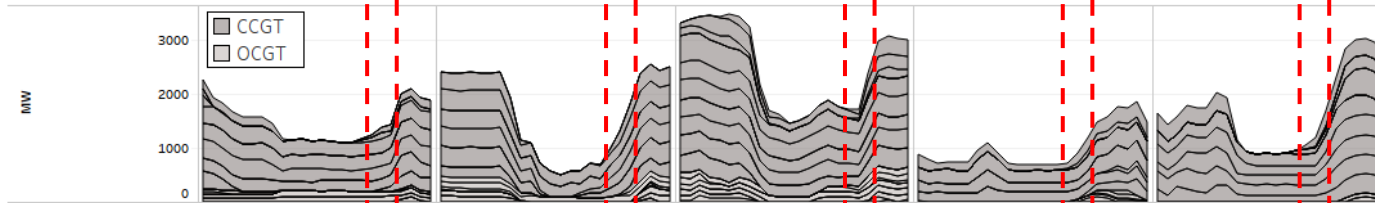
Limitaciones en capacidad de toma de carga requerirá despacho térmico en el corto y mediano plazo

Instalación de condensadores síncronos evidenciará factores limitantes de unidades térmicas, particularmente en tiempos de partida, capacidad de toma de carga y la capacidad de realizar arranques frecuentes de manera confiable y persistente. Brechas entre operación flexible deseada y operación flexible posible de manera confiable y persistente posiblemente requiera una redefinición de despacho por seguridad.

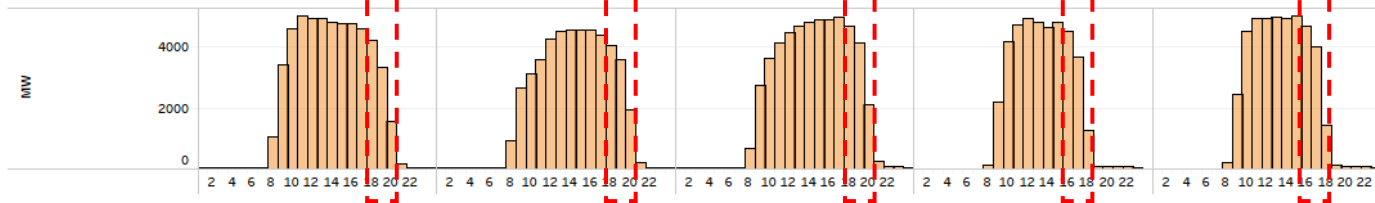
Generación centrales a Carbón



Generación centrales CCGT y QCGT



Generación Solar



La rampa de demanda neta al final del día se suministrará mediante una combinación de activos (hidroeléctricos, almacenamiento y térmicos). El mayor uso de una u otra opción depende de la condición de operación (p.e. hidrología). Hacia el 2034, las unidades de ciclo combinado contribuyen hasta 3400 MW a rampas de 5 horas; y las unidades de ciclo abierto hasta 980 MW.

Movimiento de centrales realizado por el CEN

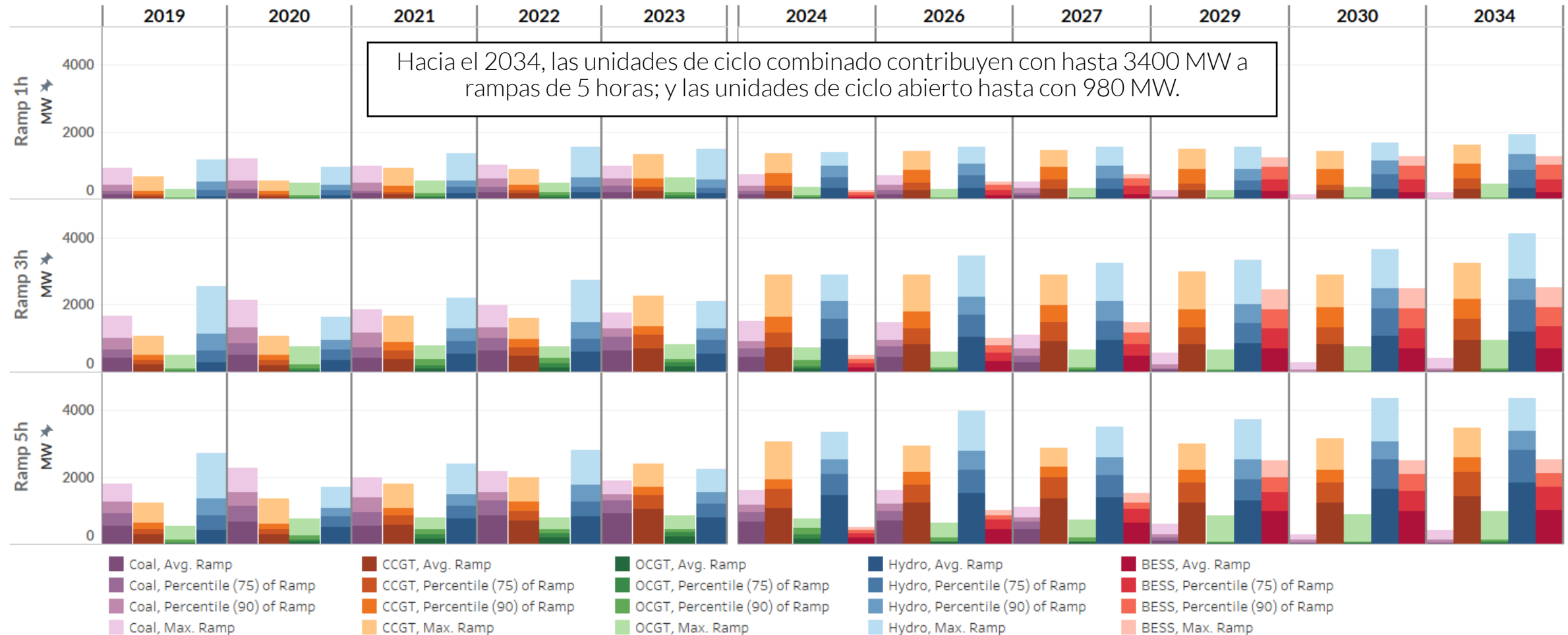
14-12-22					
Hora Movil.	Equipo /	Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
18:00	-	HORNITOS-CTH	HORNITOS-CTH_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:00	-	ANDINA-CTA	ANDINA-CTA_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:00	-	MEJILLONES-IEM	MEJILLONES-IEM_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	ANGAMOS-ANG2	ANGAMOS-ANG2_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	VENTANAS-2	VENTANAS-2_CAR	-	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:03	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:03	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar

04-01-23					
Hora Movil.	Equipo /	Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
18:15	-	SANTAMARIA	SANTAMARIA_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-3	GUACOLDA-3_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	ANGAMOS-ANG2	ANGAMOS-ANG2_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	MEJILLONES-IEM	MEJILLONES-IEM_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	CAMPICHE	CAMPICHE_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC

27-07-23					
Hora		Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
16:33	-	SANTAMARIA	SANTAMARIA_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-1	GUACOLDA-1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	CAMPICHE	CAMPICHE_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	COCHRANE-CCH1	COCHRANE-CCH1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.

La rampa de demanda neta al final del día se suministra mediante una combinación de activos (hidroeléctricos, almacenamiento y térmicos). El mayor uso de una u otra opción depende de la condición de operación.

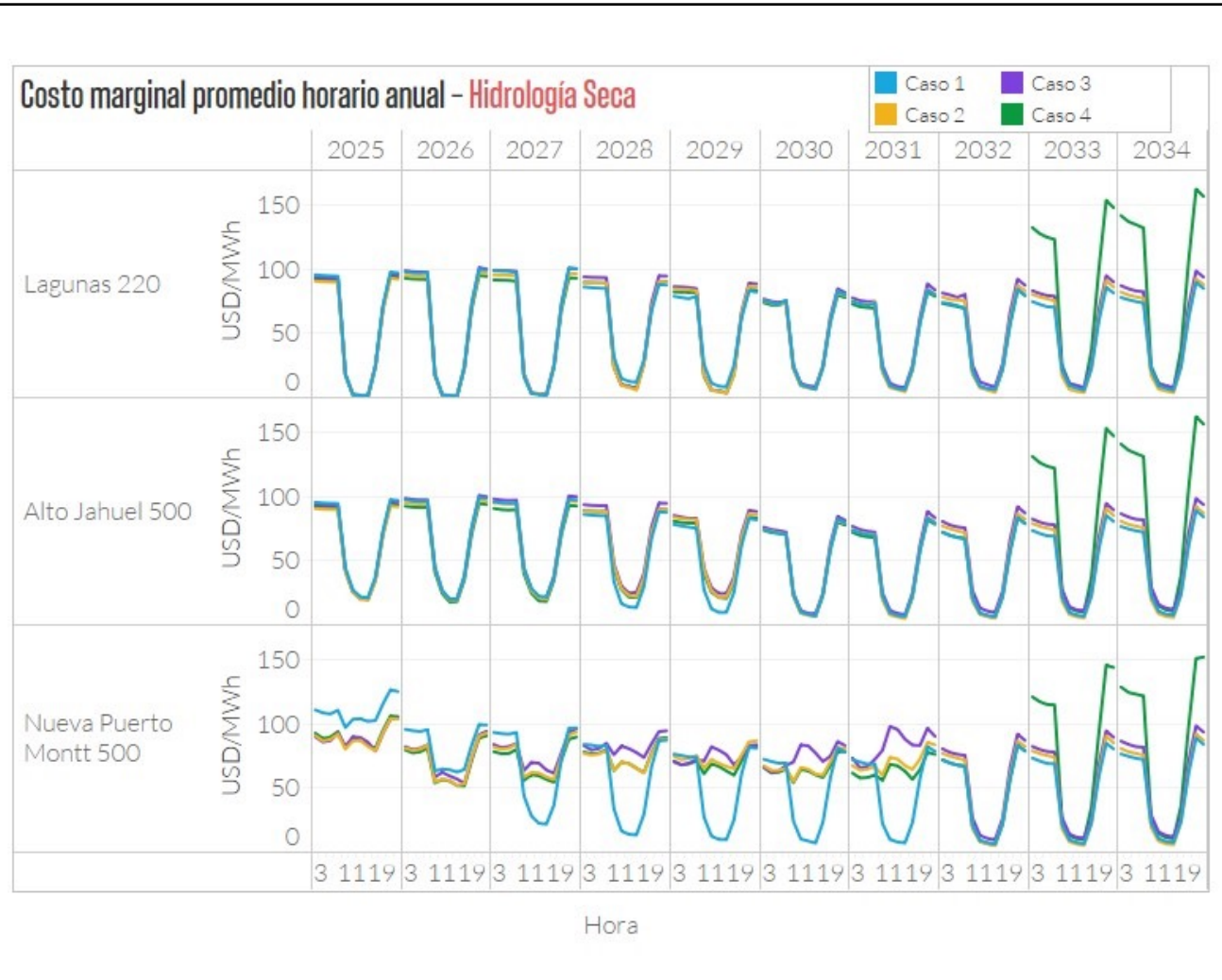
Rampas esperadas (MW) en 1, 3 y 5 horas

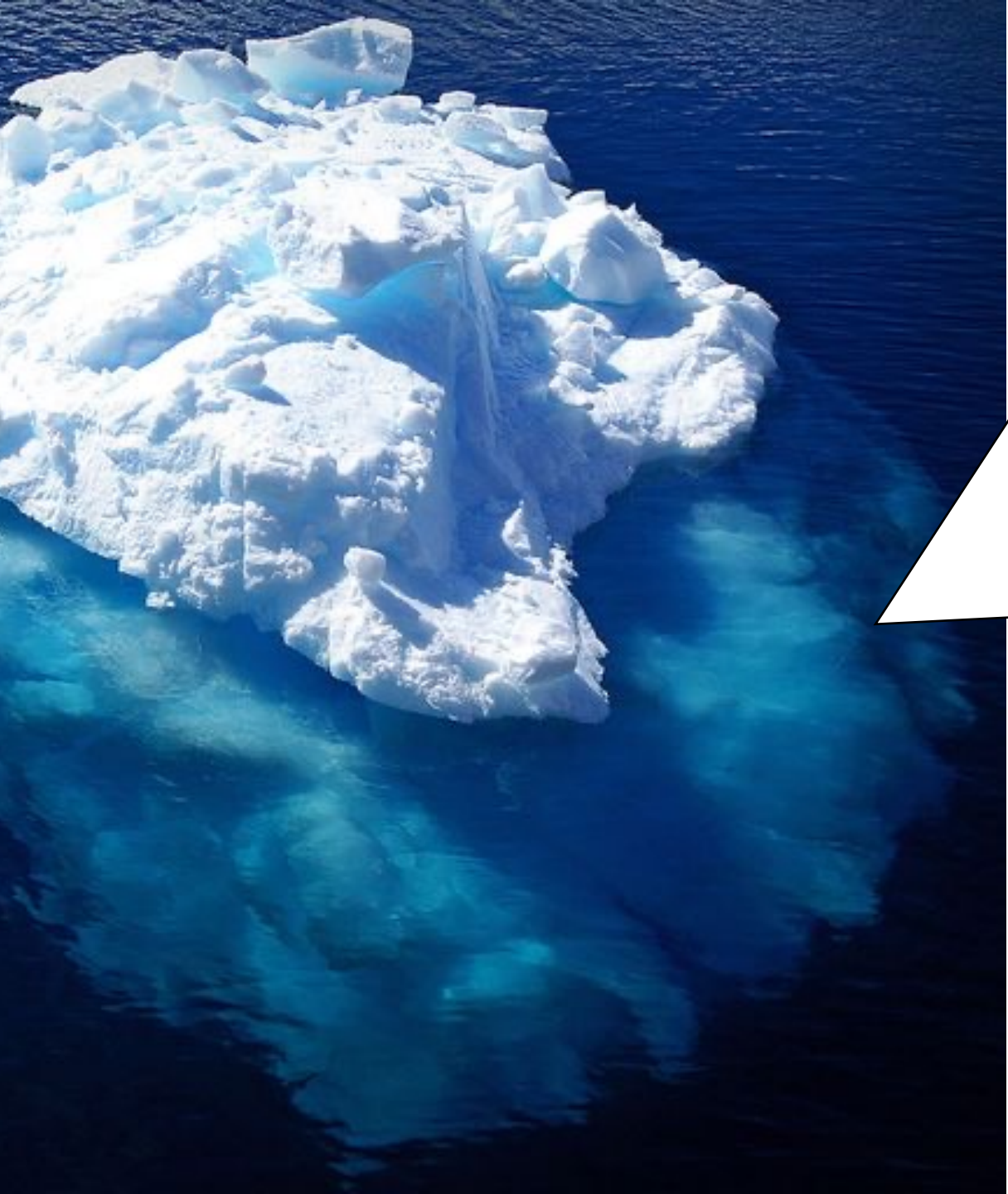


¿Cuáles son los efectos que tiene la transformación del sistema eléctrico – y su cambio de estructura – en la volatilidad de precios y por lo tanto en la competencia y riesgo de comercialización en el mercado?

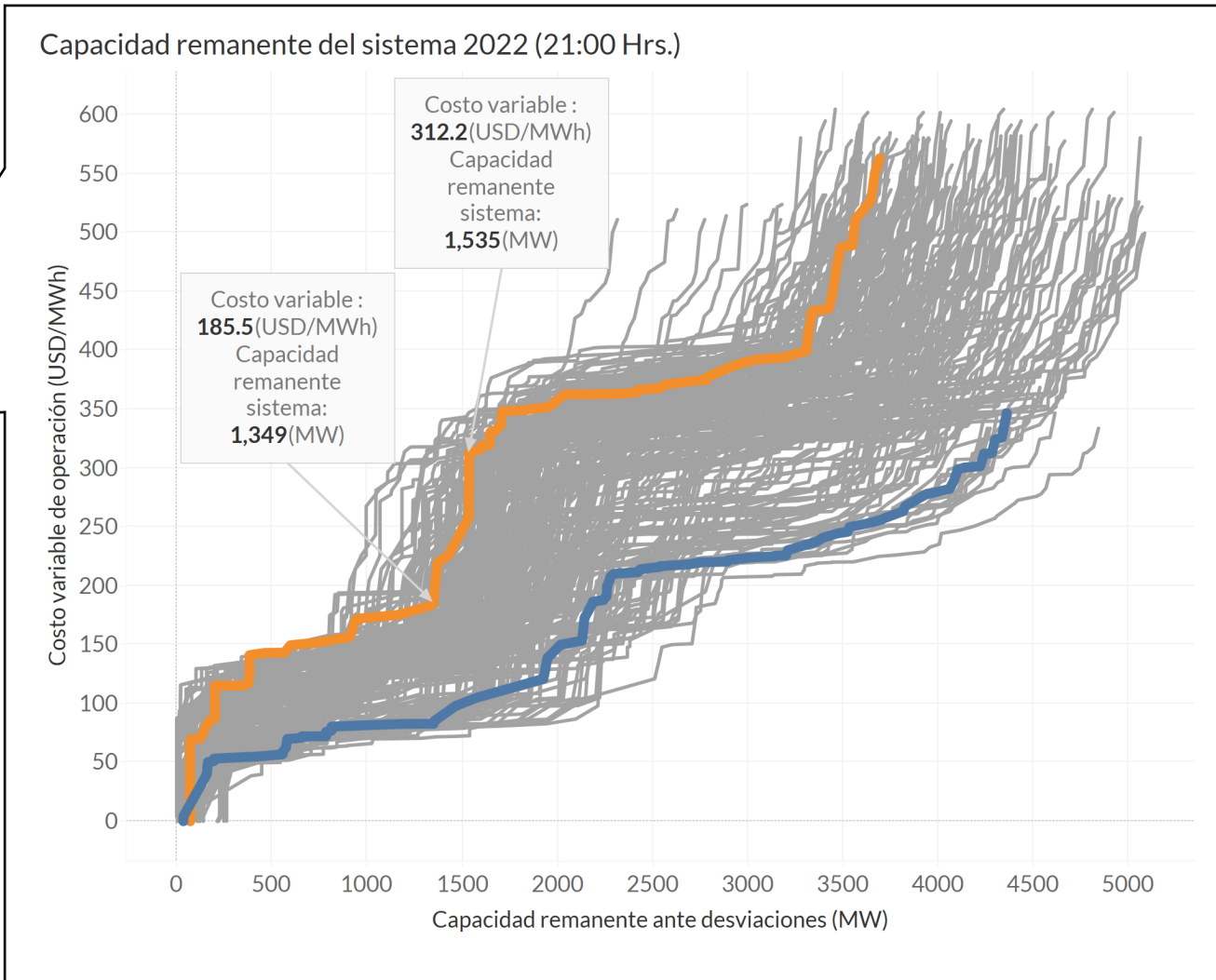


Cambios en la estructura del ⁵⁸⁷¹ inodú sistema producen mayor volatilidad de precios



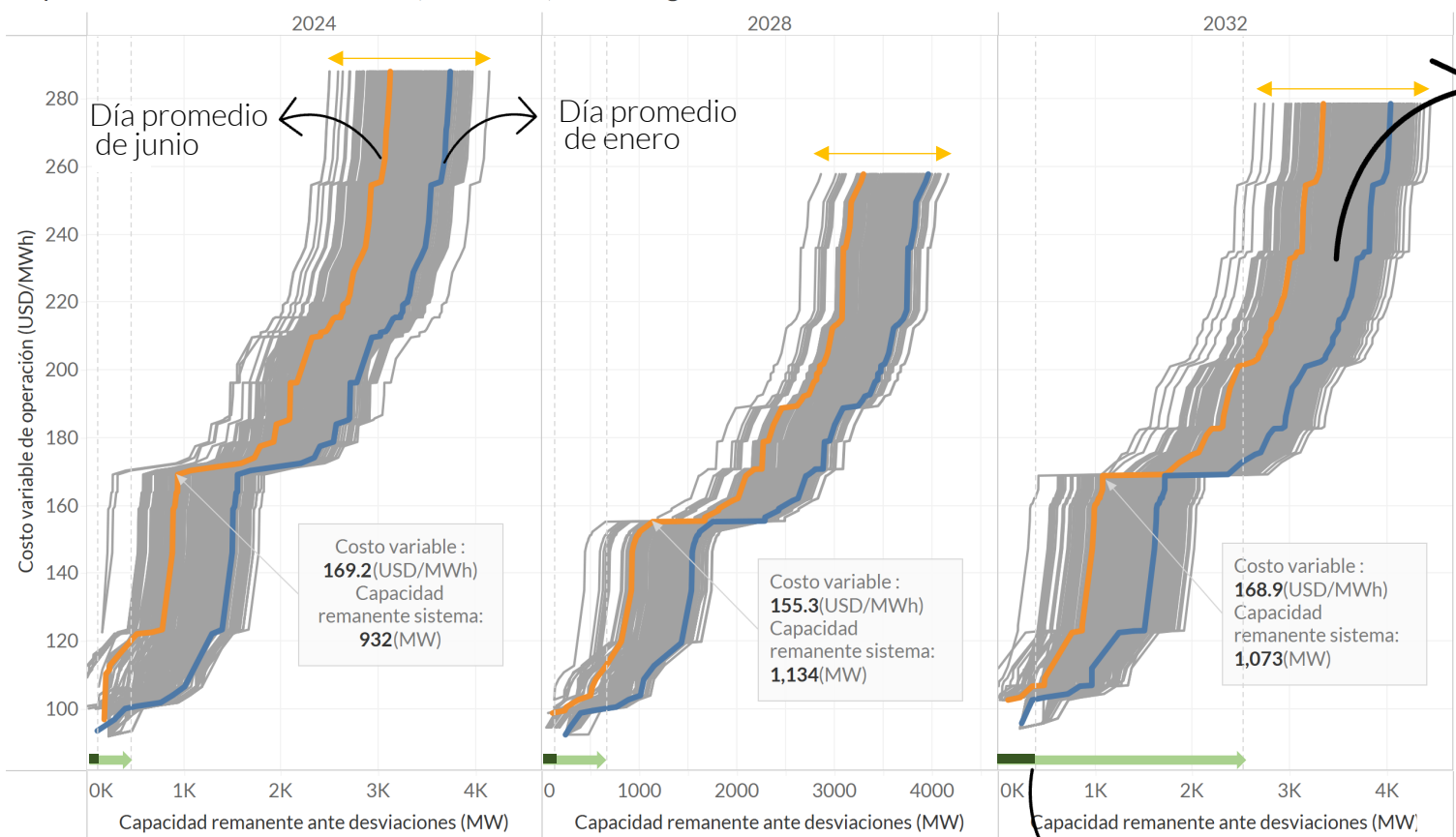


Dinámica del margen de reserva **inodú** (capacidad remanente para enfrentar desviaciones)



En el proceso de transición energética no sólo se reduce la capacidad remanente del sistema para responder a aumentos no programados de demanda neta; también se realiza un uso más dinámico del margen de reserva y, consecuentemente, se tiene una mayor volatilidad del costo marginal.

Capacidad remanente del sistema (21:00 Hrs.) - Hidrología seca



Mayor expectativa de alza de costos marginales ante aumentos de demanda neta no programada

- 1 La capacidad remanente tiende a aumentar durante los meses de verano y a reducirse durante los meses de invierno. Por lo tanto, la probabilidad de despacho a mayores costos marginales de lo programado aumenta durante el invierno.
- 2 Aumento y concentración de la capacidad instalada eólica aumenta el nivel esperado de desviaciones no programados de demanda neta en el sistema.
- 3 El retiro de unidades a carbón o el hecho que estén apagadas (necesidad de partida fría) producto de la pérdida de competitividad de generación a carbón (aumento de carbon tax) y mayor necesidad de despacho de gas para cubrir el menor despacho de carbón y la mayor variabilidad del sistema, reducen la capacidad del sistema para responder a desviaciones de demanda neta positivas.

Mayor expectativa de desviación eólica ante crecimiento de la capacidad instalada dentro de la zona de Taltal

Desviación esperada con déficit de generación solo respecto a capacidad eólica instalada en zona de Taltal		2024	2028	2032
■	Percentil 95	1,22	1,47	5,77
■	Percentil 5	0,52	0,63	2,46
■	Desviaciones percentil 95% (GW)	0,01	0,01	0,03



Dinámica del margen de reserva ⁵⁸⁷⁴ inodú (capacidad remanente para enfrentar desviaciones)

En general se tiene una escasa visibilidad y entendimiento de la estructura del sistema (y su desempeño) para enfrentar variabilidad no programada -- sus efectos económicos, de riesgo en comercialización, de competencia y confiabilidad de suministro.

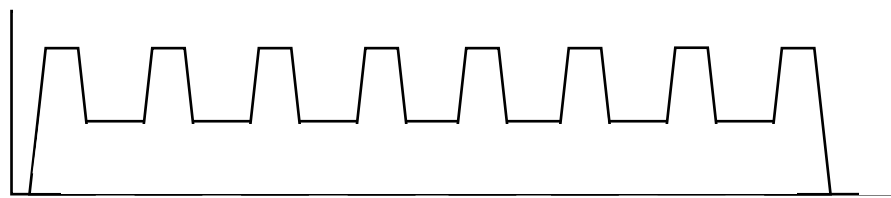
Mayor penetración de generación renovable demandará un uso más dinámico del margen de reserva (capacidad remanente para enfrentar desviaciones).

No se cuenta con objetivos de diseño del margen de reserva para que la dinámica operacional (y por lo tanto de precios y costos resultantes) favorezca una transición costo - eficiente

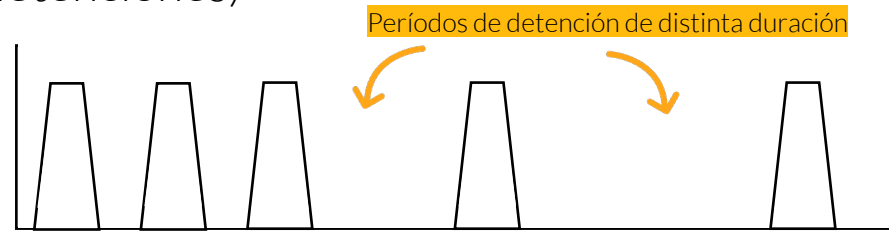
Distintos modos de operación de centrales térmicas

Nuevos modos de operación flexible junto a presión por reducir costos de mantenimiento aumentan pérdidas controlables en centrales térmicas y tasas de falla. Aumento de pérdidas controlables manteniendo consumos específicos reportados al CEN presiona los resultados de activos térmicos. Periodos de detención de distinta duración requieren distintas prácticas de conservación (layup), aumentan costos y merman operación flexible confiable.

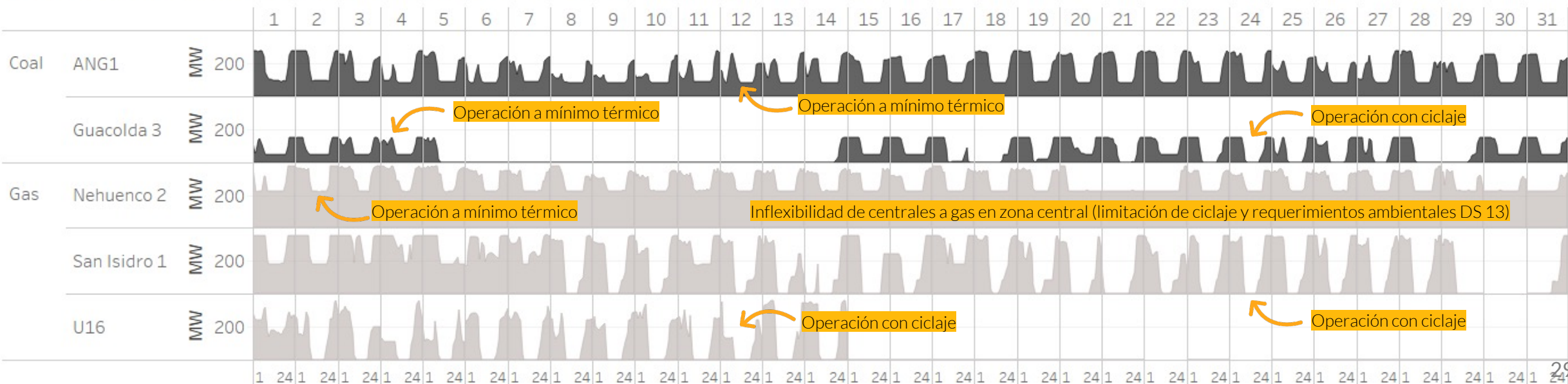
Operación a mínimo técnico durante algunas horas del día



Operación con ciclaje continuo (partidas y detenciones)



Operación de algunas unidades a carbón y gas durante octubre de 2022



En promedio, la tasa de indisponibilidad forzada observada de ciclos combinados en el SEN ha aumentado desde 3,8% en 2019 a 8,8% en 2022.

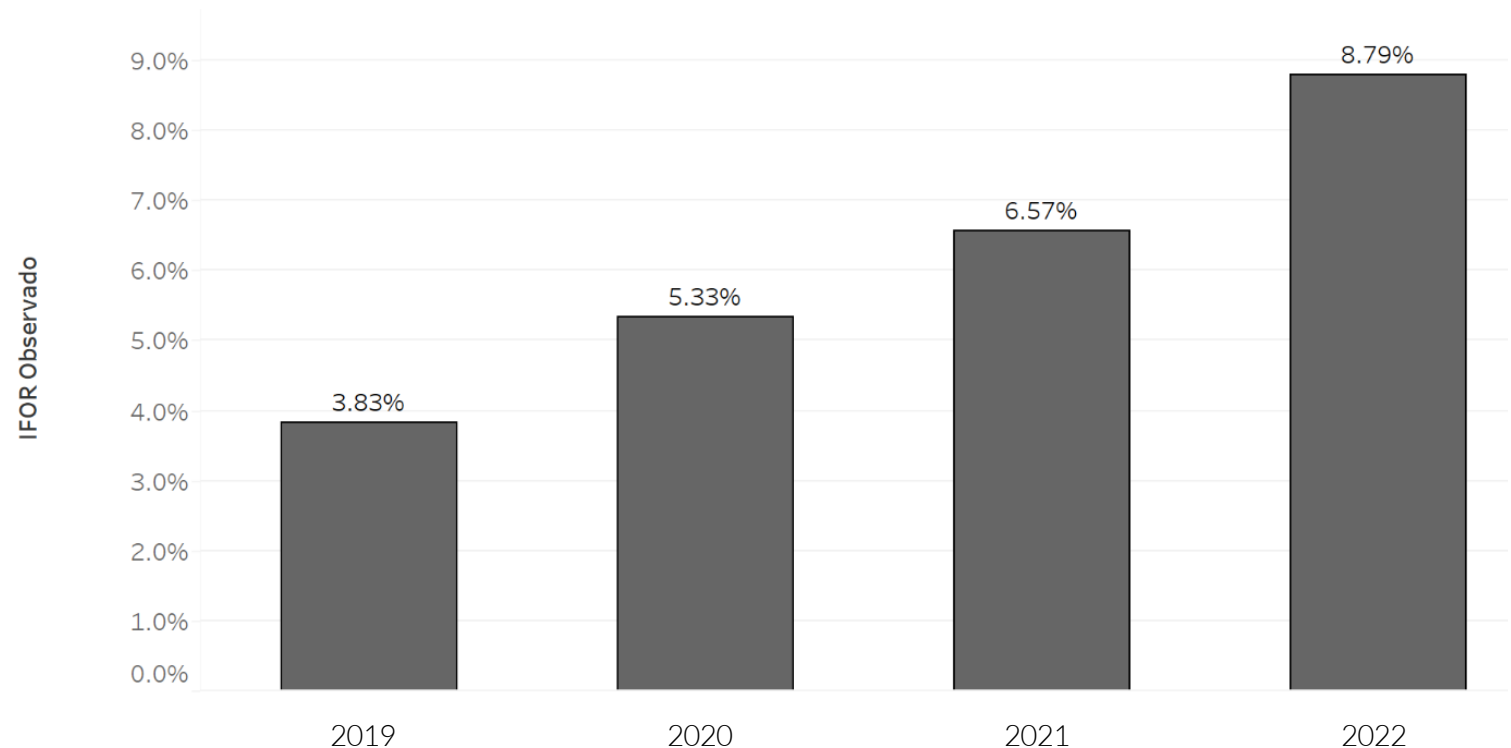
Los efectos acumulativos de desgaste pueden producir indisponibilidades y mantenencias no planificadas que pueden ser de alto costo para los operadores de las unidades.

En algunos casos, se ha estimado que las mantenencias no planificadas pueden significar alrededor de un 8% del costo de operación y mantenimiento, no combustible, planificado en unidades de ciclo combinado.

En casos particulares, se pueden producir fallas, de baja probabilidad, que pueden producir un impacto importante.

Indisponibilidad Forzada promedio anual de Ciclos Combinados

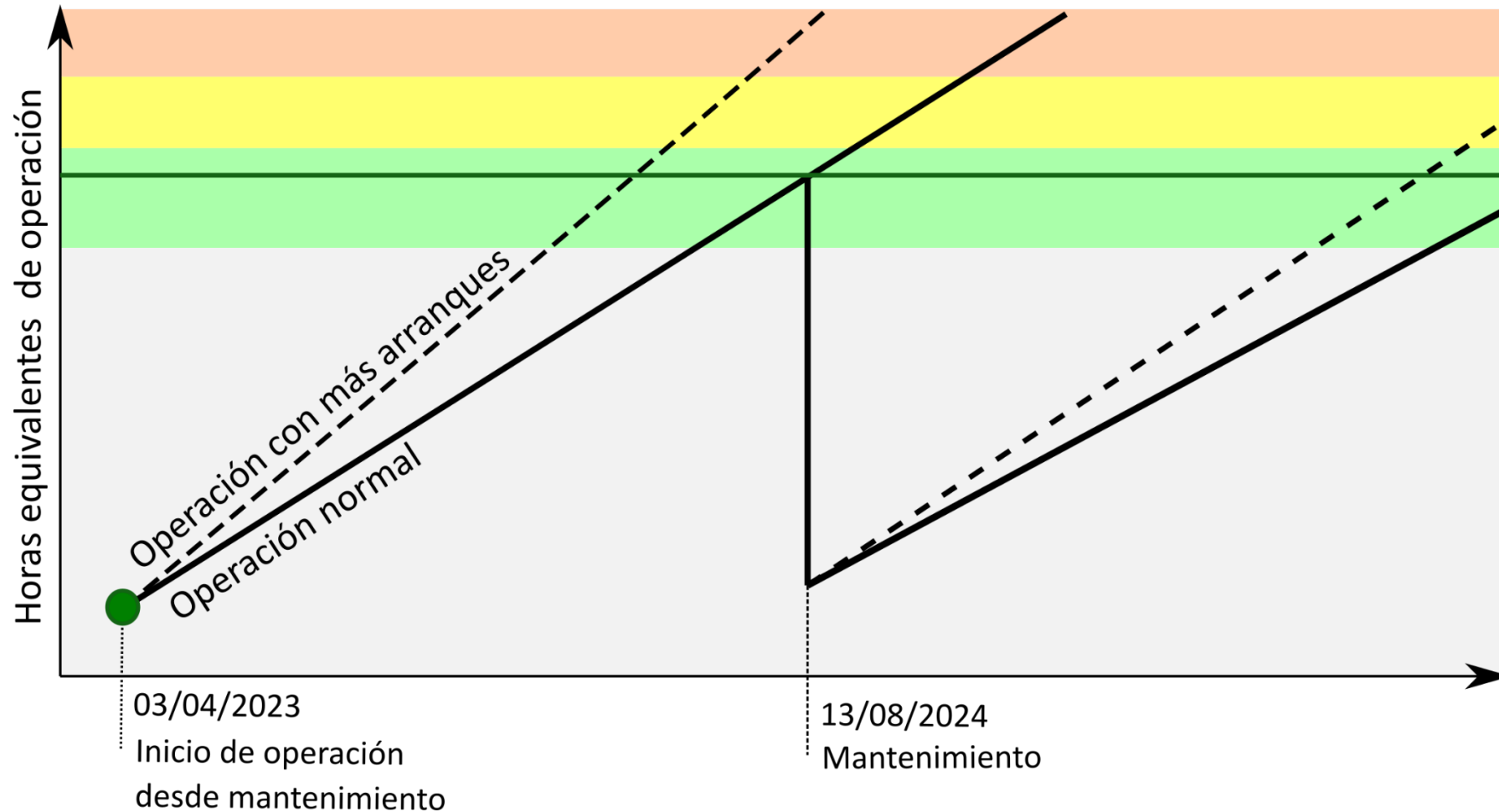
IFOR Observado por año - sin considerar declaración en presencia ni exceso de mantenimiento



Naturalmente menor factor de planta proyectado para las unidades induce a reducir costos de mantenimiento, sin considerar efectos de arranques y detenciones. No obstante, costos y frecuencia de mantenimiento aumentan.

Nuevos modos de operación, con arranques y detenciones frecuentes, adelantarán necesidad de mantenimientos (necesidad de monitoreo de HEO)

¿Cómo se mantiene operación confiable de activos térmicos en contexto de operación flexible más exigente y presión de contención de costos?



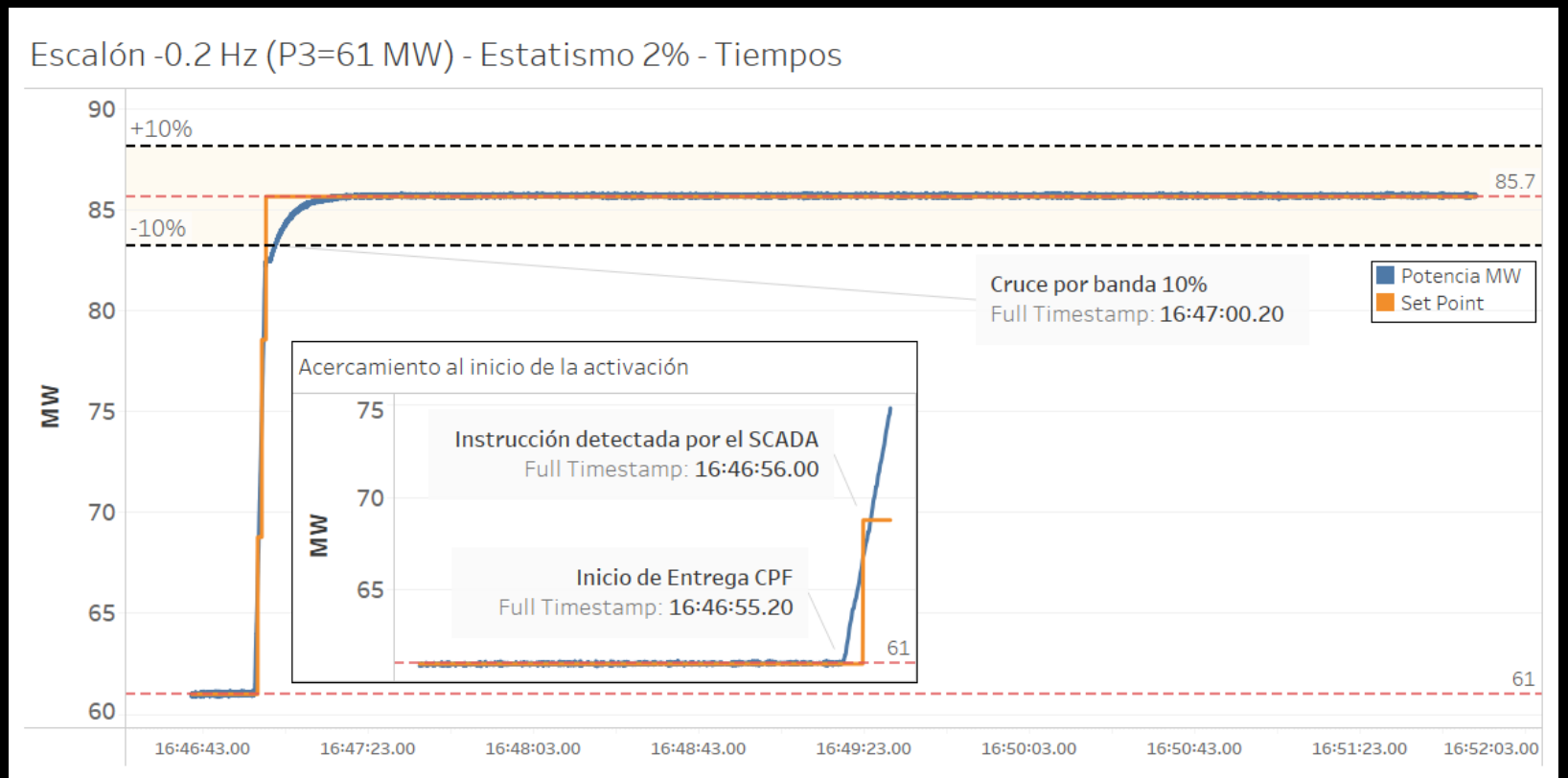
Generación basada en inversores puede proveer servicios complementarios en proceso de transición energética (control primario de frecuencia, control dinámico de tensión, etc)

Verificación y prestación efectiva de servicios está tomando más tiempo del deseado por falta de incentivos y/o asimetrías de información respecto de la contribución a reducción de costos sistémicos.

Servicios de mayor criticidad (grid forming) enfrentan mayores barreras por falta de estándares. IEEE 2800.2 debería estar disponible el 2025.

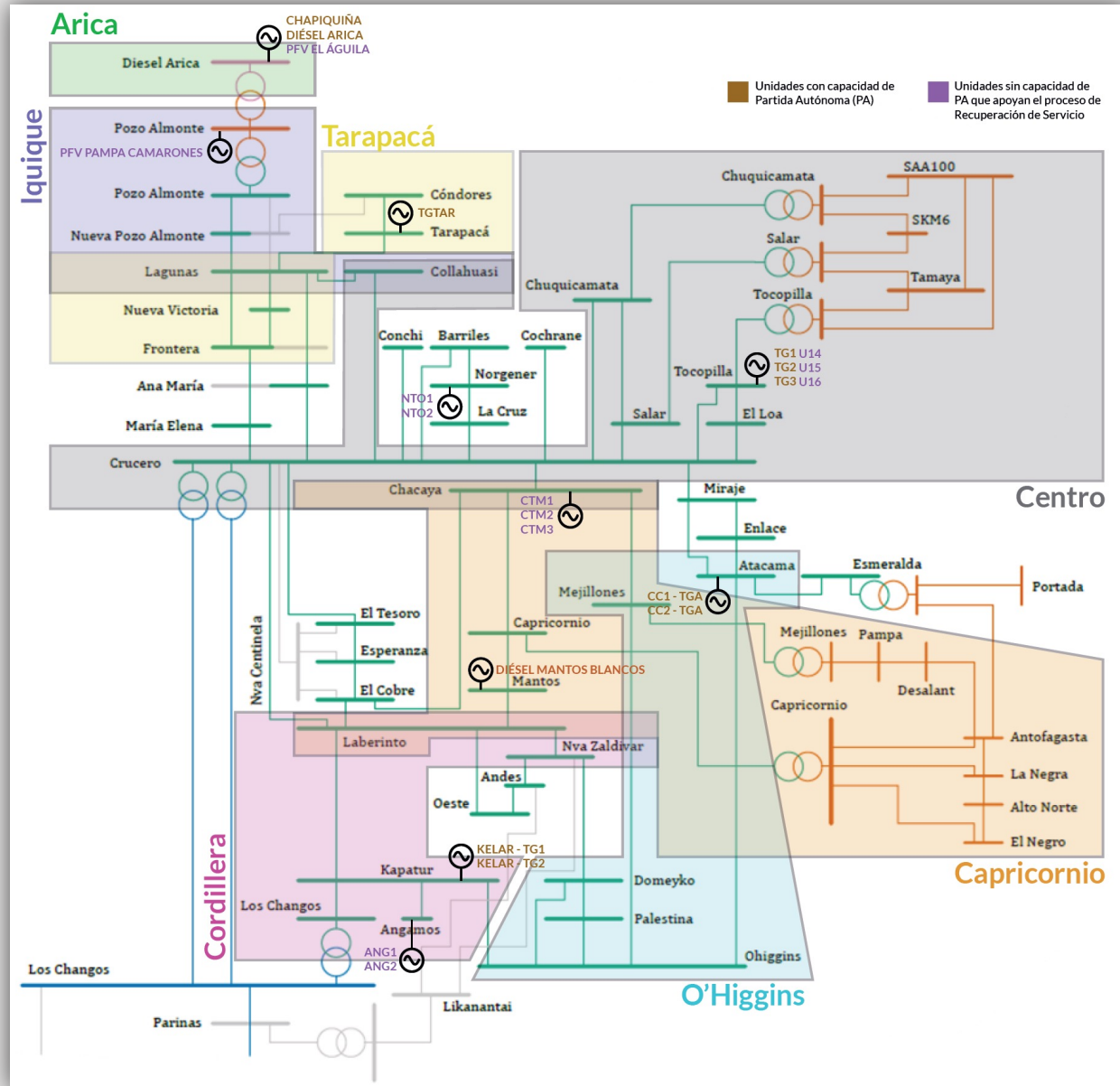
Caso Luz del Norte

https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/03/Informe_ensayos_LDN_SSCC_CPF.pdf



Necesidad de revisión del Plan de Recuperación de Servicio Norte Grande

Retiro de centrales a carbón y envejecimiento de unidades de ciclo combinado requerirá nuevos activos con funcionalidades similares



I Rol de centrales térmicas en PRS

En la medida que se retiran unidades térmicas y cambian modos de operación, cambian condiciones de reposición de servicio (por ejemplo: partida en frío de plantas térmicas tarda entre 3 – 5 veces más que partida en caliente).

Se requiere distinguir entre activos con servicio de “black-Start” y activos que apoyan el plan de recuperación de servicio.

II Desafíos con el retiro de centrales a carbón

Se requiere definir métricas que influncien el diseño de un plan de reposición de servicio en un contexto de descarbonización del sistema:

1. Estrategia de segmentación del sistema (áreas de control).
2. Tiempo esperado de reposición de servicio en cargas críticas.
3. Tiempo esperado de reposición de servicio a +80% de consumos (6 – 15 horas ha tomado en eventos internacionales seleccionados).
4. Funcionalidad de nuevas tecnologías y su participación en PRS.
5. Desplegar activos gestionables con mayor historial de performance en estas condiciones.

III Desafíos con mayor integración de ERV y definición de estándares para nuevas funcionalidades de unidades basadas en inversores

Se debe poner especial atención a los atributos de confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto en la medida que se introducen nuevos sistemas de generación de energía renovable variable; se retiran unidades a carbón; y las unidades a gas y carbón que quedan en operación son sometidas a modos de operación más exigentes.

El cambio en la composición de la matriz del sistema eléctrico chileno requiere de una perspectiva más robusta para asegurar que se están desarrollando los activos necesarios y prestando los servicios que permiten al sistema eléctrico en su conjunto operar con los objetivos de confiabilidad deseados.

En la medida que la transición energética se materializa con la adición de cantidades importantes de generación solar y eólica, junto al retiro de unidades térmicas, las consideraciones de planificación y programación de la operación se deben adaptar, poniendo énfasis en los servicios de seguridad y confiabilidad que viabilicen una transición confiable y económica.

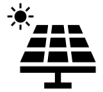
Como los distintos tipos de activos están interconectados en el sistema, los nuevos recursos – en su conjunto – deben tener la capacidad de control de frecuencia, voltaje y despacho gestionable confiable. Distintas tecnologías pueden contribuir a esos objetivos, incluyendo generación renovable variable basada en inversores (con los requerimientos apropiados); no obstante, la regulación y los mecanismos de mercado deben reflejar los requerimientos adecuados para asegurar que la oferta se desarrolle y mantenga los desempeños deseados en el tiempo.

En un contexto de transición energética, retiro de unidades térmicas y cambios de políticas de despacho se requiere una perspectiva integral del efecto que no sólo tiene el retiro de activos térmicos, sino también, el cambio de las políticas de despacho en los objetivos y herramientas con que cuenta el plan de reposición de servicio del SEN.

Es deseable contar con reserva para objetivos de resiliencia sistémica que no sólo contribuya a enfrentar desafíos de variabilidad de suministro que no pueden ser abordados con sistemas de almacenamiento de 2 – 5 horas de duración, sino también sea funcional al plan de reposición de servicio.

Transición del sistema hacia +80% renovables

Al 2034, se instalarían entre:



6.0 GW – 11.1 GW



10.8 – 14.0 GW



2.8 GW – 5.8 GW de 5 horas



Funcionalidades SSCC
bajos en emisiones



Reserva para resiliencia
sistémica +1,5 GW (*)?

Se evaluaron 4 escenarios que permitirían reducir emisiones totales entre 71 y 75% respecto de las emisiones proyectadas al 2023.

Dependiendo del escenario evaluado, se espera que la generación a gas natural alcance una participación de 7 a 12 TWh el 2025, 5 a 14 TWh 2028 y 3 a 10 TWh al 2030. A lo anterior hay que agregar necesidades de despacho no programados.

(*) Es necesario definir requerimientos de resiliencia

inodú

inodú