



Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile



COMPLEX
ENERGY
SYSTEMS
WORKSHOP



NOV 20, 2017 | FCFM, UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, CHILE



- **Contexto del mercado y evolución de las ERNC**
- **Efectos de las ERV**
- **Desafíos regulatorios**
- **Desafíos de modelación**
- **Reflexiones finales**

***ERV energías renovables variables**

***ERNC energías renovables no convencionales**



- **Contexto del mercado y evolución de las ERNC**
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales

Contexto actual



EN PORTADA

P Pulso | 3 Nov 2017

22

LATINAMÉRICA

Licitación eléctrica promedia récord de US\$32,5/MWh y Enel es el gran ganador

Enel Generación, que ofertó en conjunto con Enel Green Power, se adjudicó el 54% de lo ofertado a US\$34,7 MWh.

—Un nuevo récord de precio alcanzó la última licitación eléctrica para suministrar energía a los clientes regulados. En el proceso se ofrecieron 2.200 GWh/año de energía, para suministrar por 20 años a partir de 2024.

Y es que el precio promedio de adjudicación fue de unos US\$ 32,5/MWh, valor 31% menos de lo promediado en el concurso anterior y 75% bajo lo exhibido en 2013, cuando se registró un peak de US\$129 MWh.

En esta licitación, que contó con 24 oferentes, Enel Generación fue la única gran generadora que

En el caso de Enel Generación, desde la administración indicaron que suministrarán el contrato adjudicado con un mix nuevo y existente, que incluye energía eólica y solar —las que serán desarrolladas por Enel Green Power, brazo verde del controlador ENEL—, y energía geotérmica.

Para este último se pretende desarrollar la ampliación de Cerro Pabellón —sociedad en la que también participa Enap— que permitirá duplicar la capacidad de la central, agregando 50 MW a los que ya están en operación. Esta iniciativa tiene una inversión asociada de

Moro.

Desde el Gobierno, estimaron que este concurso destrabará inversiones por US\$1.000 millones, con la instalación de 500 MW; al tiempo que una vez en operación permitirá reducir los precios de la energía para los clientes regulados, entre ellos los residenciales. "Hoy el precio de la energía que están pagando los hogares es de US\$90 el megavatt hora, producto de contratos celebrados antes de este gobierno hasta el año 2014. Ahora, con esta licitación, esperamos que estos nuevos contratos vayan bajando paulatinamente a precios en

caída de 75% en los precios de las licitaciones durante este gobierno, al tiempo que destacó que el 100%

de la energía que se genera en el país será



NEGOCIOS

¿Fin del boom ERNC? Ingreso de proyectos sufre fuerte caída

A junio las iniciativas en el SEA suman US\$ 494 millones. En 2016 eran US\$ 22.500 millones. Bajos precios y problemas de financiamiento para conseguir contratos explican la situación.

Guillermo Cerbasi
La energía eólica convencional ha perdido terreno en los últimos meses y en los últimos meses del año se espera que la inversión en este sector se reduzca considerablemente.

Las restricciones que complican al creciente mercado de energías renovables

Autor: F. González / G. Álvarez

Según el CDEC-SIC, capacidad del sistema transmisión en la zona norte es el principal factor.

ECONOMÍA Y NEGOCIOS

» online

Noticias » Mercados » Indicadores » Finanzas Personales » Emprendedores y Empresas »



Dólar Obs: \$ 630,81 | -0,18% IPSA 0,76%
Fondos Mutuos

UF: 26.624,58
IPC: -0,20%

FONDOS MUTUOS

Distribuidoras reciben 24 ofertas en licitación de suministro de 2.200 GWh a partir de 2023

miércoles, 11 de octubre de 2017

Economía y Negocios Online
Valor Futuro

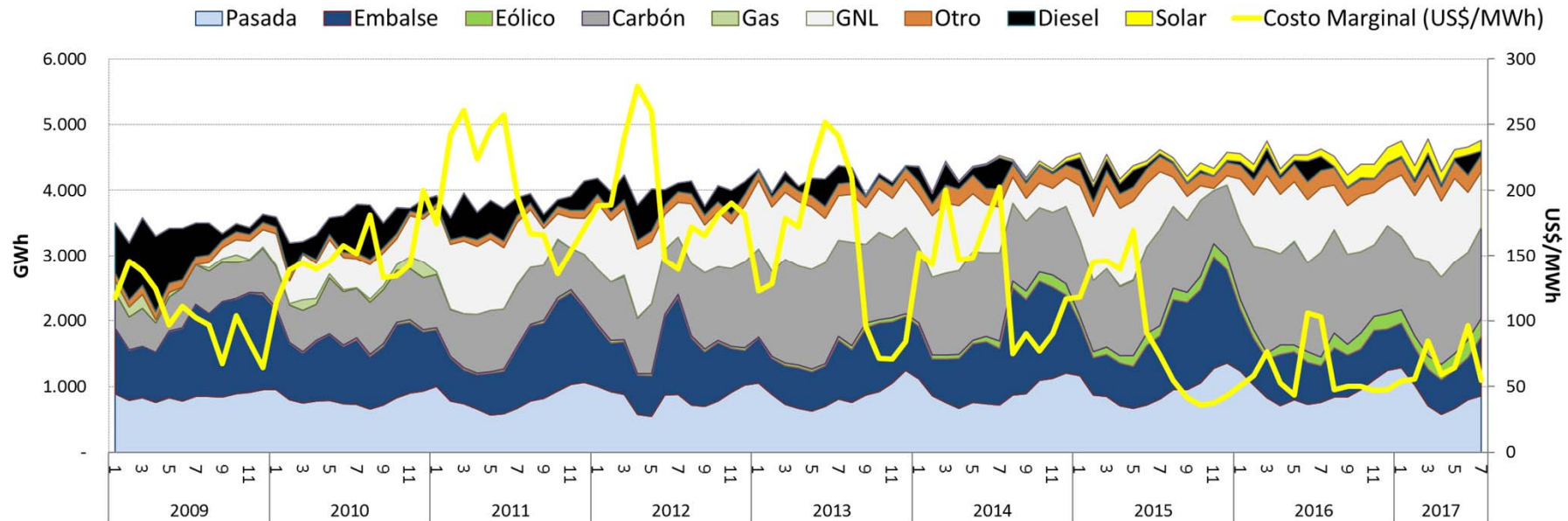
El acto público de adjudicación está previsto para el viernes 3 de noviembre, en caso de finalizar en primera etapa.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) confirmó este miércoles que las distribuidoras recibieron un total de 24 ofertas en la licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, que adjudicará 2.000 GWh/año a partir del 2023.

Twitter

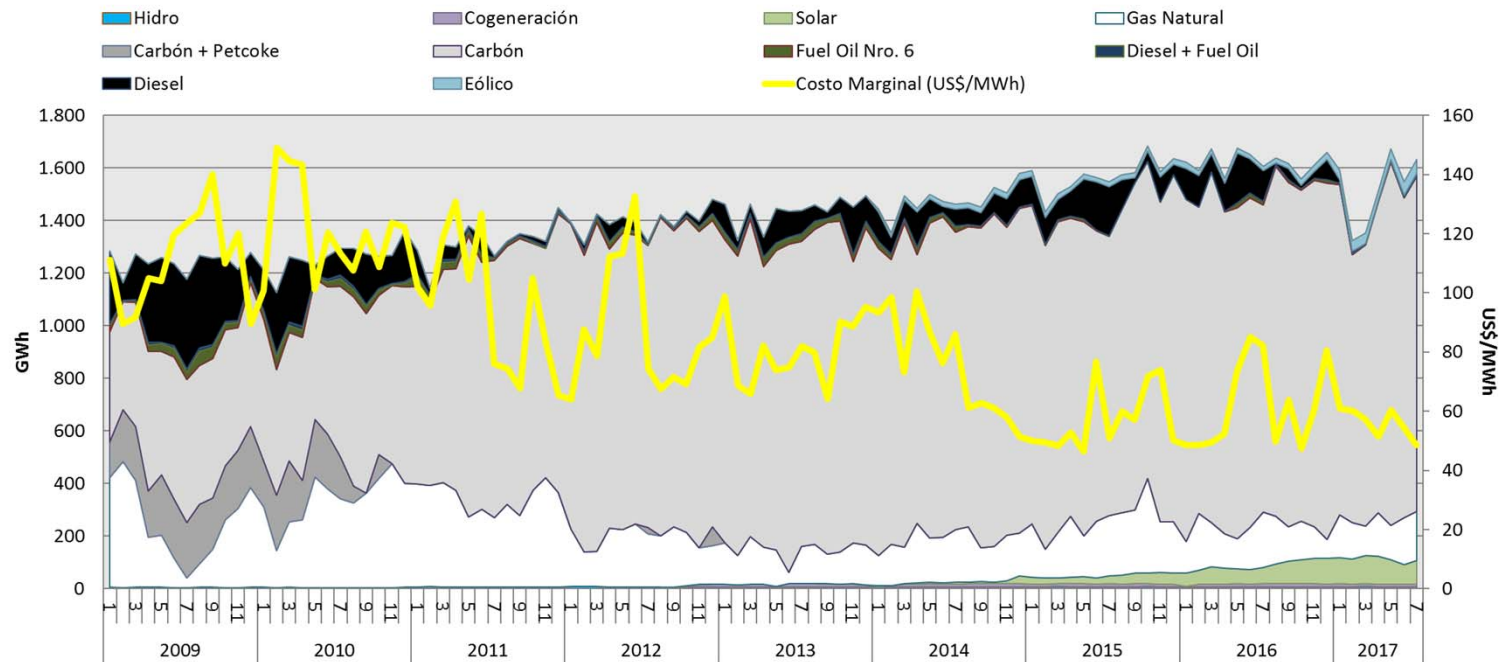


■ Mercado Eléctrico en el SIC



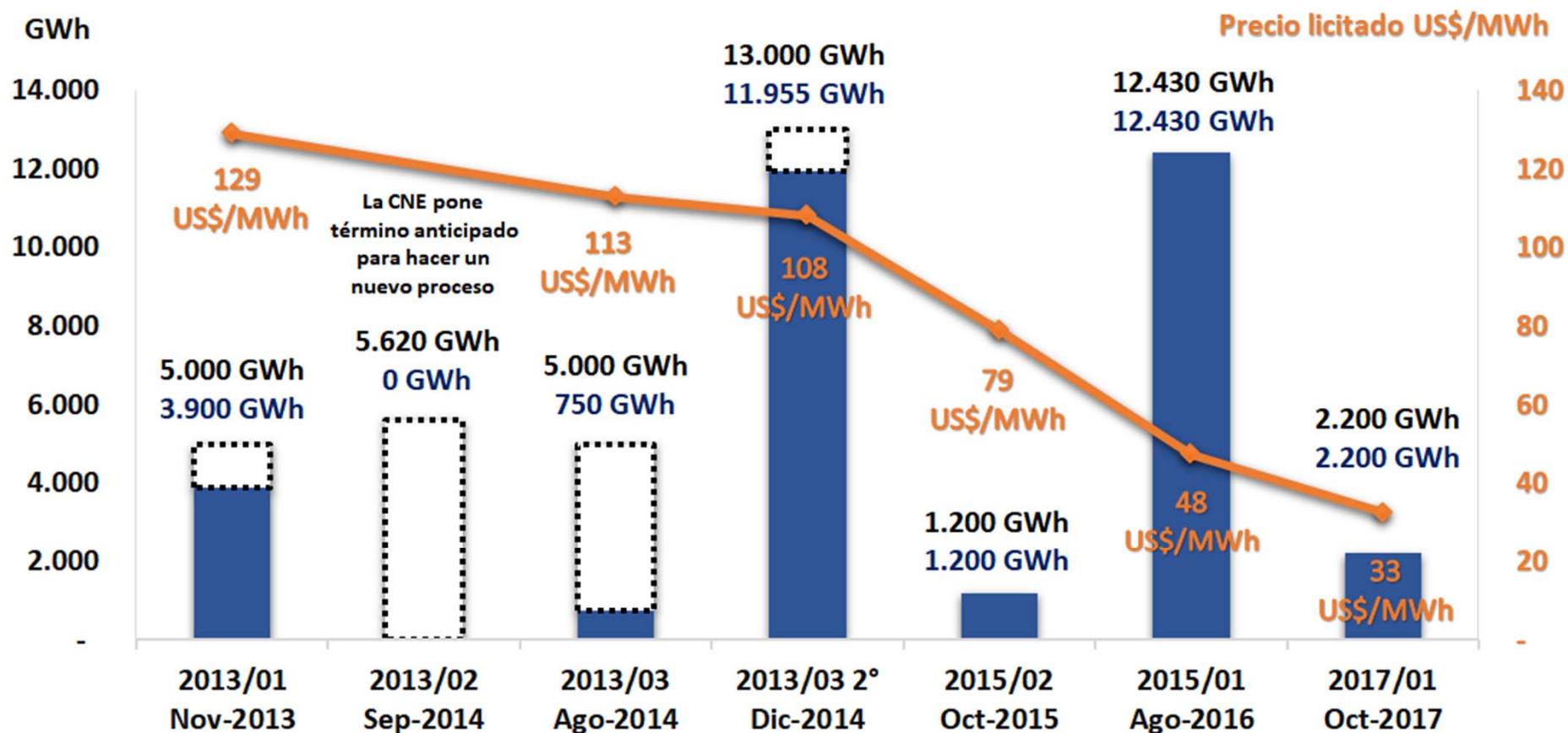
- En los últimos 5 años, la generación solar y eólica han incrementado su participación un 4% cada una.
- Para el mismo periodo, la generación a carbón ha incrementado un 3% y la GNL no ha variado.
- La generación hidráulica ha disminuido un 7%.
- El costo marginal promedio ha registrado una reducción aproximada de **68%** en los últimos cinco años, de 194 US\$/MWh a 61 US\$/MWh.

■ Mercado Eléctrico en el SING:



- La generación solar y eólica han incrementado su participación en un 3% y 6% respectivamente, para el mismo período.
- En los últimos 5 años, la generación GNL ha disminuido su participación en un 5%.
- El costo marginal promedio se ha reducido aproximadamente en un **34%** en los últimos cinco años.

Contexto actual

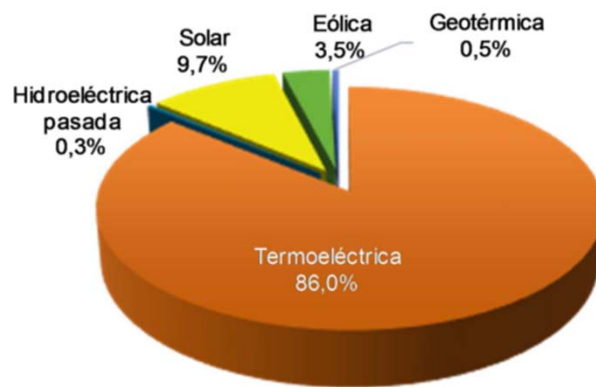


*Los montos adjudicados y la energía total licitada corresponden a la suma de las componentes base + variable.

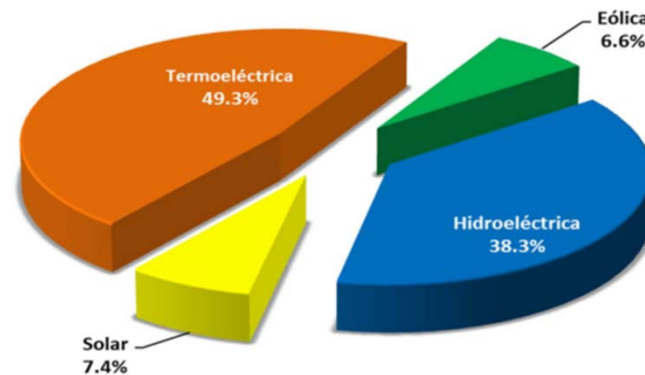
Contexto actual



- Capacidad instalada de generación del Sistema Eléctrico Nacional a marzo 2017



ERV SING: 759 MW
Total SING: 5.752 MW



ERV SIC: 2.436 MW
Total SIC: 17.399 MW

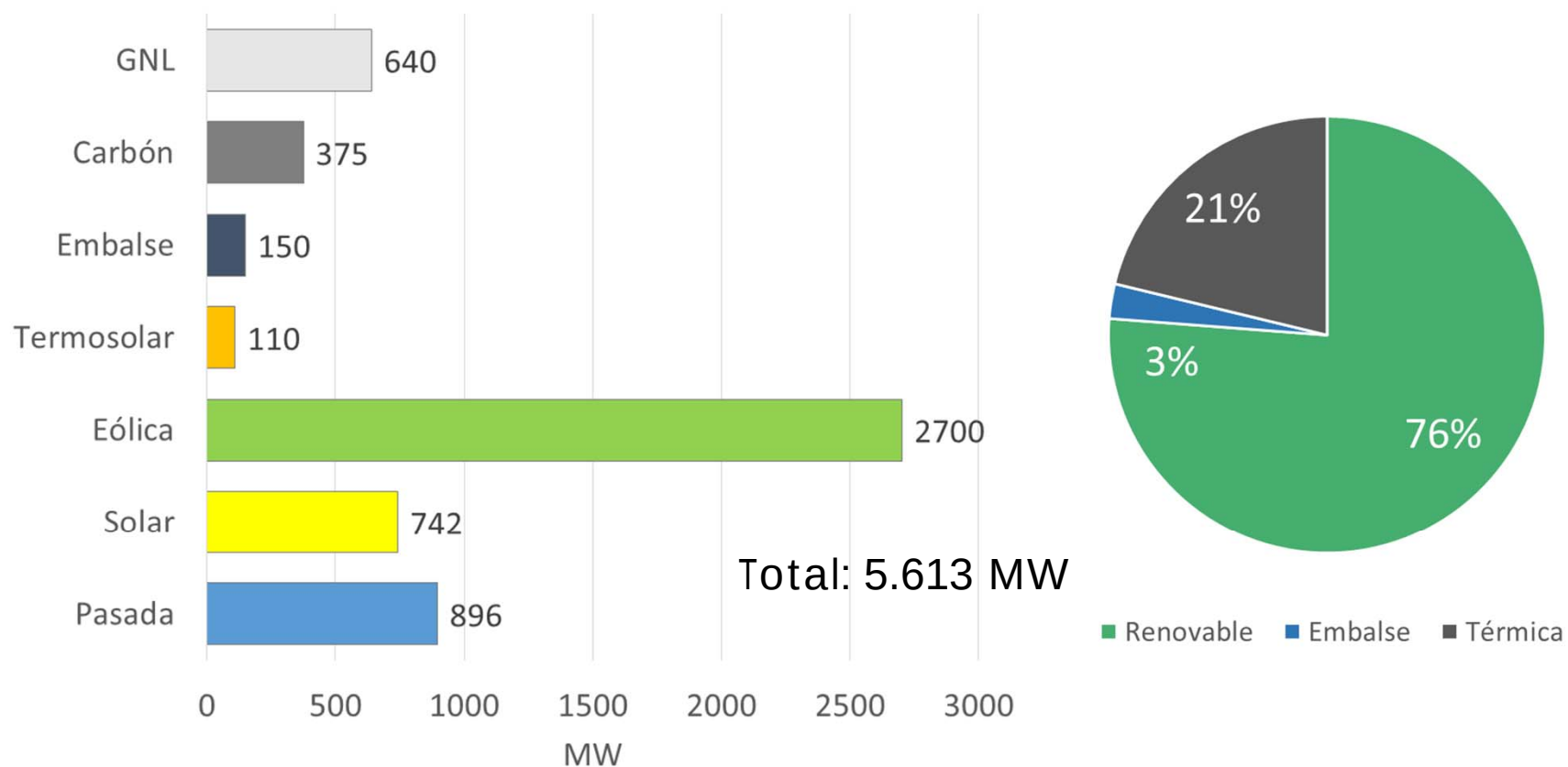
Total ERV SING + SIC ~14%
(energía renovable variable,
i.e., solar y eólica)

Fuente: Informe Mensual Marzo 2017 – Coordinador Eléctrico Nacional

Perspectivas de mediano plazo



- Capacidad instalada de nuevas centrales periodo 2017 a 2022 – SEN

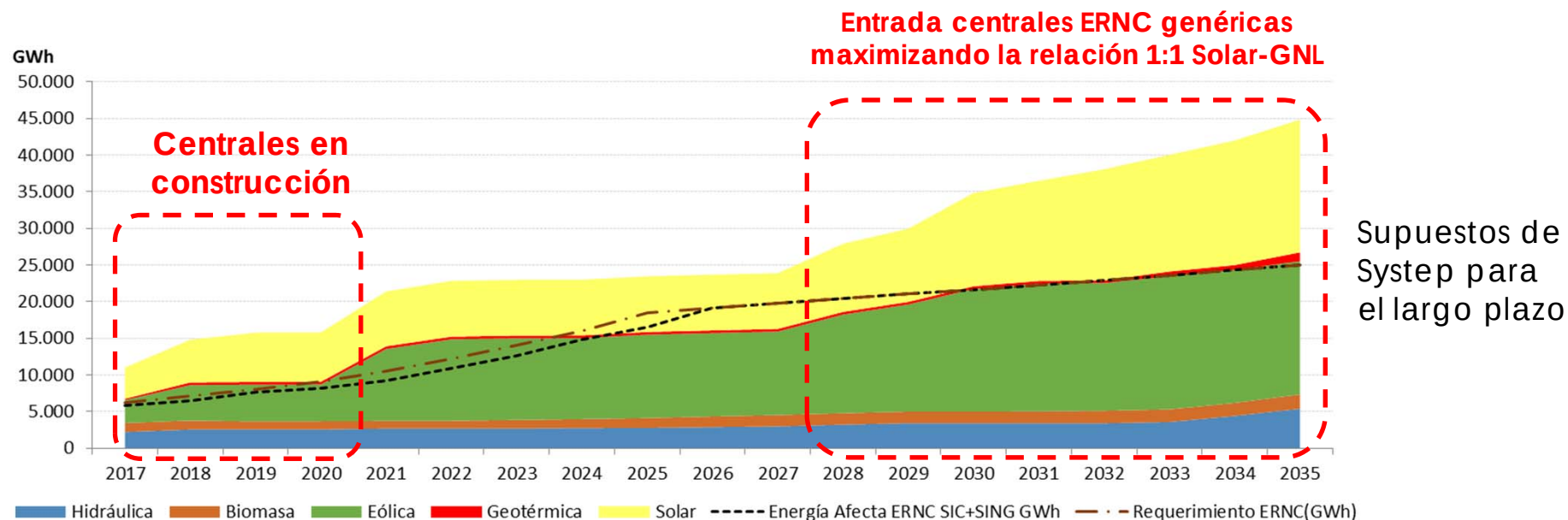


Fuente: SysteP, 2017

Perspectivas de mediano y largo plazo



Caso base: El cumplimiento del requerimiento ERNC es excedido hasta el año 2034 sólo considerando las unidades existentes y en construcción

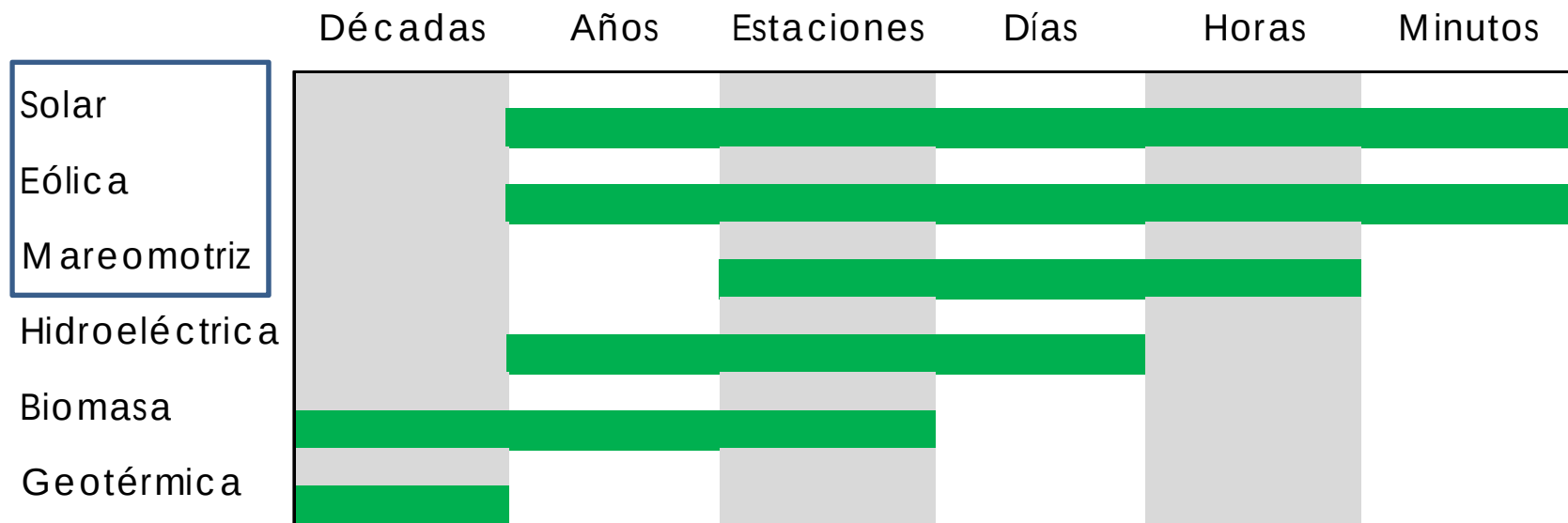


Fuente: Systepl, 2017



- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- **Efectos de las ERV**
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales

Gran variabilidad diaria-horaria

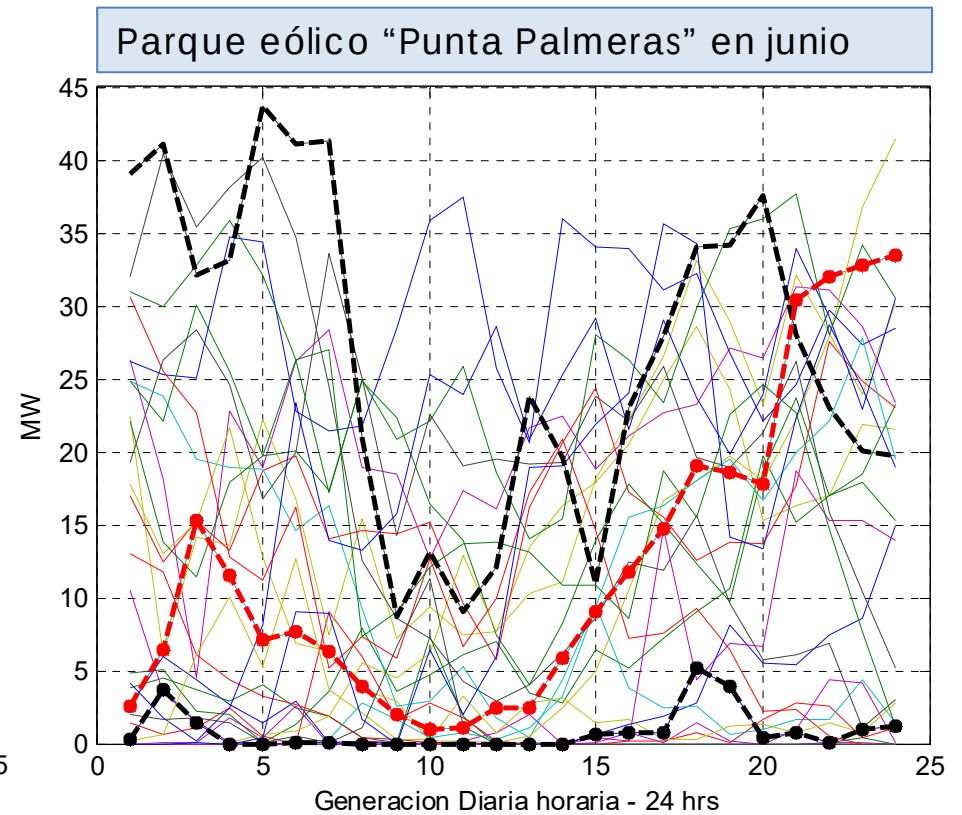
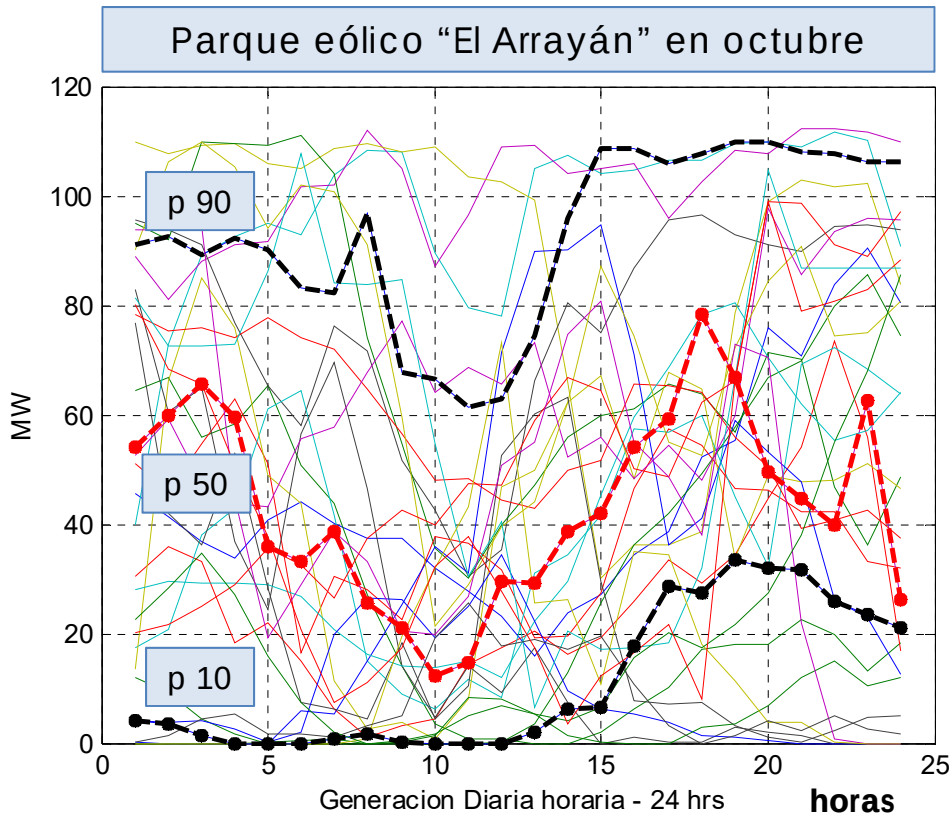


Escalas de tiempo de los ciclos naturales de las energías renovables

Efectos de las ERV



- Variación diaria de la generación eólica durante un mes – datos reales



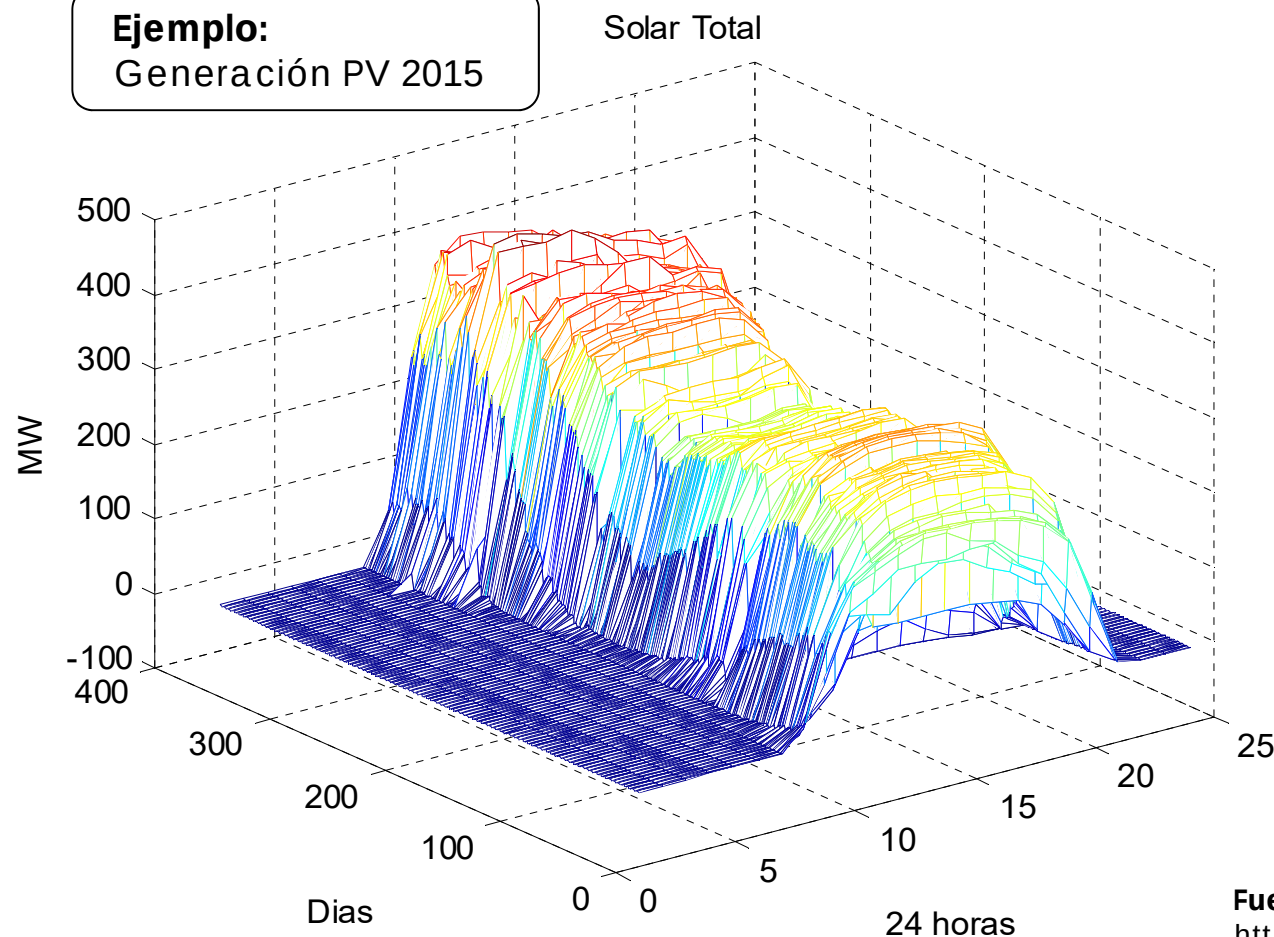
Fuente: Generación Real Horaria 2016,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV



- Generación ERV varía a lo largo del día

Ejemplo:
Generación PV 2015



Disminución de la generación para enfrentar las rampas solares en la mañana.

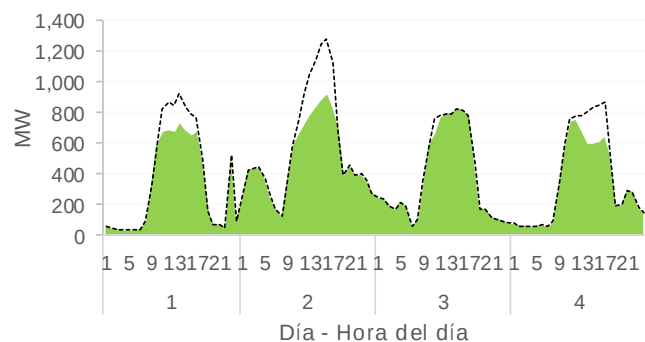
Aumento de la generación en la tarde para respaldar disminución de la generación solar

Fuente: Generación Real Horaria 2015,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV

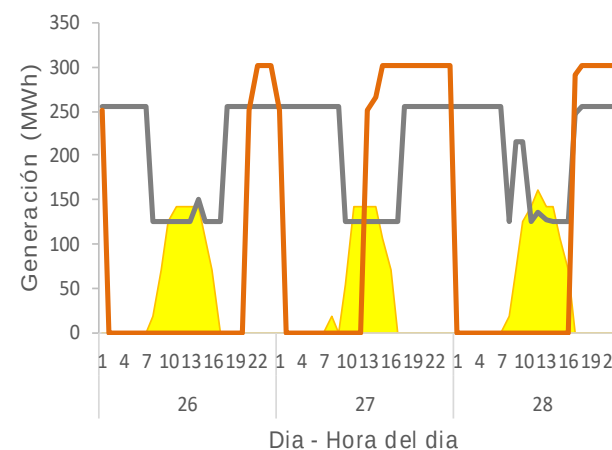


Vertimiento

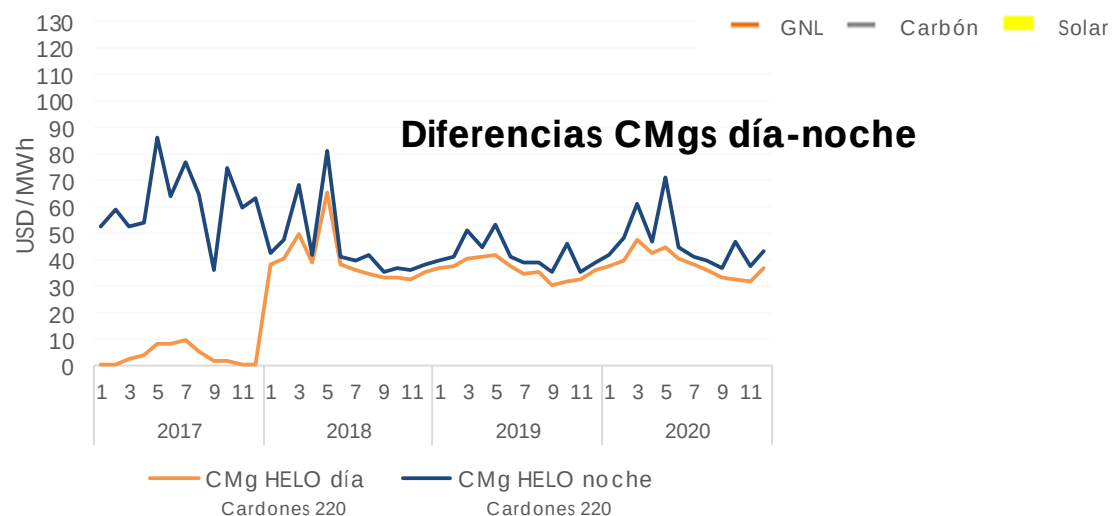


■ Generación ERNC SIC-norte Potencia máxima
Proyección de 2016 para mes tipo

Ciclado



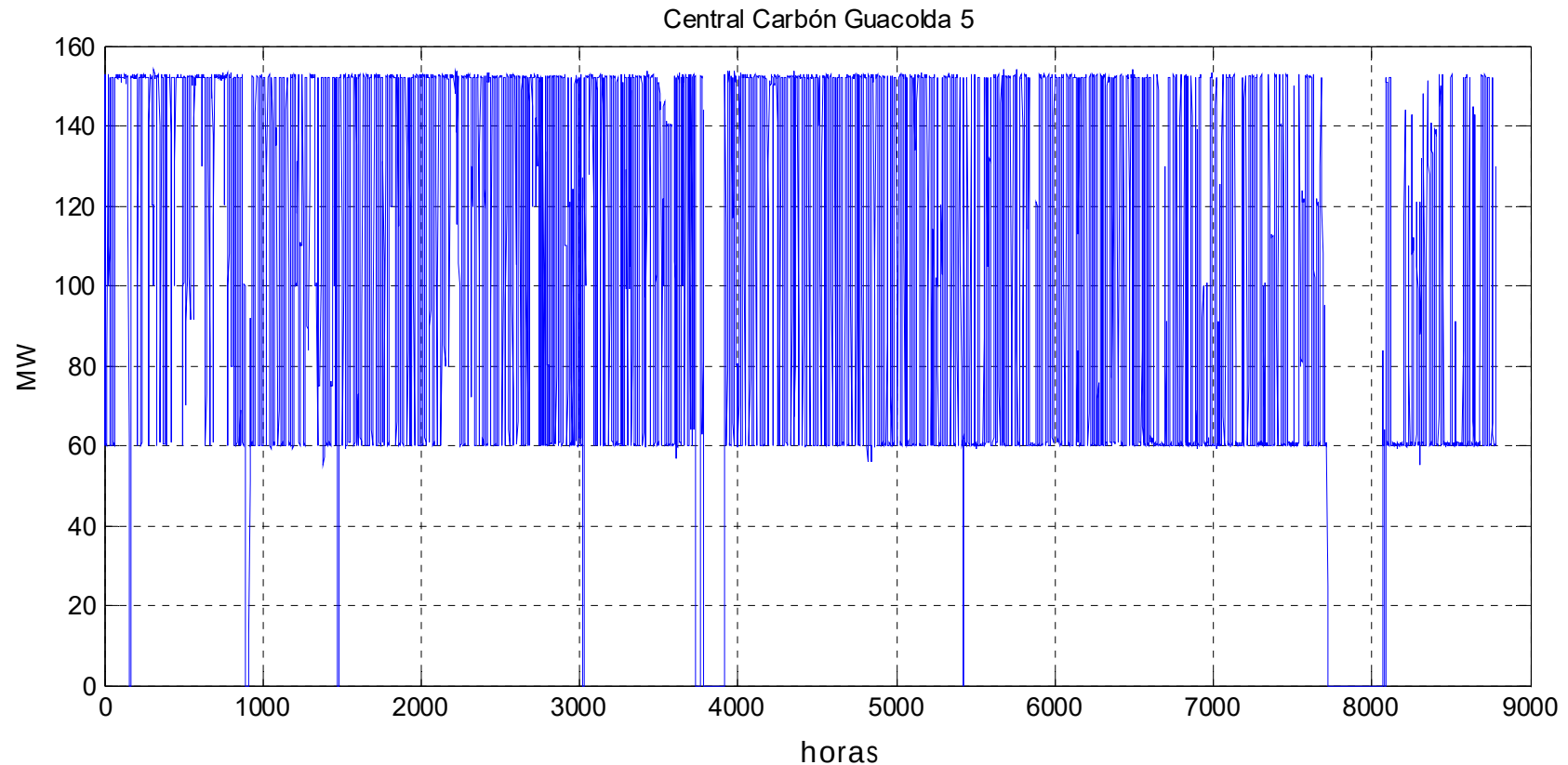
Día - Hora del día



Efectos de las ERV



- Generación real de la central a carbón Guacolda 5 durante 2016



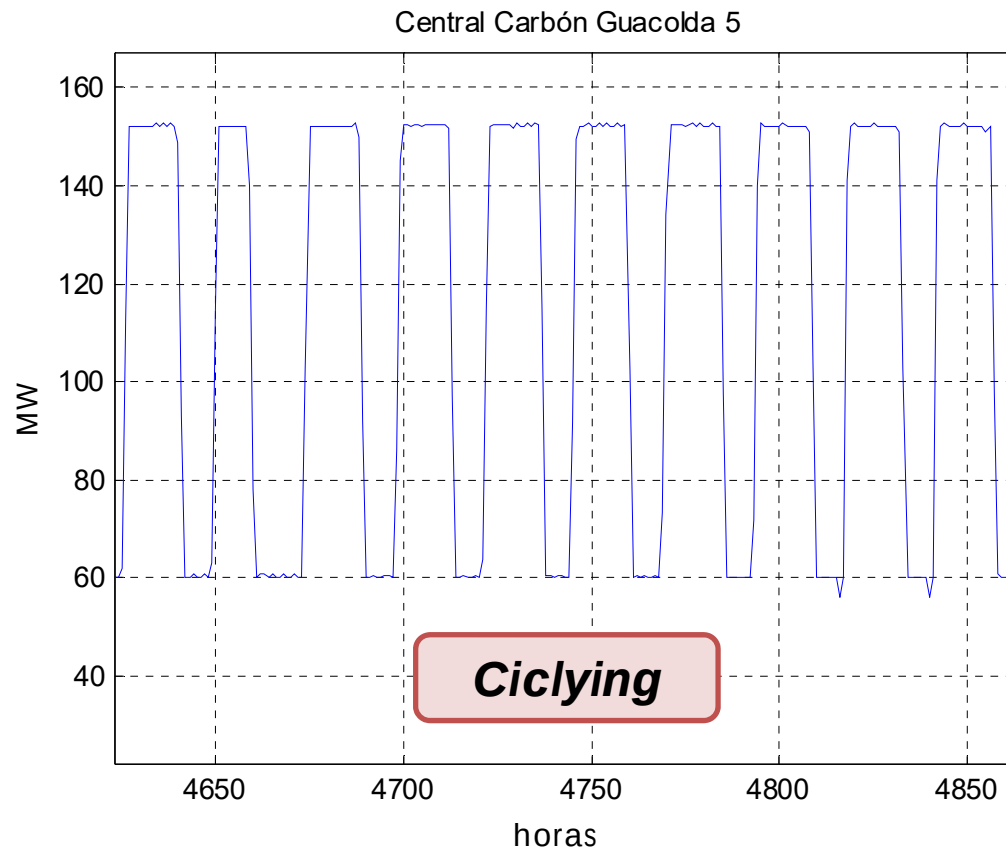
Múltiples periodos de potencia a mínimo técnico
¡No parece una central de base!

Fuente: Generación Real Horaria 2016,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV



- Zoom a la generación de Guacolda 5, en horas de julio 2016

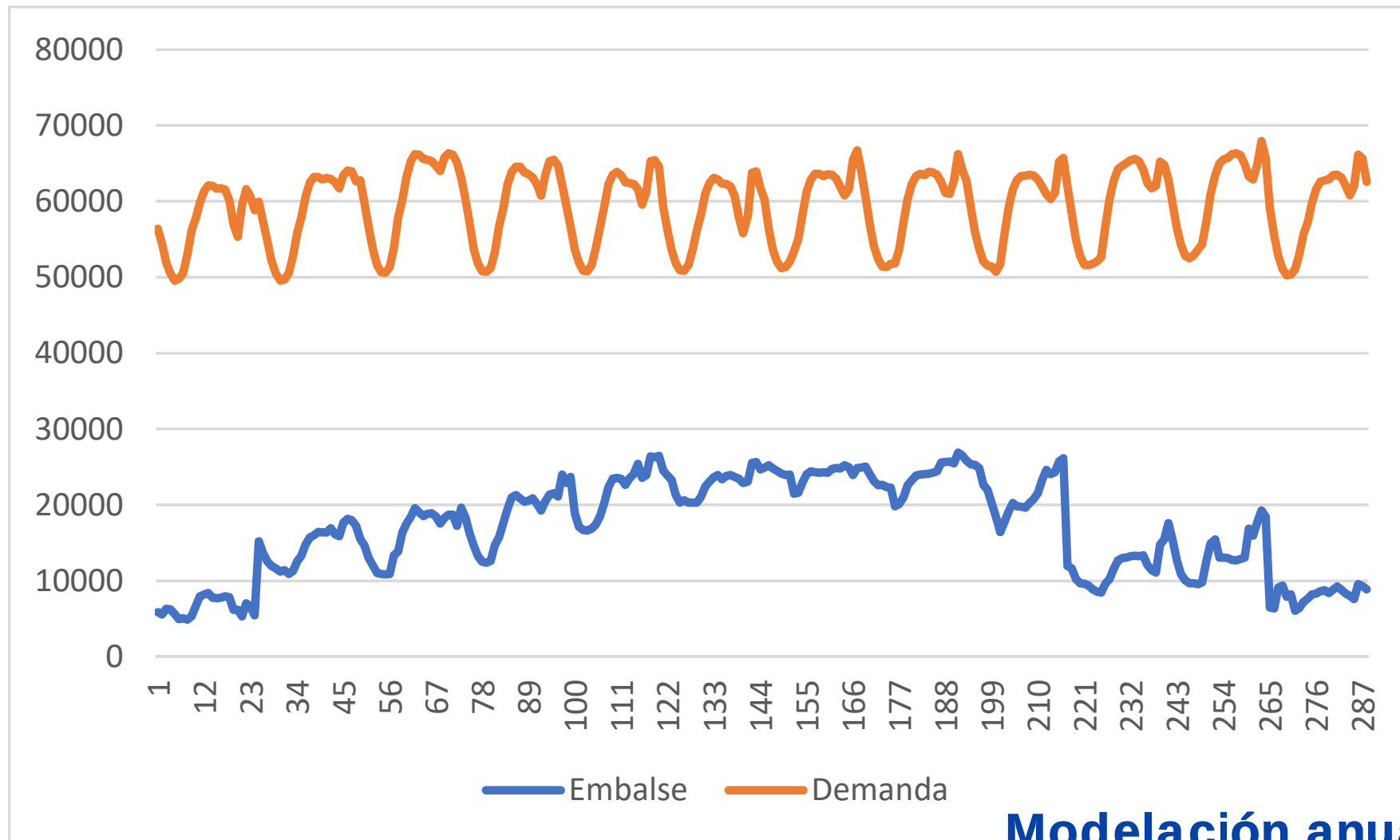


Algunas métricas relevantes:

- **3088** horas a mínimo técnico
- **344** ciclos (de potencia nominal a potencia mínima)
- En promedio **9 horas** a mínimo técnico en cada ciclo.

Efectos de las ERV

Respuesta de embalses - sigue a demanda



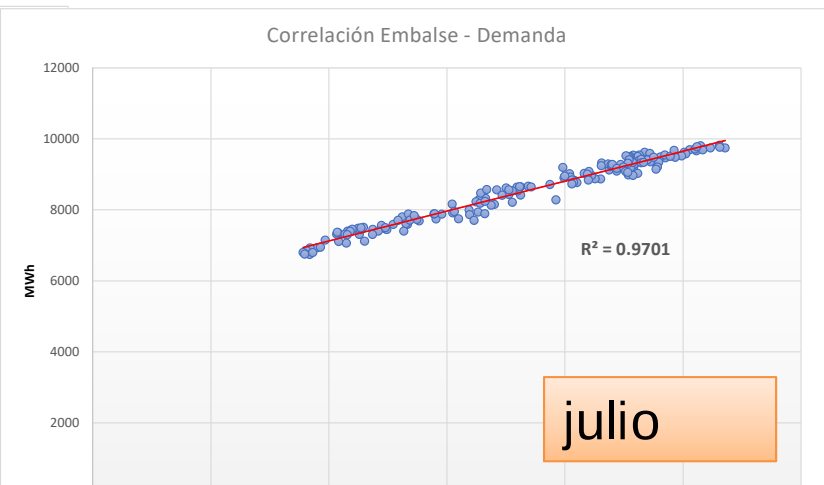
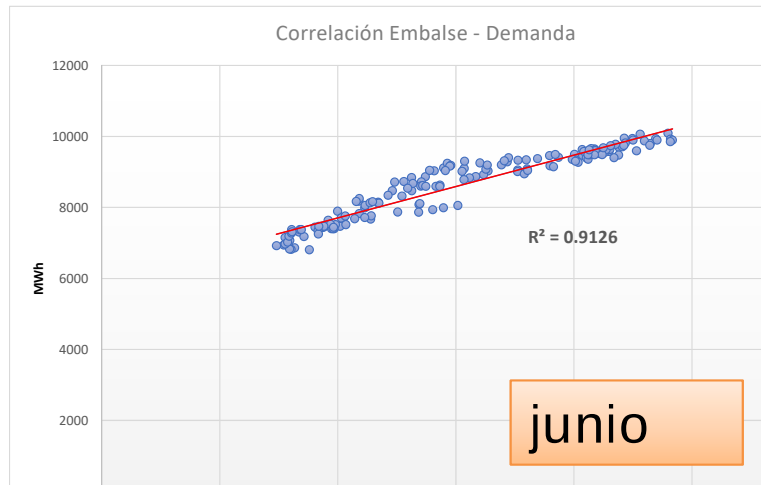
Modelación anual

Efectos de las ERV

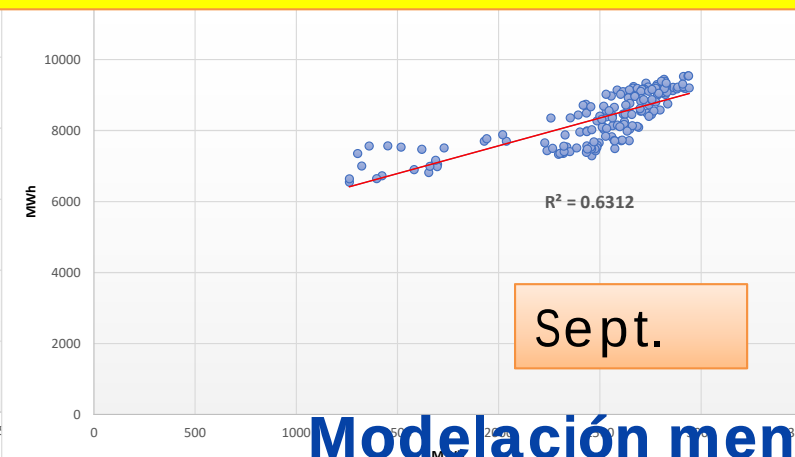
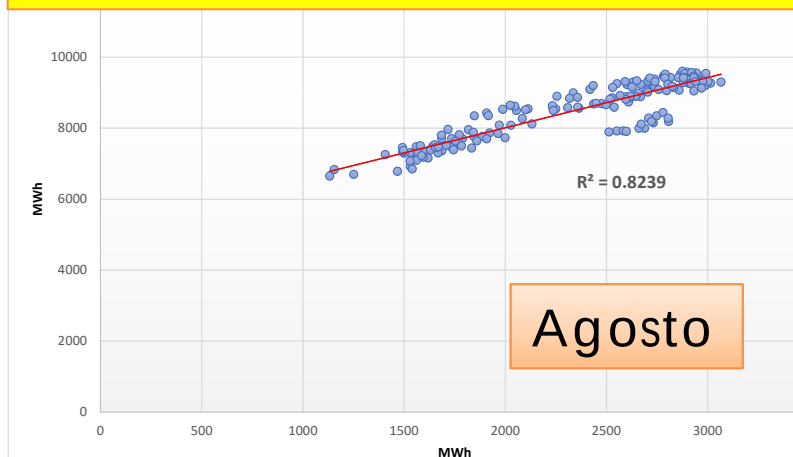
Respuesta de embalses - sigue a demanda



Ejemplos



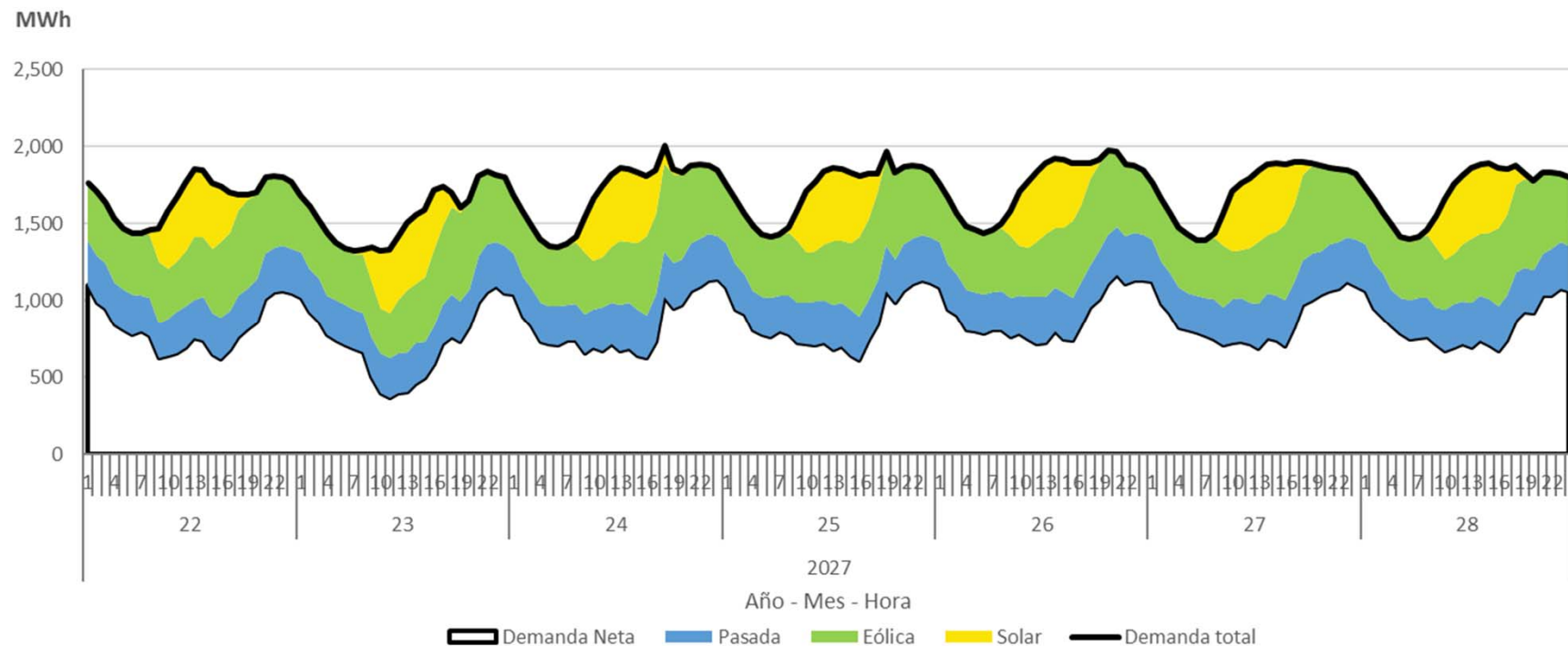
El agua disponible es una fuente relevante de flexibilidad de nuestro sistema



Modelación mensual

Efectos de las ERV

Carbón y embalses ajustándose a demanda



Efectos de las ERV

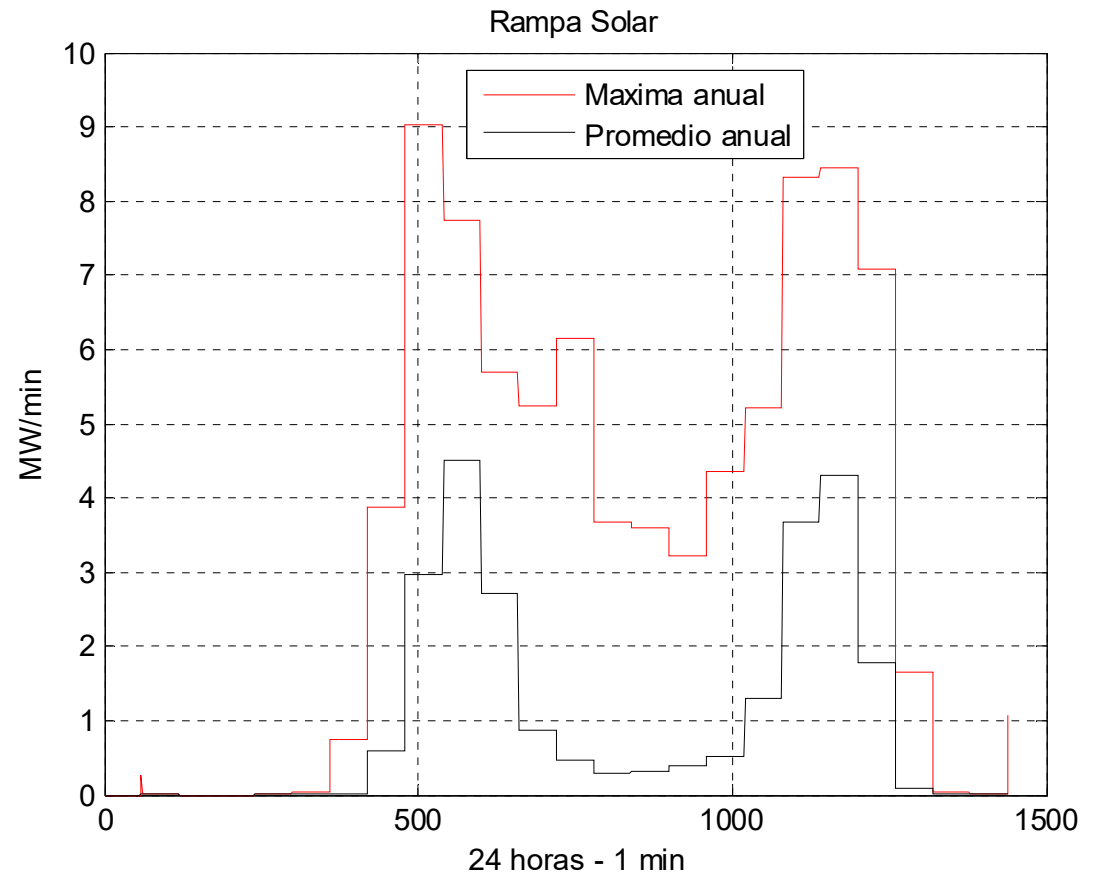
Expansión de la generación



- Las rampas de aumento y caída solar deben ser compensadas por generación térmica (GNL).

Si el máximo es 1000 MW solar, la rampa máxima observada es de 11 MW/min

Se requieren los mismos 1000 MW con GNL, para que las unidades sean capaces de tomar dicha carga

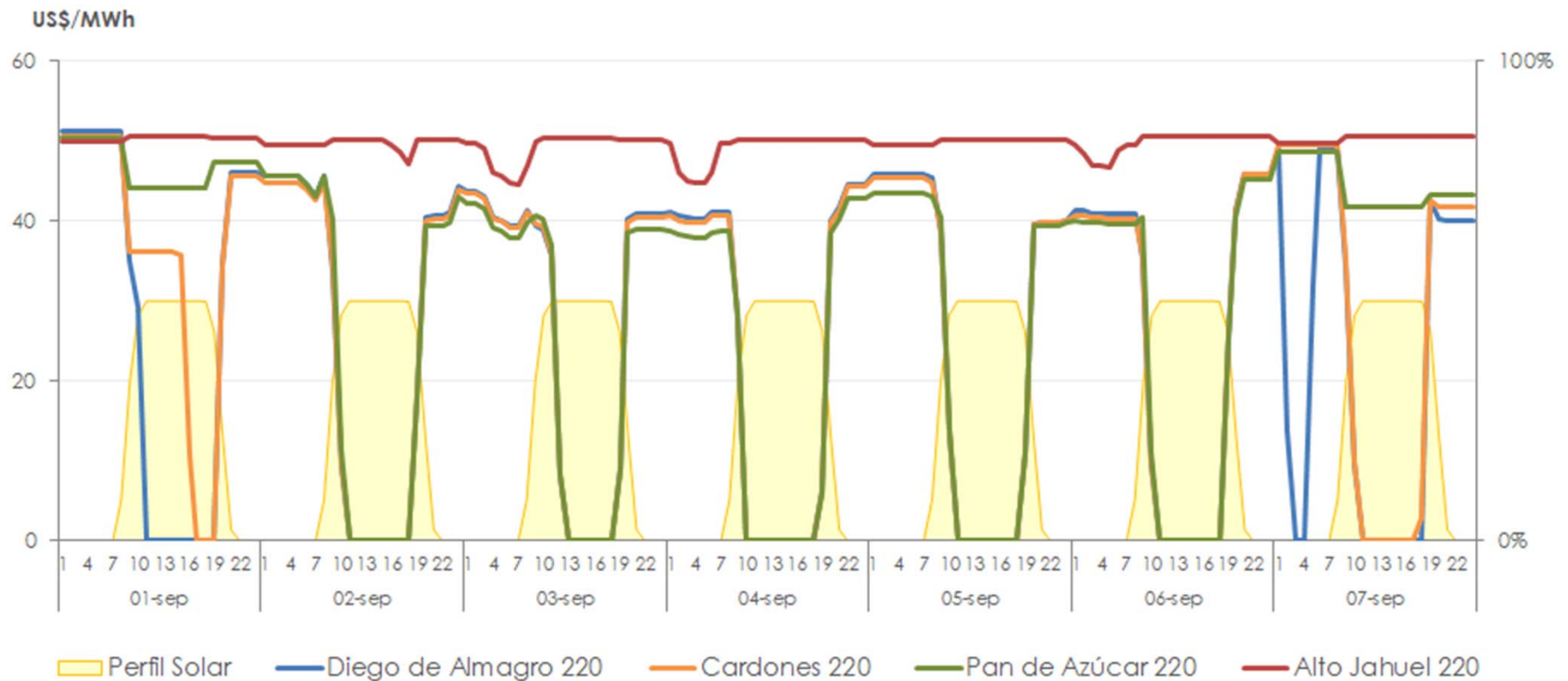


Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



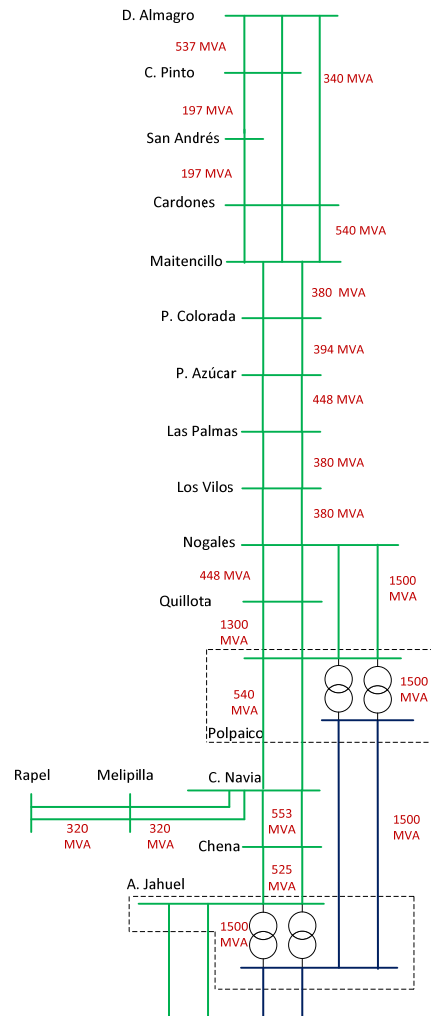
- Desacople de costos marginales zona **norte del SIC** durante septiembre 2017



Fuente: Costos marginales reales Sep-2017
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



Situación en el norte del SIC:

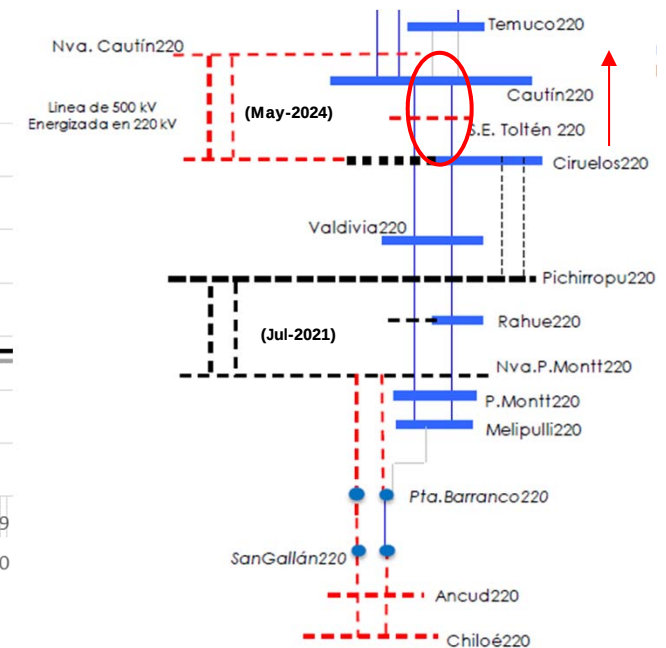
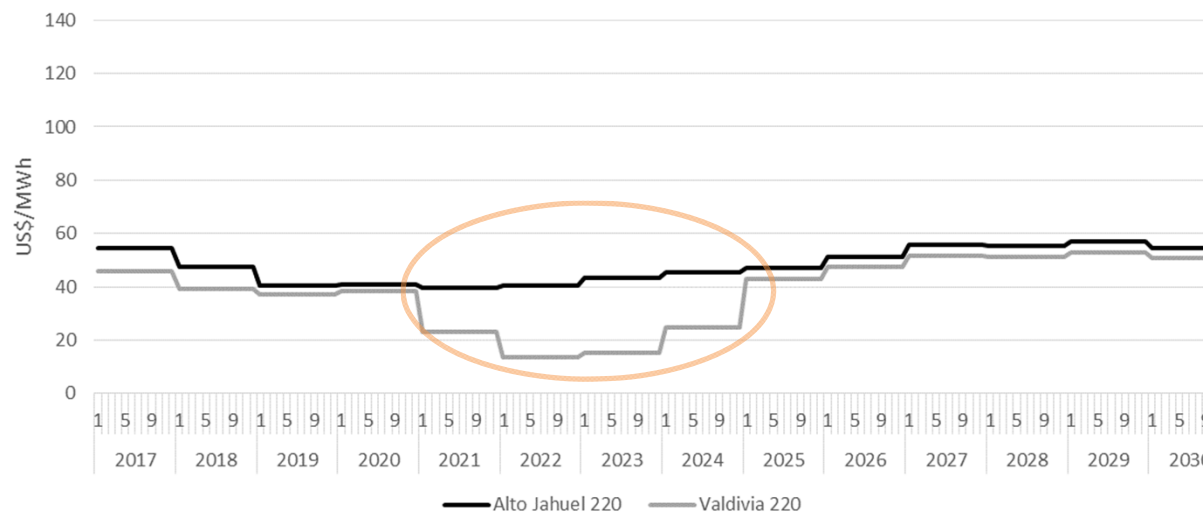
- La puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y el sistema de transmisión en 500 kV entre Cardones-Polpaico solventará las congestiones presentadas, y por consiguiente los desacoples de precios. Se espera que estos sistemas estén totalmente en servicio para el 2do semestre del 2018.
- Debido al incremento de la generación renovable en la zona, se espera que las centrales térmicas eficientes incrementen sus niveles de cycling.

Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



- Con el aumento de la generación de base eficiente en la **zona sur del SIC**, en parte adjudicados en las últimas licitaciones, se producen congestiones en la línea Cautín – Ciruelos 220 kV (destacada en el esquema).
- Los nuevos proyectos ERV al sur de SE Ciruelos (San Pedro, Caman, Esperanza y Puelche Sur) suman 628 MW, que entrarían en operación en el periodo 2021-2022.
- Los costos marginales podrían llegar a valores cero, produciendo vertimientos de centrales eólicas y de pasada durante los meses de invierno entre los años 2021-2024





- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- **Desafíos regulatorios**
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales



¿Cómo son remunerados los Servicios de Balance en el resto del mundo?

Alemania:

- Costos por la activación de reservas son cargados a los BRP (Balancing Responsible Party: generadores-cargas)
- Costos por la disponibilidad de reservas son parte de la tarifa de la red (usuarios finales)

Inglaterra:

- SSCC son cargados en la tarifa de la red (50% generadores – 50% suministradores)

España:

- SSCC asociados a la activación de las reservas (energía) son pagados por agentes en función de sus desvíos
- CPF; obligatorio y no remunerado

Italia:

- SSCC son cargados en la tarifa de la red y asumidos por usuarios finales

Fuente: CNE, presentación Sesión N°4 Mesa de SSCC (24-05-201)

De acuerdo a la experiencia internacional, no hay apoyo mayoritario a que la demanda remunere totalmente los SSCC de balance, como eligió el regulador chileno.



¿Quiénes son responsables de variaciones?

Los requerimientos de servicios de balance tienen origen en las características propias **de la demanda y de la generación.**

No son responsabilidad total de una u otra parte, sino que son de **responsabilidad mixta.**

¿Qué sucede actualmente en el caso Chileno?

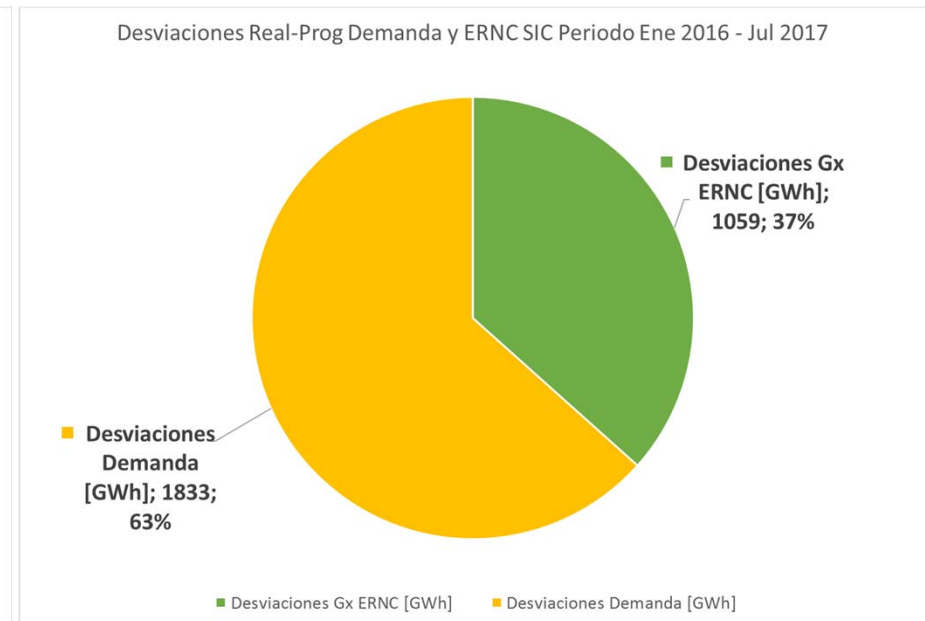
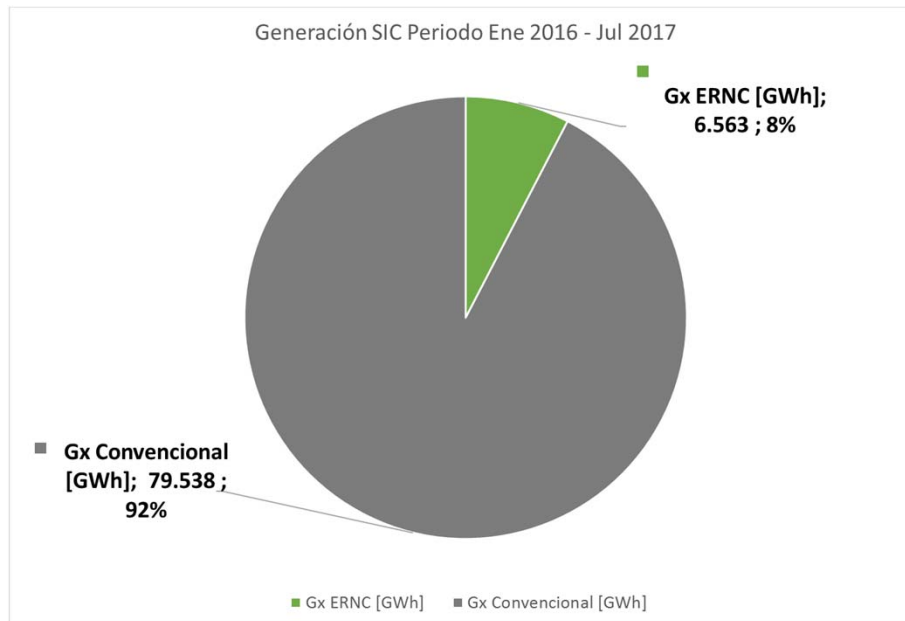
En términos proporcionales la generación **ERV tiene mayores desviaciones** con respecto a su pronóstico que la demanda.

Esto debe ser tomado en cuenta si se considera el **incremento de inyecciones ERV proyectado** para los próximos años.

Participación en el balance total de energía



- Entre enero 2016 y julio 2017, generación ERNC representó 8 % de la demanda total
- Sin embargo, sus desviaciones fueron más de la mitad de las desviaciones de la demanda



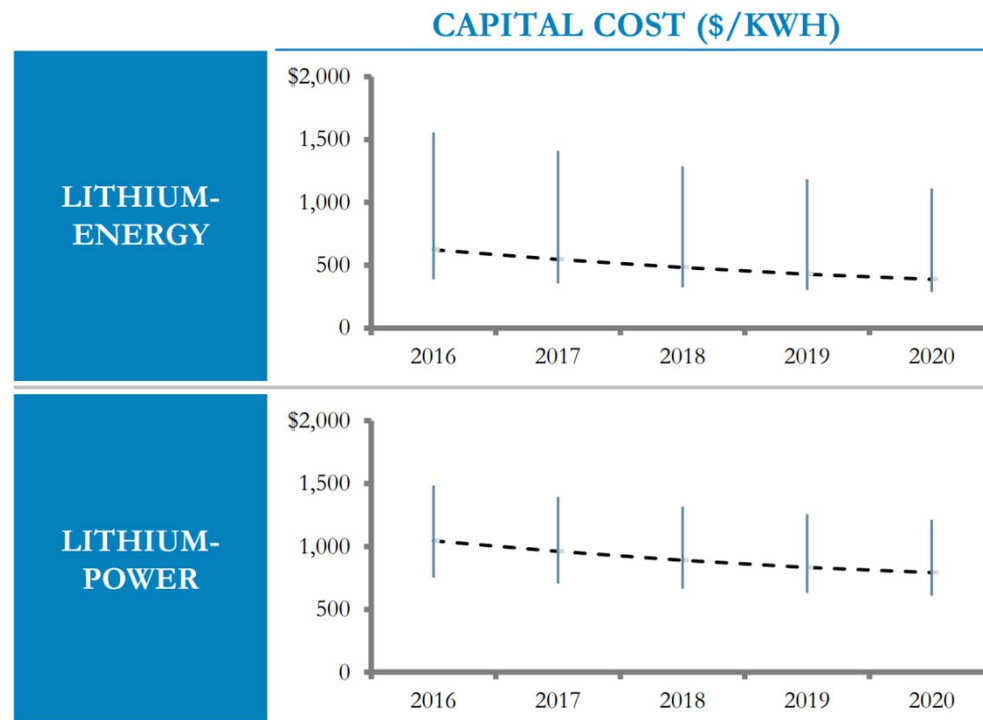


■ Sistemas operativos a gran escala

Technology	Capacity [MWh]	Power [MW]	Duration [hours]	Efficiency	Total cycles
Pumped hydro	1.680 – 5.300	280 – 530	6 – 10	80% – 82%	>13.000
CAES (compressed air)	1.080 – 2.700	135	8 – 20	40% – 50%	N/I
NaS (batería)	300	50	6	75%	4.500
Lead-acid (batería)	200	50	4	85% – 90%	2.200

Fuente: “*Electricity energy storage technology options*”, S. EPRI (2010)

Almacenamiento de energía



Tesla
Gigafactory



Elon Musk
@elonmusk

Follow

Replying to @mcannonbrookes

\$250/kWh at the pack level for 100MWh+ systems. Tesla is moving to fixed and open pricing and terms for all products.

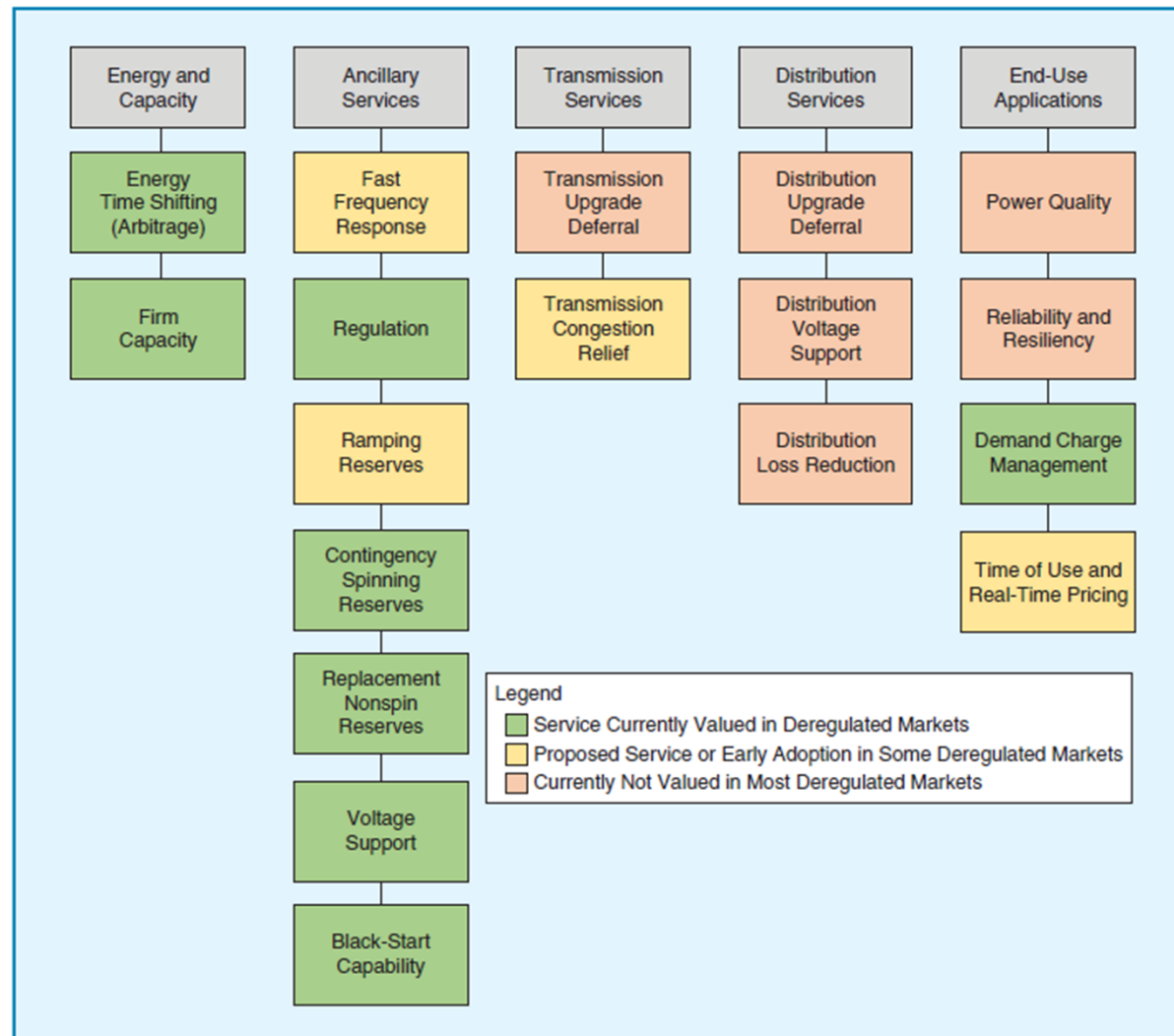
11:05 PM - 9 Mar 2017

- Se espera una disminución en los costos de capital de las baterías de ion-litio de un 38% de 2016 a 2020
- Se proyectan bajas en los costos de manufactura, menores requerimientos de componentes de alto costo y aumento de la capacidad de almacenamiento

Fuente: Lazard's Levelized cost of storage - v.2

Disponible en: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>

Almacenamiento - múltiples usos de baterías



IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dic. 2017



- **Marco regulatorio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS)**
 - ESS permiten proveer múltiples servicios: Aumento de factores de planta de centrales ERNC, SSCC, soporte de redes y arbitraje de energía.
 - **Categorización de los ESS: activo de generación, activo de transmisión o un complemento de ambos activos en conjunto. ¿quién es el responsable de la operación de los ESS?**
 - **¿Qué esquema de remuneración de ESS considerar?: Servicio de redes, pagos por capacidad, mercado mayorista.**
 - Barreras regulatorias y condiciones actuales del mercado podrían impedir obtener el verdadero valor de los ESS.
 - CNE se encuentra trabajando en la regulación de los sistemas de almacenamiento de energía.



- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- **Desafíos de modelación**
- Reflexiones finales

Desafíos de modelación de impacto de ERV



- Para tomar en consideración: muchos de los sistemas eléctricos de Latinoamérica tienen **centrales hidroeléctricas (embalses)** cuyo valor del agua debe ser optimizado.
- Dada la complejidad (y el tiempo de computación), los modelos de operación de largo plazo que consideran optimización de sistemas de embalses (modelos hidro-térmicos como OSE2000, SDDP, Plexos) **no consideran algunas restricciones de operación.**

Si consideramos más flexibilidad en la modelación ¿que restricciones deben ser incorporadas?

- Potencia mínima de generación.
- Rampas de subida y bajada (razón de incremento/disminución de la generación)
- Tiempos mínimos de encendido y apagado.
- Tiempos de estabilización del sistema.
- ...



- ¿Cómo modelar de manera realista la operación del sistema?

Propuesta Systeem: Modelo de dos etapas

Etapla 1: Cálculo del **despacho hidro-térmico** para calcular el costo de oportunidad de agua y gestionar las políticas de generación de las centrales hidroeléctricas.

Etapla 2: **Unit commitment** con una representación completa de las restricciones de flexibilidad, tomando como inputs los resultados de la etapa 1.

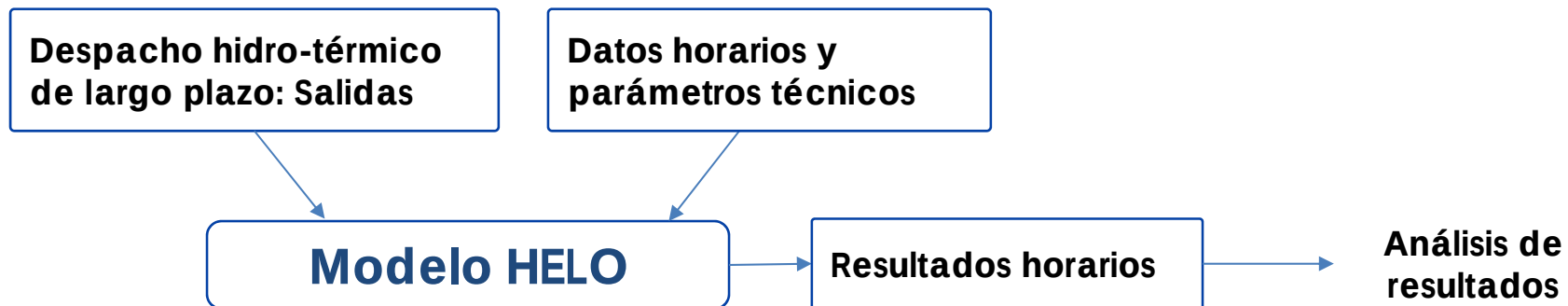
¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



Metodología desarrollada e implementada en el software



¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



¿Qué es el Modelo HELO?

HELO (Hourly Electric Operation) es un modelo MILP (mixed integer linear programming) desarrollado por SysteP en 2015.

Este modelo tiene dos etapas:

- **Etapas 1:** determina el problema entero mixto completo para todas las variables binarias que guían el encendido y apagado de centrales.
- **Etapas 2:** las variables binarias se fijan a los valores resultantes de la primera etapa, dejándolo como un problema puramente lineal.

¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



Modelo HELO

$$\begin{aligned} op_{j,t} &\leq PX_j^C \\ P_{j,t}^{min} \cdot op_{j,t} &\leq g_{j,t} \leq P_{j,t}^{max} \cdot op_{j,t} \\ op_{j,t} &\in [0, 1] \end{aligned}$$

$$\sum_{j \in J_G} (P_{j,t}^{max} \cdot op_{j,t} - g_{j,t}) \geq RES$$

$$\begin{aligned} pa_{j,t} + de_{j,t} &\leq 1 \\ pa_{j,t} - de_{j,t} &= op_{j,t} - op_{j,t-1} \\ pa_{j,t} &\in [0, 1] \quad de_{j,t} \in [0, 1] \\ op_{j,0} &= OP_{j,TF} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^{MUP_j} op_{j,t-k} &\geq de_{j,t} \cdot MUP_j \\ \sum_{k=1}^{MDN_j} (1 - op_{j,t-k}) &\geq pa_{j,t} \cdot MDN_j \end{aligned}$$

$$\sum_{j \in J_n} g_{j,t} + \sum_{f \in FF} ls_{n,f,t} + \sum_{l \in L} \left(\sum_{k \in K_{l,n}^D} fl_{l,k,t} - \sum_{k \in K_{l,n}^O} fl_{l,k,t} \cdot (1 + FPl_{l,f}) \right) = D_{n,t}$$

$$\begin{aligned} CVar &= \sum_{j \in J_G} \sum_{t \in T} CV_j \cdot g_{j,t} + \sum_{j \in J_E} \sum_{t \in T} \left(VA_j \cdot \left(\frac{g_{j,t}}{\eta} + sp_{j,t} + \sum_{f \in FH_j} \left(M_{j,f}^{filt} \cdot vl_{j,f,t}^{avg} + N_{j,f}^{filt} \right) \right) \right) \\ CEmi &= \sum_{j \in J_G} \sum_{t \in T} CE \cdot FE_j \cdot g_{j,t} \\ CRie &= \sum_{j \in J_R} \sum_{t \in T} CNR_j \cdot cd_{j,t} \\ CFalla &= \sum_{n \in N} \sum_{f \in FF} \sum_{t \in T} CF_f \cdot ls_{n,f,t} \\ CHol &= \sum_{j \in J_M} \sum_{t \in T} M \cdot 10^6 \cdot vl_{j,t}^{hol} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^{t-1} op_{j,t-k} + \sum_{x=TF-MUP_j+t-1}^{TF} OP_{j,x} &\geq de_{j,t} \cdot MUP_j \\ \sum_{k=1}^{t-1} (1 - op_{j,t-k}) + \sum_{x=TF-MDN_j+t-1}^{TF} (1 - OP_{j,x}) &\geq pa_{j,t} \cdot MDN_j \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} g_{j,t} - g_{j,t-1} &\leq CAP_j^{max} \cdot R_j^{UP} & g_{j,t} - g_{j,t-1} &\leq CAP_j^{max} \cdot R_j^{UP} \cdot (1 - pa_{j,t}) + P_{j,t}^{min} \cdot pa_{j,t} \\ g_{j,t} - g_{j,t-1} &\geq -CAP_j^{max} \cdot R_j^{DN} & g_{j,t} - g_{j,t-1} &\geq -CAP_j^{max} \cdot R_j^{DN} \cdot (1 - de_{j,t}) - P_{j,t}^{min} \cdot de_{j,t} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} fl_{l,k,t} &\leq CL_{l,f}^{max} \cdot PX_l^L \quad \forall k \in K_l \\ \sum_{k \in K_{l,n}^O} fl_{l,k,t} &= \frac{V_l^2}{X_l} \cdot (\theta_{o,t} - \theta_{d,t}) \\ \sum_{k \in K_{l,n}^D} fl_{l,k,t} &= \frac{V_l^2}{X_l} \cdot (\theta_{d,t} - \theta_{o,t}) \\ \theta_{n,t} &\in (-2\pi, 2\pi) \\ \theta_{slack,t} &= 0 \end{aligned}$$

**Just to show
off a bit**

¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



■ Modelación matemática genérica de baterías

Variables

E_k : Estado de carga de la batería en el instante k

P_k^C, P_k^D : Potencia de carga y descarga de la batería en el instante k

Parámetros

η^C, η^D : Eficiencia de carga y descarga

γ : Factor pérdida por auto-descarga

Δt : Resolución temporal (e.g. horaria)

Restricciones

1) Actualización del estado de carga

$$E_k = (1 - \gamma)E_{k-1} + \Delta t \left(\eta^C P_k^C - \frac{P_k^D}{\eta^D} \right)$$

2) Límites inferior y superior de carga, descarga y energía

$$\begin{aligned} \underline{P_c} &\leq P_c \leq \overline{P_c} \\ \underline{P_d} &\leq P_d \leq \overline{P_d} \\ \underline{E_k} &\leq E_k \leq \overline{E_k} \end{aligned}$$

3) Otras restricciones adicionales

- Condiciones de borde
- Separación carga/descarga
- Efecto de vida útil

¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



▪ Modelación matemática de baterías en modelo HELO

min: Costos de operación

s.a.

$$D_{n,k} = \sum_{i \in \Omega_n^G} P^G + \sum_{l \in \Omega_n^L} (f_{l,k}^{in} - f_{l,k}^{out}) + \boxed{\sum_{j \in \Omega_n^S} (P_{j,k}^D - P_{j,k}^C)}$$

Modificación
satisfacción de
demanda

$$E_{j,k} = (1 - \gamma)E_{j,k-1} + \Delta t \left(\eta^C P_{j,k}^C - \frac{P_{j,k}^D}{\eta^D} \right)$$

Estado de batería

$$\underline{P_k^C} \leq P_{j,k}^C \leq \overline{P_k^C}$$

$$\underline{P_k^D} \leq P_{j,k}^D \leq \overline{P_k^D}$$

$$\underline{E_k} \leq E_{j,k} \leq \overline{E_k}$$

Limites superior
e inferior de batería

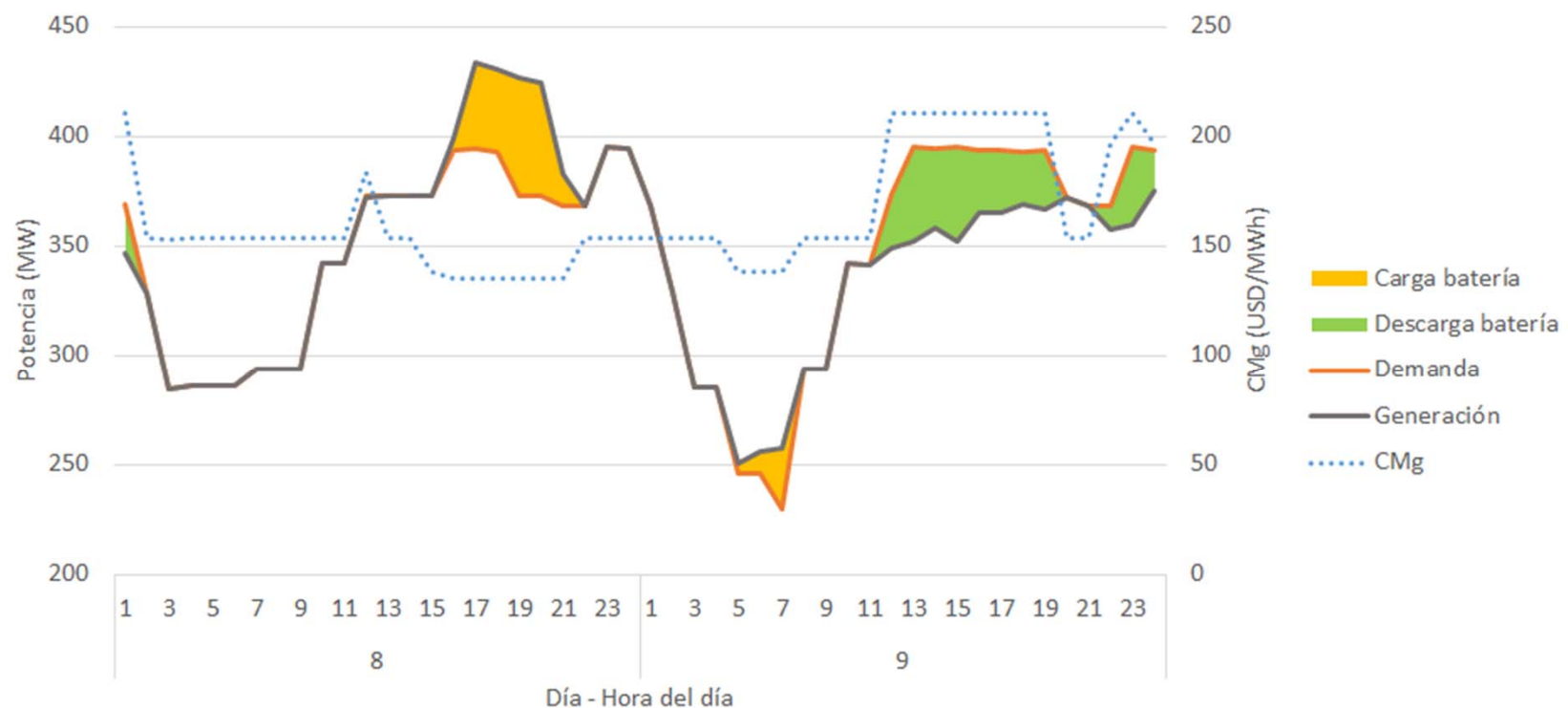
+ Condiciones de borde

¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



■ Ejemplo de modelación de batería en modelo HELO

- Baterías retiran energía en horas de bajo CMg e inyectan cuando sube



Aplicación Real: Caso Chileno

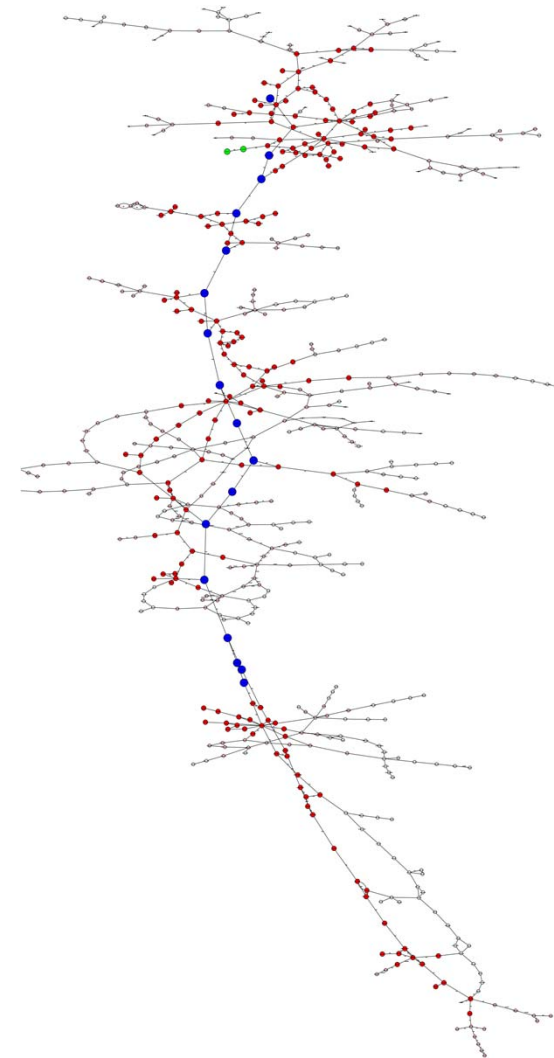


Para mostrar la funcionalidad del modelo, se simuló un caso real usando el Sistema Eléctrico Chileno (SEN) (una version simplificada pero real)

**395 centrales, 588 barras,
672 líneas de transmisión, 12 embalses**

El modelo completo tiene:

- **79.005 restricciones**
- **280.920 variables lineales**
- **19.577 variables enteras**



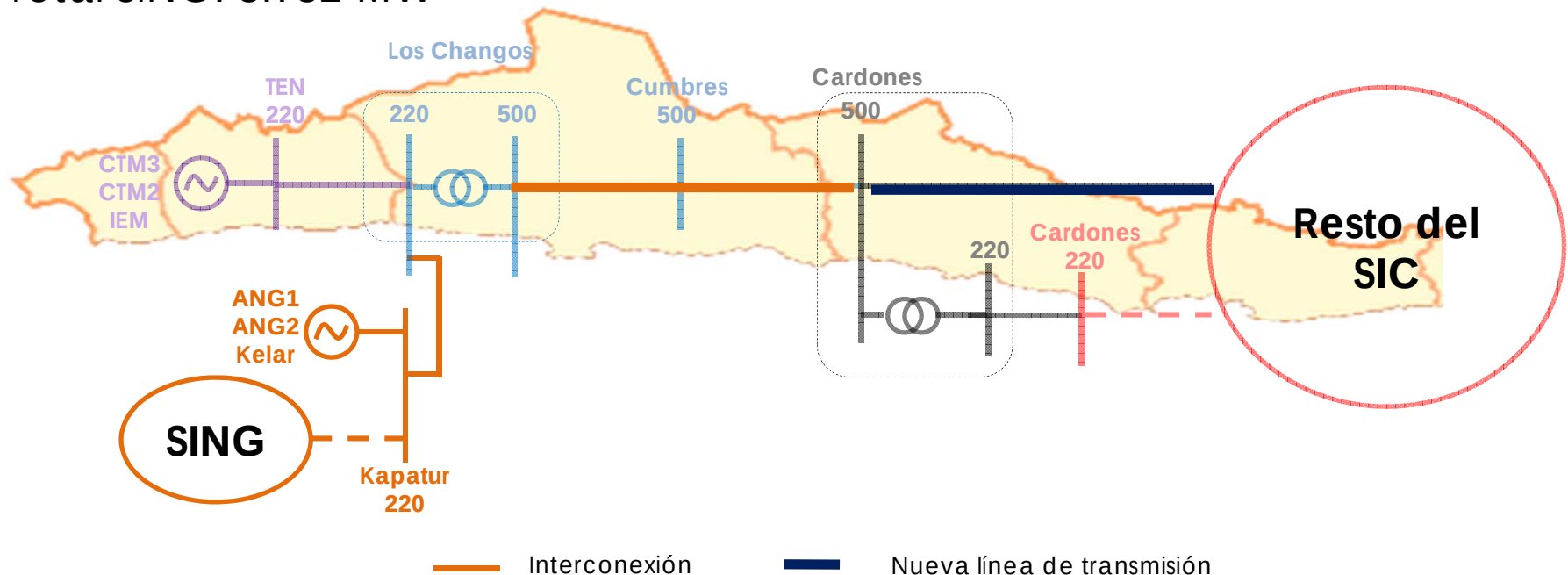
Aplicación Real: Caso Chileno



- **Caso de Estudio:** Interconexión SING+SIC + aumento de la capacidad en la zona norte del SIC con líneas de 500 kV entre Cardones y Polpaico.
- Estas obras permiten aprovechar todo el potencial ERV de la zona norte del SIC

Total SING: 5.752 MW

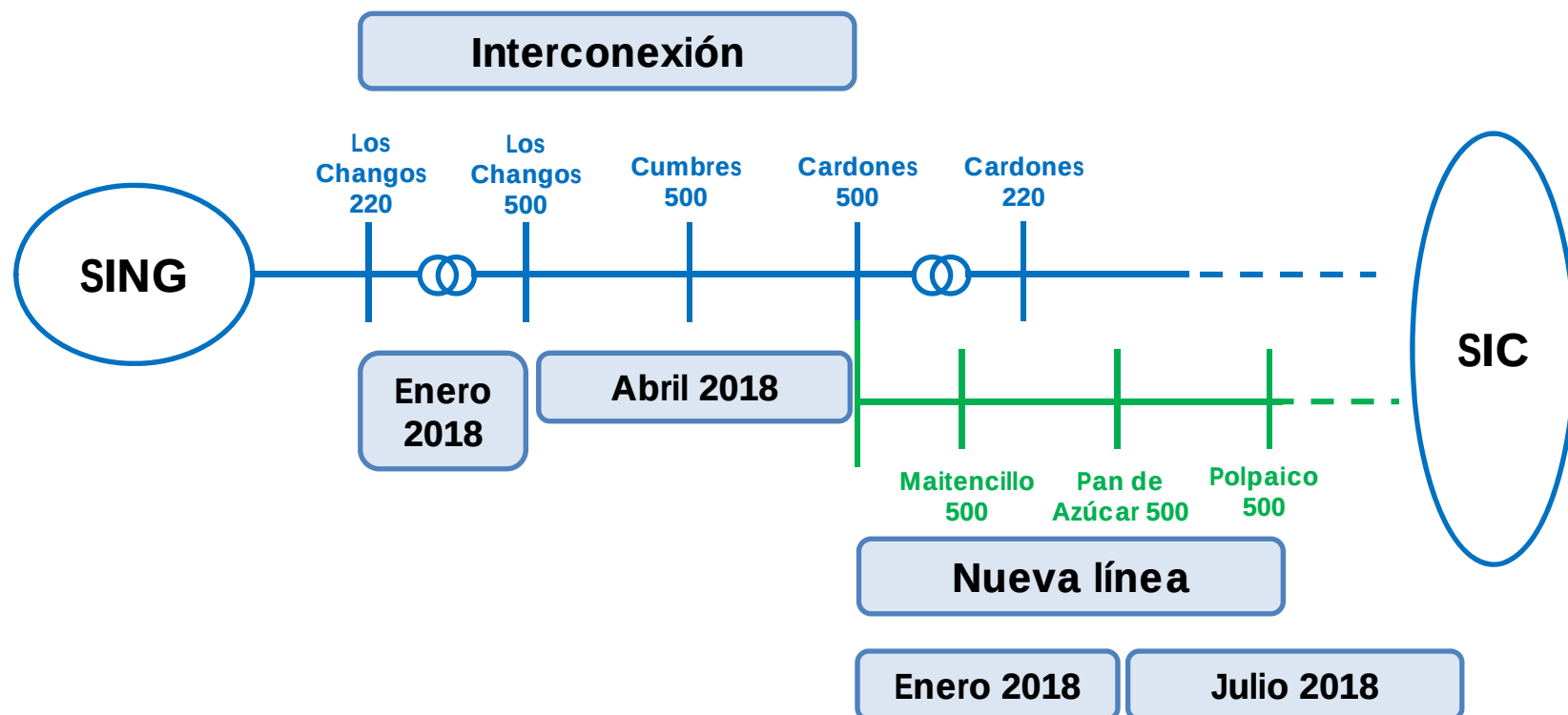
Total SIC: 17.399 MW



Aplicación Real: Caso Chileno ejemplo



- En este ejemplo, la Interconexión y las nuevas líneas no entrarán en operación a la vez:
 - Abril 2018: Interconexión SIC – SING entra en operación (será anterior)
 - Julio 2018: Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500 entra en operación

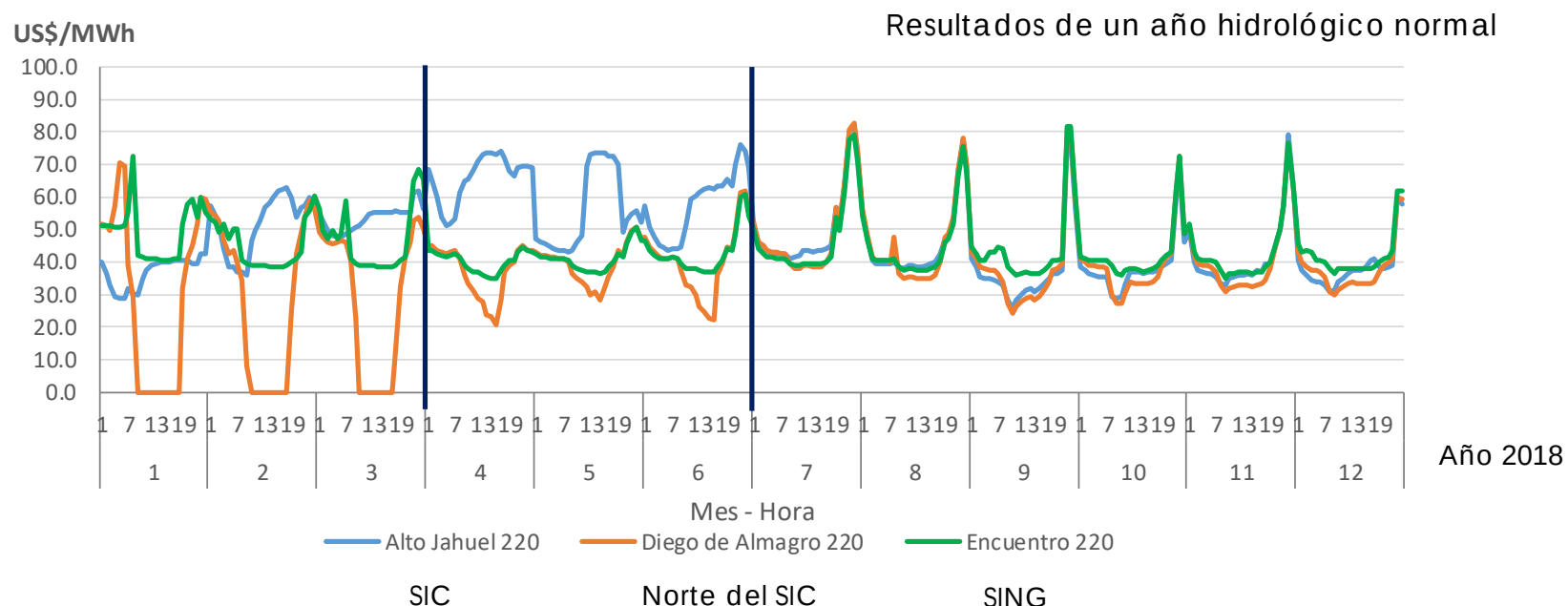


Modelo horario y costos marginales



Costo marginal del día promedio de cada mes

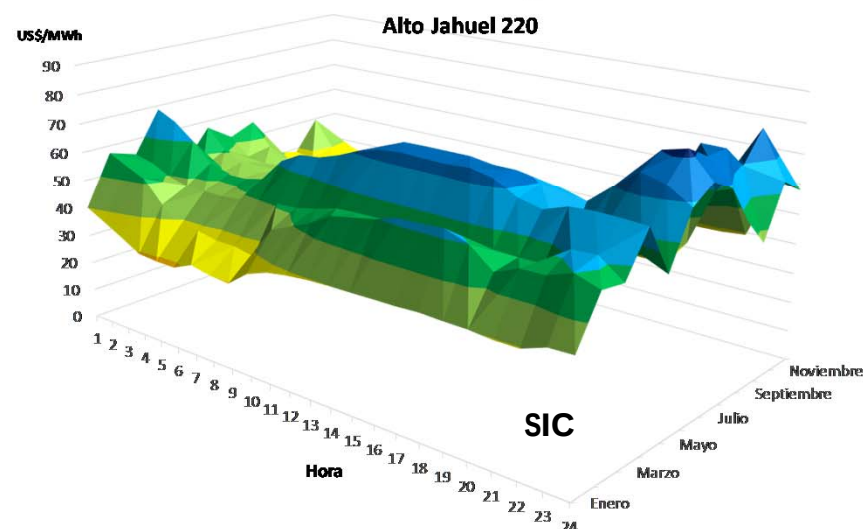
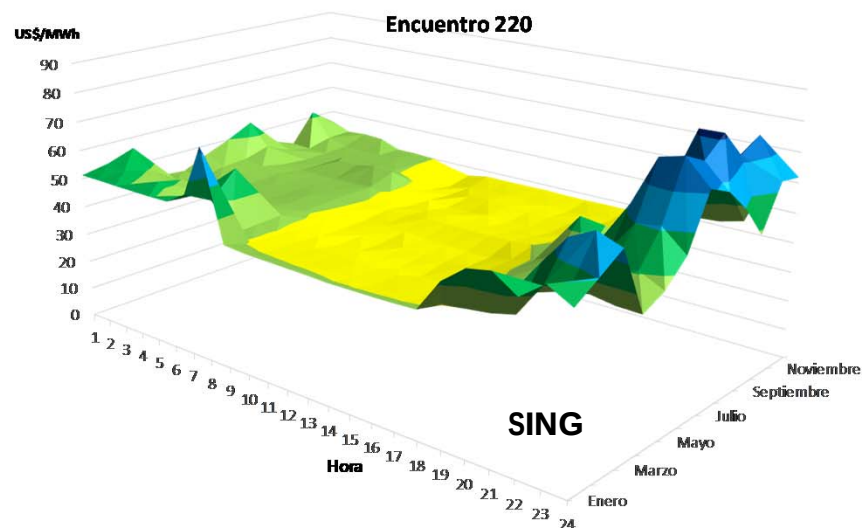
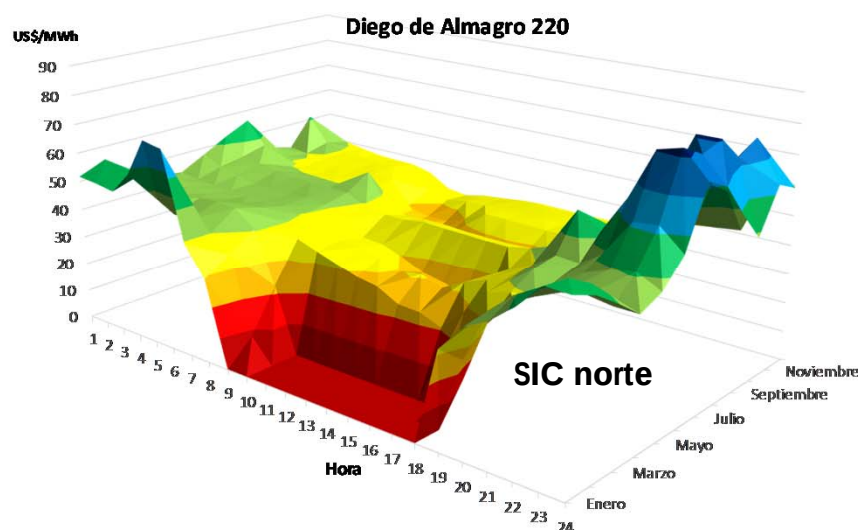
- Previo a la **interconexión**, hay **costos marginales cero** (dadas la restricciones de transmisión y la alta generación fotovoltaica local).
- Con la entrada de la interconexión, los **desacoples desaparecen entre el SING y el norte del SIC**, pero persisten para el resto del SIC.
- Con Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500, todo el sistema está acoplado.



Modelo horario y costos marginales



En el norte del SIC, los costos marginales durante el día son cero antes de la interconexión

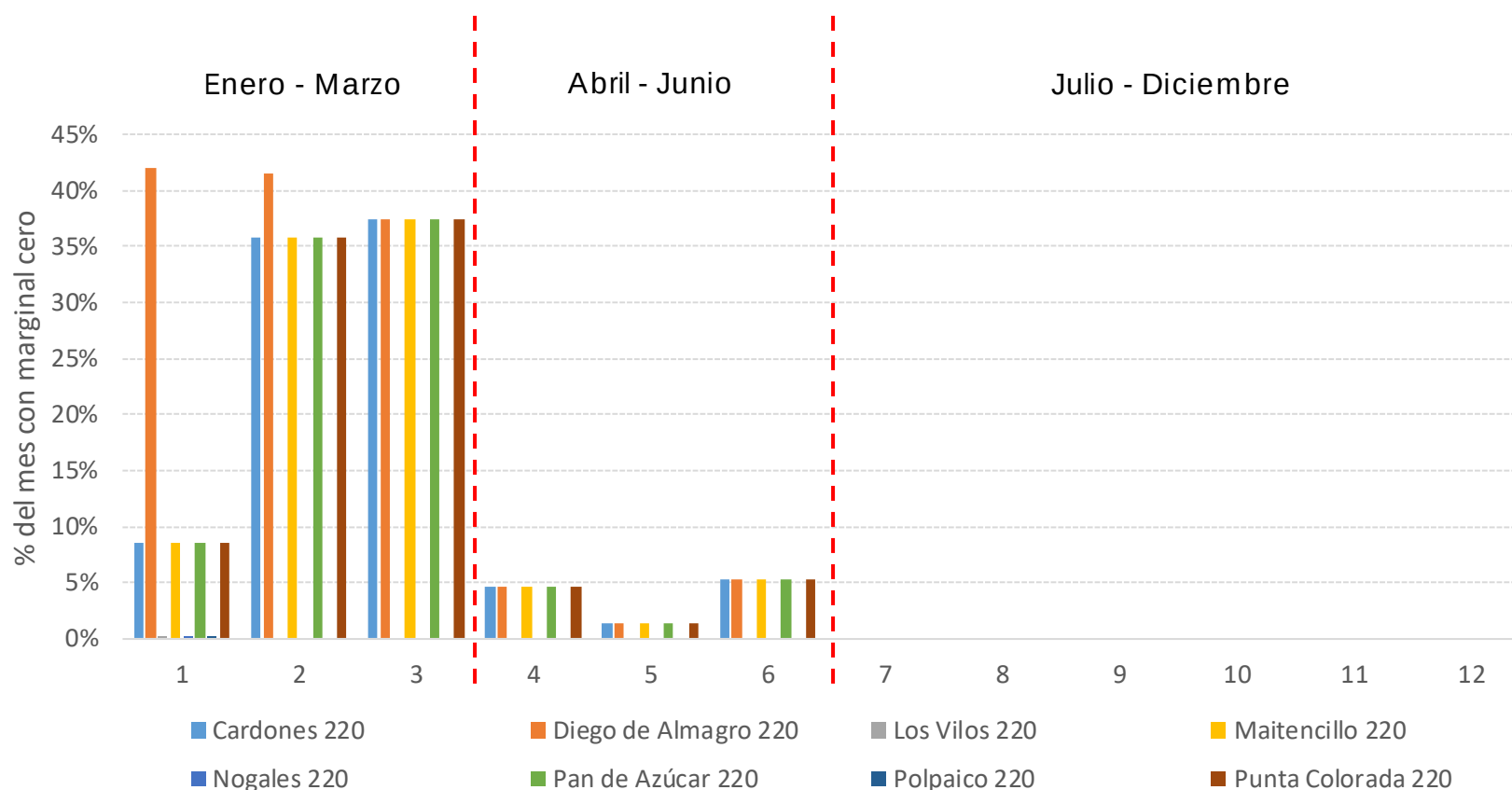


Resultados obtenidos a partir del modelo HELO para el año 2018

Modelo horario y costos marginales



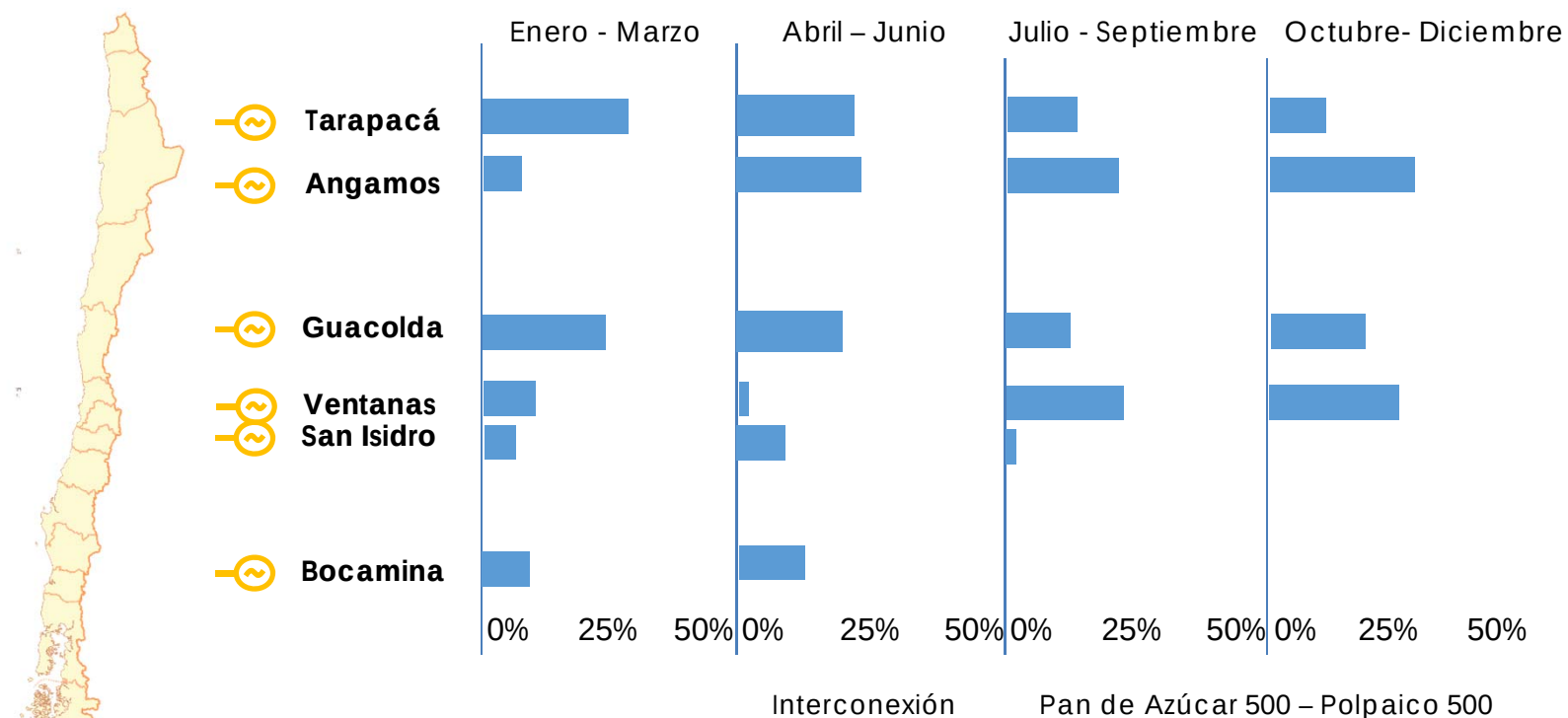
- El número de horas en 0 US\$/MWh se reduce: resultados con resolución horaria son importantes para desarrolladores ERV.



Modelo horario y operación centrales térmicas



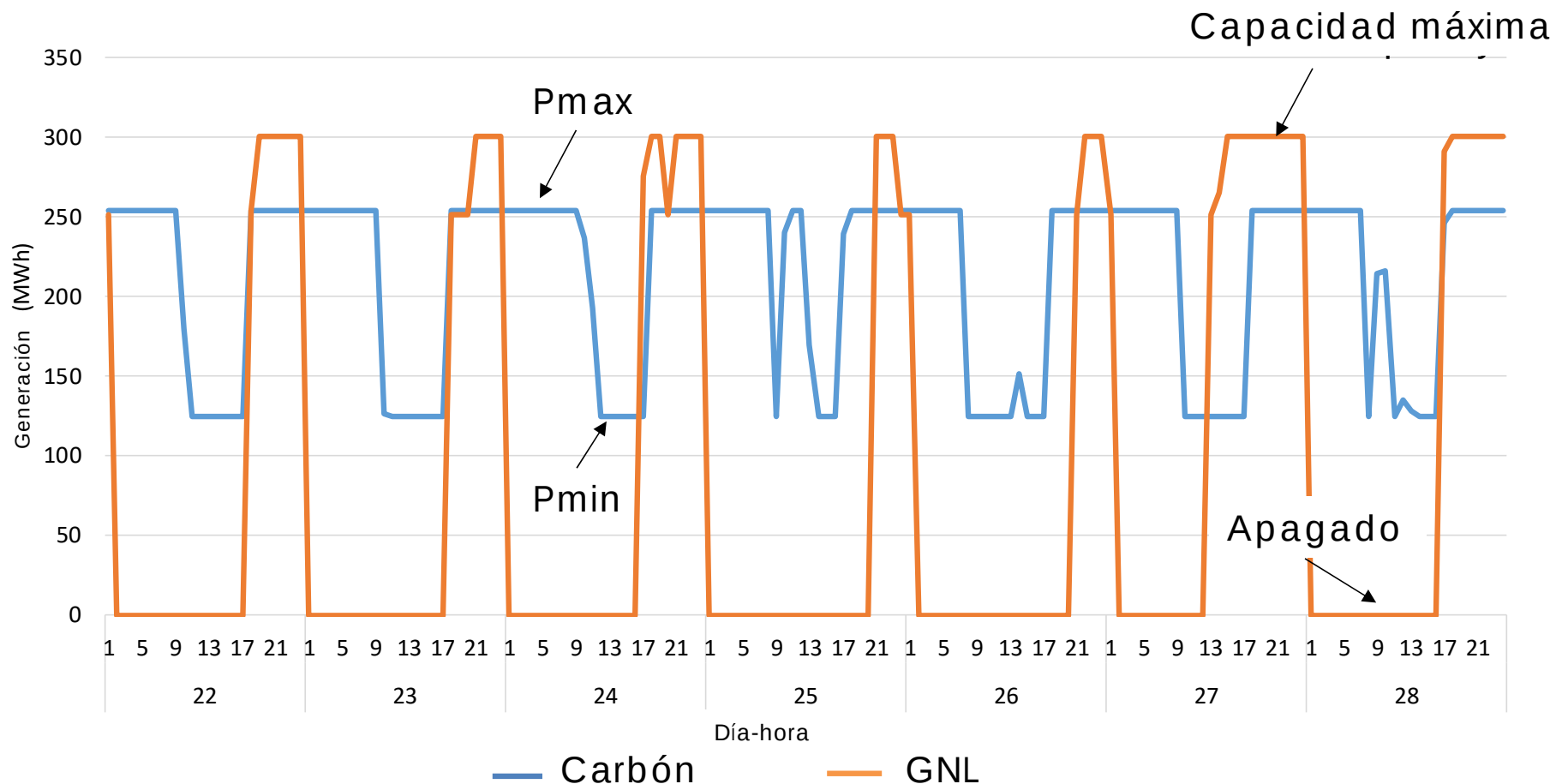
- Porcentaje de horas en operación a mínimo técnico
- Hidrología normal (46% de excedencia)



Resultados modelo horario y ciclado



- Cycling de centrales a carbon
- Comportamiento ON/OFF en centrales GNL





- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- **Reflexiones finales**

Reflexiones finales



1 Efectos de las ERV en la operación

- Incremento de centrales ERV presenta desafíos en la operación normal del sistema eléctrico y en su impacto en las centrales convencionales.
- Desafío en centrales térmicas (ciclos combinados a gas y centrales termoeléctricas a carbón), **sus ciclos termodinámicos no permiten el mismo nivel de flexibilidad que las centrales hidroeléctricas.**
- Los impactos en centrales térmicas tendrán efectos económicos en ellas (disminución de vida útil, mayores costos de mantención).
- Los embalses son una fuente importante de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional
- Los causantes de estos mayores costos debieran hacerse responsables, aunque sea parcialmente, de estos efectos.



2 Efectos de las ERV en la simulación

- Para entender el impacto de las centrales ERV variables, debemos estar preparados para resolver problemas de gran escala, con todas las restricciones necesarias para evaluar los requerimientos de flexibilidad del sistema.
- Dada la dependencia cronológica asociada a los tiempos mínimos de operación (encendido y apagado) y niveles de rampas, la modelación horaria debe adoptar criterios con series de tiempo.
- Para el ejemplo chileno, es posible dimensionar la importancia de la resolución horaria para entender el **efecto real de las generación de las centrales fotovoltaicas en la evolución de los costos marginales durante las horas de día y su impacto en todo el sistema (particularmente en las restricciones de transmisión)**.
- Modelo puede determinar si existirá a futuro suficiente capacidad de generación flexible en el sistema eléctrico nacional para acomodar generación variable.

Reflexiones finales



3 Desafíos de transmisión

- En el corto-mediano plazo se observan desacoples en los costos marginales, tanto en el sur como el norte, producto de restricciones de transmisión.
- Las restricciones de transmisión (particularmente en 220 kV) podrían generar vertimientos de centrales fotovoltaicas, eólicas y de pasada. Los costos marginales podrían llegar a cero.

4 Interconexiones regionales

- Interconexiones regionales incrementarían el nivel de reserva primaria del sistema integrado, permitiendo una mayor incorporación de centrales ERV.



Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile



COMPLEX
ENERGY
SYSTEMS
WORKSHOP



NOV 20, 2017 | FCFM, UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, CHILE