



FLEXIBILIDAD FRENTE A ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES: EL CASO CHILENO

ESCUELA IBEROAMERICANA DE REGULACIÓN ELECTRICA

Hugh Rudnick, Pontificia Universidad Católica de Chile

Miguel Díaz y Alejandro Navarro-Espinosa, Systep

28 de agosto de 2018

Diplomado en los Mercados Eléctricos del Futuro y su Regulación (DMER)





ESCUELA DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA



EDUCACIÓN PROFESIONAL
ESCUELA DE INGENIERÍA

Inicio » Diplomados » Diplomado en los Mercados Eléctricos del Futuro y su Regulación

Diplomado en los Mercados Eléctricos del Futuro y su Regulación

Especialízate en el mercado eléctrico, profundizando en el marco jurídico e institucional y su relación con una sociedad cada vez más empoderada y participativa

Descripción

Contenidos

Profesores

Este programa permite comprender en detalle la operación de los mercados eléctricos abordando los cambios recientes y las tendencias futuras. Profundiza en la regulación de los mercados, analizando potenciales riesgos y consecuencias para evaluar y sugerir decisiones adecuadas desde diversas perspectivas (del regulador, empresa involucrada, potencial desarrollador, cliente y sociedad). Los profesores del diplomado han trabajado en la regulación del sector, lo que constituye una tremenda ventaja a la hora de explicar las bases de la misma y su posible evolución.

Este programa está asociado a la Escuela Iberoamericana de Regulación Eléctrica (EIRE) de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE).

Dirigido a:

Profesionales interesados en el mercado eléctrico y sus mercados relacionados; en energías renovables no convencionales; y en la regulación del sector energía y sus implicancias. Profesionales en cargos técnicos o administrativos de empresas dentro y fuera del sector energía, instituciones públicas o entes reguladores asociadas al sector, interesados en los aspectos económicos, sociales y técnicos de la energía y sus mercados, con particular foco en las renovables no convencionales y las nuevas tecnologías. El diplomado también beneficiaría a profesionales independientes que deseen emprender en alguna parte de la cadena del sector eléctrico.

CLASES:

5 cursos con clases lunes y miércoles de 18:00 a 22:00 hrs.

- Cursos 1 y 2: **19 de noviembre de 2018 al 16 de Enero de 2019**
- Cursos 3, 4 y 5: **13 de marzo al 29 de mayo de 2019**

125 horas cronológicas

Contacto:

programas@ing.puc.cl

+56 2 2354 4516

DMER

<https://educacionprofesional.ing.uc.cl/?diplomado=diplomado-en-los-mercados-electricos-del-futuro-y-su-regulacion>

Motivación

www.prensa.com | 4 de octubre de 2018

Ministerio de Energía retira reglamento de servicios complementarios y desata preocupación de renovables

Gobierno asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización. EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.

El Ministerio de Energía retiró el reglamento de servicios complementarios que había aprobado en mayo de este año, desatando la preocupación de los actores del sector renovable. La medida, que había sido aprobada por el Consejo de Ministros, establecía un nuevo marco regulatorio para los servicios complementarios, que son aquellos que permiten a los generadores de energía renovable participar en el mercado eléctrico. El reglamento había sido aprobado por el Consejo de Ministros en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El Ministerio de Energía asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización, sino que se trata de una medida administrativa. Sin embargo, EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.

¿A qué se refiere esto?

El reglamento de servicios complementarios que había aprobado el Ministerio de Energía en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El reglamento establecía un nuevo marco regulatorio para los servicios complementarios, que son aquellos que permiten a los generadores de energía renovable participar en el mercado eléctrico. El reglamento había sido aprobado por el Consejo de Ministros en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El Ministerio de Energía asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización, sino que se trata de una medida administrativa. Sin embargo, EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.



2 reglamento de servicios complementarios que había aprobado el Ministerio de Energía en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El reglamento establecía un nuevo marco regulatorio para los servicios complementarios, que son aquellos que permiten a los generadores de energía renovable participar en el mercado eléctrico. El reglamento había sido aprobado por el Consejo de Ministros en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El Ministerio de Energía asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización, sino que se trata de una medida administrativa. Sin embargo, EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.

18%

de capacidad instalada en el sistema eléctrico por parte de las energías renovables.

El reglamento de servicios complementarios que había aprobado el Ministerio de Energía en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El reglamento establecía un nuevo marco regulatorio para los servicios complementarios, que son aquellos que permiten a los generadores de energía renovable participar en el mercado eléctrico. El reglamento había sido aprobado por el Consejo de Ministros en mayo de este año, pero ahora ha sido retirado. El Ministerio de Energía asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización, sino que se trata de una medida administrativa. Sin embargo, EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.

Alta de energía solar y eólica afecta rentabilidad de las térmicas

Generadoras convencionales abogan por que flexibilidad del sistema la paguen renovables

último: 22 de octubre de 2018

Antonia Evangelista A. Economía y Negocios El Mercurio

Fuerte aumento de las ERM y su intermitencia requiere que fuentes como las termoeléctricas hipotecen esta a ciertas horas y generen pérdidas.

El fuerte aumento de las Energías Renovables No Convencionales (ERN) -entre las eólicas y solares- en la matriz tiene un efecto en la industria energética. La gran pregunta es ¿Quién debe pagar la flexibilidad del sistema?

Las ERN son intermitentes, es decir, solo inyectan al sistema energía fuera del día y si no despiertan la energía, se pierden. Por eso las energías convencionales -térmicas, hidráulica y diésel-, deben reducir su operación en el día o inyectar con mayor impulso en la noche. Sin embargo, no generar 24 horas se traduce en que estas centrales sean menos rentables.

La flexibilidad del sistema eléctrico será clave para un futuro más renovable



¿Qué es la flexibilidad del sistema eléctrico? Se refiere a la capacidad de generar energía cuando se necesita, para cubrir las variaciones de la demanda. En un sistema eléctrico, la flexibilidad es clave para garantizar la estabilidad y la seguridad del suministro. Las energías renovables, como la eólica y la solar, son fuentes de energía intermitentes, lo que significa que solo generan energía cuando hay viento o sol. Por lo tanto, para garantizar un suministro constante de energía, el sistema eléctrico debe tener la capacidad de generar energía adicional cuando las renovables no están disponibles. Esta capacidad de generar energía adicional se conoce como flexibilidad del sistema eléctrico. Las centrales térmicas, las centrales hidroeléctricas y las centrales de gas natural son fuentes de energía que pueden proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico. Estas centrales pueden generar energía cuando se necesita, para cubrir las variaciones de la demanda. Por lo tanto, la flexibilidad del sistema eléctrico es clave para garantizar un suministro constante de energía y para permitir un mayor uso de las energías renovables.

PARTE DE UNA POLÍTICA PÚBLICA CONVENCIDA POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA

Gobierno comienza hoy plan para retirar las centrales a carbón de la matriz energética

Se espera pasado, antes del 2020, de la generación eléctrica en el país generada por carbón. Fuente: EBCA. Fuente: EBCA. Fuente: EBCA.



“El gobierno se esfuerza por promover un crecimiento gradual de México y tener prioridad de sus economías de exportación.”

Eléctricas se rebelan ante costos derivados de interconexión SIC-SING

Reclaman obligación de pago por servicio de respaldo a renovables que producen en el antiguo sistema del norte, pese a que operan en el centro.

Compartir: [Facebook](#) [Twitter](#) [LinkedIn](#) [Email](#)

El sector eléctrico se rebeló ante la decisión del gobierno de retirar las centrales a carbón de la matriz energética. Las empresas eléctricas reclaman una obligación de pago por el servicio de respaldo a las energías renovables que producen en el antiguo sistema del norte, pese a que operan en el centro. El gobierno asegura que la decisión no se dio como parte de un proyecto de ley de flexibilización, sino que se trata de una medida administrativa. Sin embargo, EBCA cuestiona la medida y cuestiona a los actores que están trabajando para el sistema eléctrico.

En este contexto, las empresas eléctricas (La Fuerza, La Compañía y Ligas) y la empresa EPC -la matriz de Pacífico- y la estatal nueva SENER reclaman al Panel de Expertos, instancia especializada que dirige los litigios en el sector, que pague los costos asociados a los servicios complementarios para garantizar la operación segura del sistema eléctrico. Sin embargo, el gobierno asegura que no pagará los costos asociados a los servicios complementarios para garantizar la operación segura del sistema eléctrico. Sin embargo, el gobierno asegura que no pagará los costos asociados a los servicios complementarios para garantizar la operación segura del sistema eléctrico.

Desde que inició hasta el día de hoy y en el futuro, la remuneración de los servicios complementarios es a cargo de las empresas eléctricas que operan conexas con los servicios complementarios, de acuerdo a las condiciones y características especiales de cada sistema eléctrico. Además, el coordinador asegura que no pagará los costos asociados a los servicios complementarios para garantizar la operación segura del sistema eléctrico. Sin embargo, el gobierno asegura que no pagará los costos asociados a los servicios complementarios para garantizar la operación segura del sistema eléctrico.

Añade que la seguridad que otorgan estas prestaciones a la coordinación eléctrica así como a las empresas que requieren este servicio, "depende más de la contribución a la coordinación que más debe pagar, dejando así establecido al coordinador al determinar las transformaciones requeridas".

La Welska reitera que el Coordinador Eléctrico Nacional le asignó la remuneración de servicios prestados en la zona norte del actual sistema nacional "sin ningún otro operacionista transitorio, que se estableció hasta el momento de las obras de modernización, durante un momento puntual de transición del sistema".

Estos trabajos corresponden a la habilitación completa de la línea de transmisión Carbones-Pájaros, cuya habilitación se espera hacia fines de este año.

El sistema es diestro

La semana pasada el Coordinador Eléctrico respondió a la alta demanda, asegurando que se trata de una acción energética y explicó que a pesar de aumentar del año pasado redujo los pagos de servicios.

Ministerio Público detendría las concesiones renovables de Chile para un litigio de este sector

Gobierno lanza hoja de ruta en materia energética con foco en fuentes renovables y empresarias valoran política de continuidad

El Plan "Visión Energética 2030-2050" del Ministerio de Energía, contempla el inicio de la desregulación de la energía, además de un nuevo marco regulatorio y el rol de la capacidad de generación distribuida en un sistema eléctrico.



El gobierno lanzó una hoja de ruta en materia energética con foco en fuentes renovables y empresarias valoran política de continuidad. El plan "Visión Energética 2030-2050" del Ministerio de Energía, contempla el inicio de la desregulación de la energía, además de un nuevo marco regulatorio y el rol de la capacidad de generación distribuida en un sistema eléctrico. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las energías renovables y para las empresas que operan en el sector. El plan también establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.

El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.



El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.



El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.



El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.



El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector. El plan establece un nuevo marco regulatorio para las empresas que operan en el sector.

Entendiendo la flexibilidad del sistema

➤ **Introducción**

➤ Caso Base 2017-18 y 2027

➤ Contribución de

➤ Transmisión

➤ Embalses hidroeléctricos

➤ Baterías

➤ Servicios complementarios

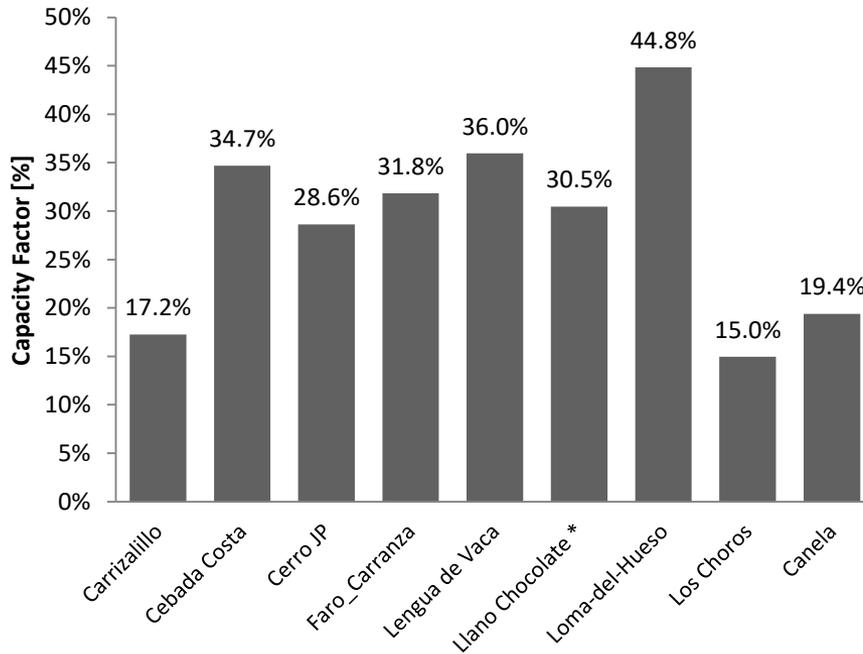
Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Biomasa	Hidráulica (≤ 20 MW)
Geotérmica	Solar
Eólica	Mareomotriz
Cogeneración (≤ 20 MW)	

u otro medio renovable determinado por la autoridad.

Bajos factores de planta

- Relación entre la energía generada en un periodo y la máxima energía generable en dicho periodo

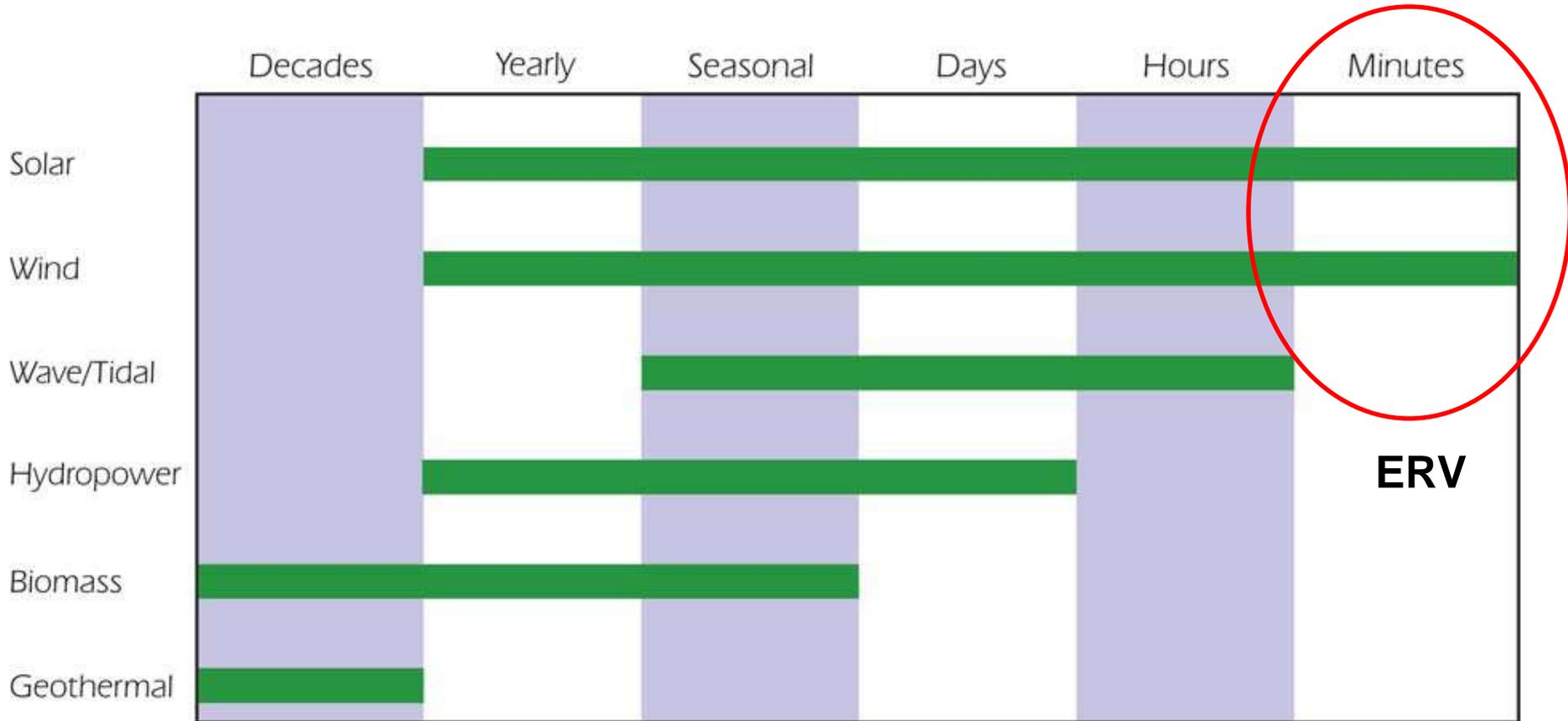


$$F.planta = \frac{Energia}{Cap.Inst. \cdot 8760}$$

Factor de planta para localidades eólicas Chile Costa

Fuente: D. Watts

Gran variabilidad temporal (intermitencia) Energías renovables variables (ERV)



Escalas de tiempo de los ciclos naturales de las energías renovables

Desafíos técnicos de integración

- Dependencia de tecnologías y su intermitencia
 - Geotermia
 - Mini hidráulica
 - Biomasa

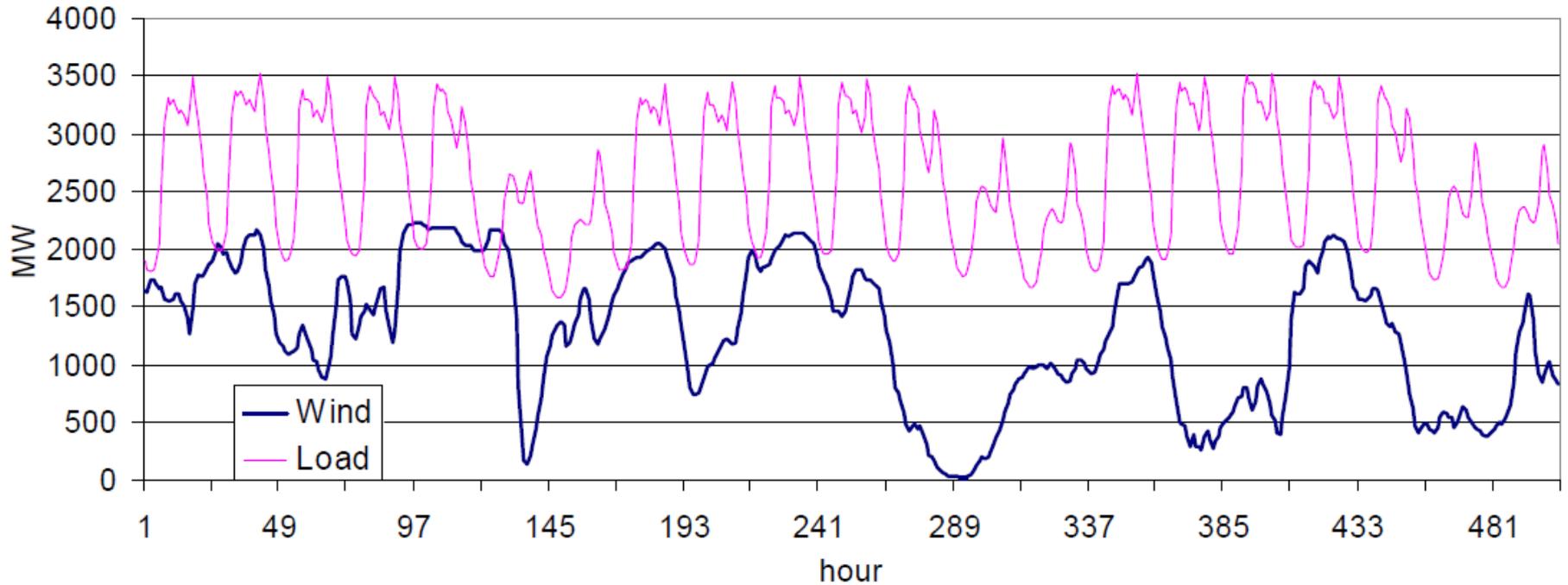
de impacto similar a energías tradicionales
- Eólico
- Solar

de mayor impacto técnico por variabilidad

impacto en despacho por disponibilidad

- Regulación de tensión, balances de reactivos, respuesta a contingencias, estabilidad, confiabilidad

Desafíos técnicos de integración eólica



Generación eólica (2400 MW) y demanda en el sector oeste de Dinamarca entre el 3 y 23 de enero, 2005 (tormenta producida el 8 de enero se aprecia entre las horas 128 a 139).

Alternativas técnicas para integración de ERNC

- Alternativas para enfrentar variabilidad (inesperada)
 - Reserva en giro (generadores convencionales, embalses, CC GNL, diesel)
 - Respuesta de la demanda (DSR: Demand Side Response)
 - Desprendimientos automáticos de carga
 - Interconexión con otros sistemas eléctricos
 - Capacidad de inyección de reactivos (generadores)
 - Almacenamiento de energía (embalses, baterías, autos eléctricos)

Servicios complementarios

Entendiendo la flexibilidad del sistema

- Introducción

- **Caso Base 2017-18**

- Contribución de

 - Transmisión

 - Embalses hidroeléctricos

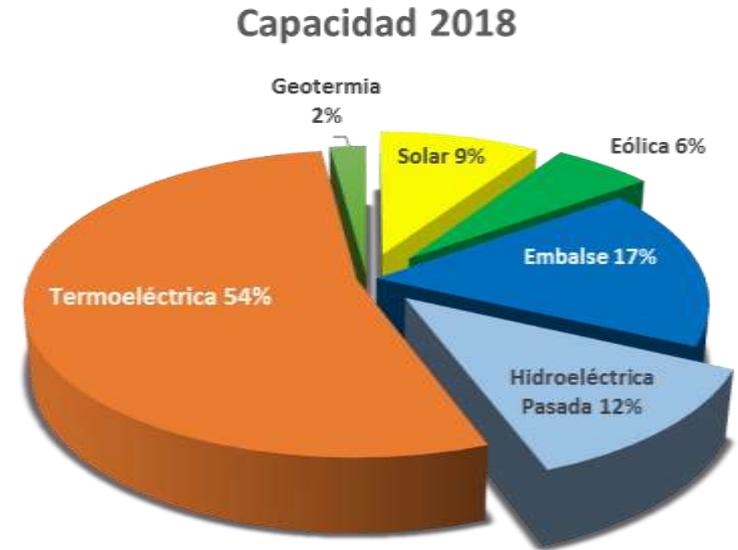
 - Baterías

 - Servicios complementarios

Estudio condiciones flexibilidad

- Capacidad Instalada al año 2018
- **Proyecciones**
 - **Aumento de la capacidad de ERV**

Tecnología	Instalada [MW]
Solar	2.090
Eólica	1.299
Embalse	3.858
Hidroeléctrica Pasada	2.803
Termoeléctrica	12.110
Geotermia	465



ERV SEN: 3.389 MW
Total SEN: 22.654 MW

Total ERV SEN ~ 15%
(Energía renovable variable,
i.e., solar y eólica)

¿Qué tan adaptado está nuestro parque de generación para un aumento significativo de las ERV?

Estudio condiciones flexibilidad

➤ Índice flexibilidad normalizado (NFI)

- Cálculo basado en el parque instalado, sin considerar el punto de operación
 - Potencias mínimas
 - Tiempos encendido
 - Rampas

$$flex(i) = \frac{\frac{1}{2}[P_{max}(i) - P_{min}(i)] + \frac{1}{2}[Ramp(i)]}{P_{max}(i)}$$

$$FLEX_{system} = \sum_{i \in A} \left[\frac{P_{max}(i)}{\sum_{i \in A} P_{max}(i)} \cdot flex(i) \right]$$

Nivel de Flexibilidad	<i>FLEX</i> _{System}
Alta	0,63
Media	0,48
Baja	0,43

Caso	<i>FLEX</i> _{System}
Real	0,679

➤ Consideraciones

- Confirma que el parque instalado en Chile se considera flexible
- ¿Sin embalses también se considera un parque flexible? ¿Cómo impactarán a futuro?

Estudio condiciones flexibilidad

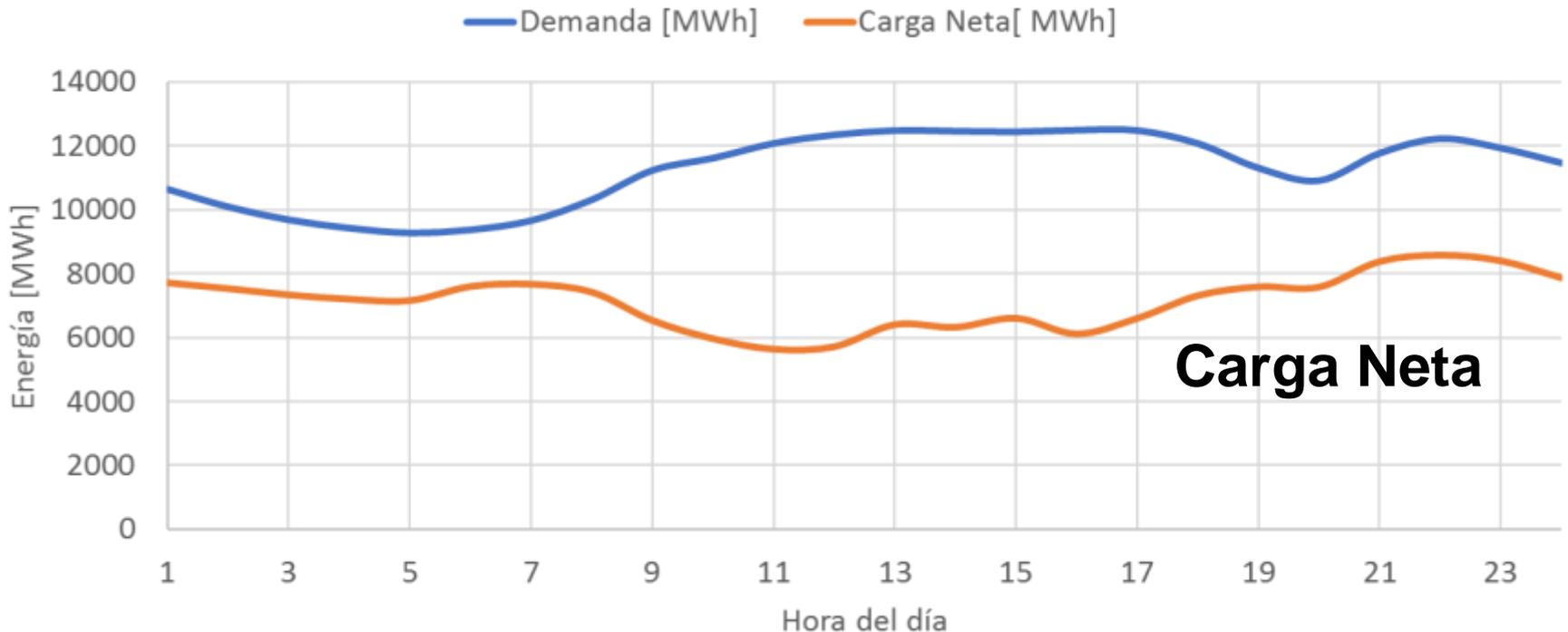
Variaciones demanda y ERV exigen flexibilidad

➤ Demanda

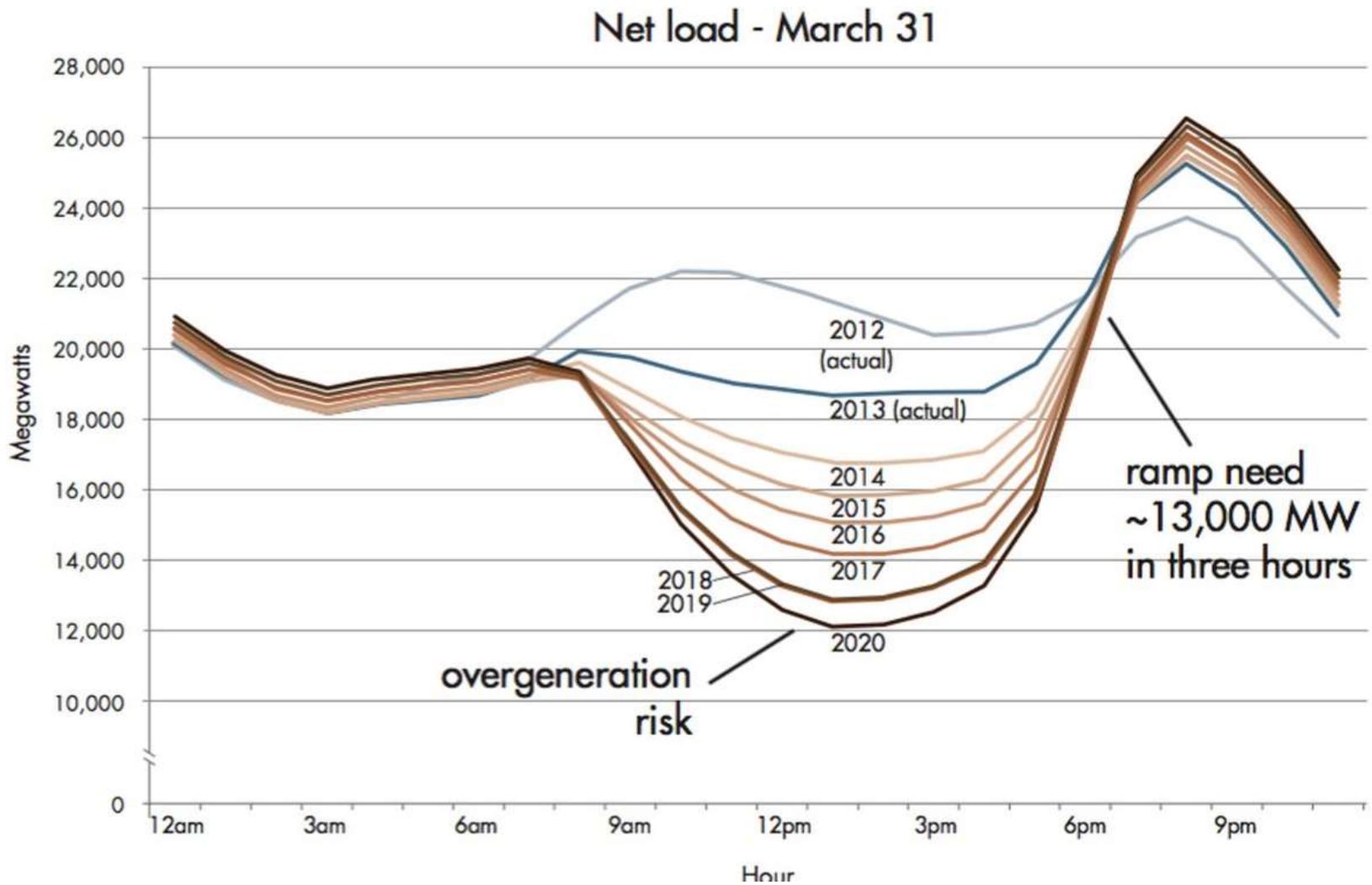
- Máxima 14.496 [MW]
- Promedio 11.029 [MW]
- Mínima 8.225 [MW]

➤ Carga Neta

- Máxima 8.720 [MW]
- Promedio 7.929 [MW]
- Mínima 5.723 [MW]



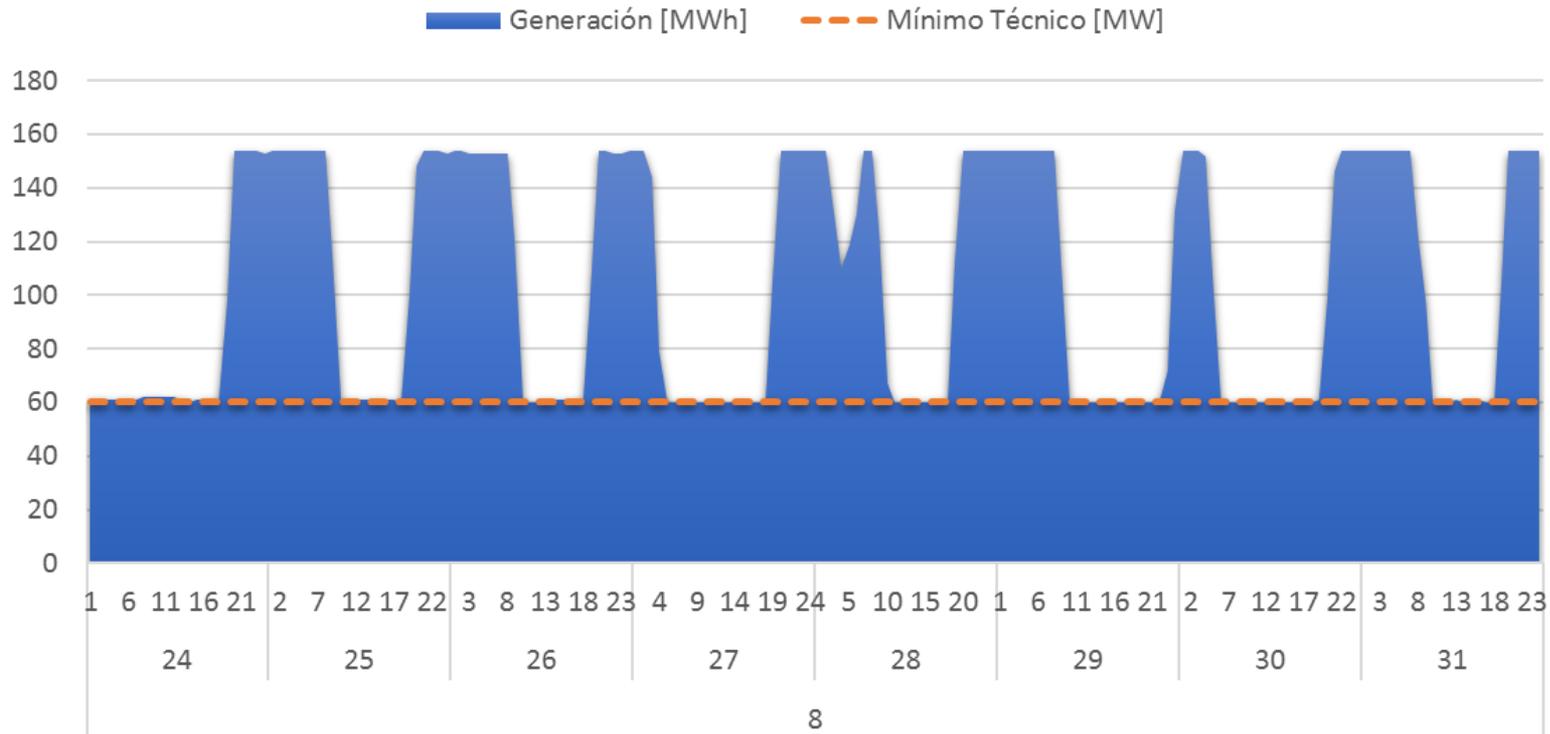
Exigencia condiciones flexibilidad en California



Integración solar desde 2012 a 2020 y crecimiento de rampa solar ¹⁵

Necesidad centrales térmicas ciclen

Real 2017 Guacolda 1



¿Cómo se proyecta el futuro con una gran penetración de ERV?

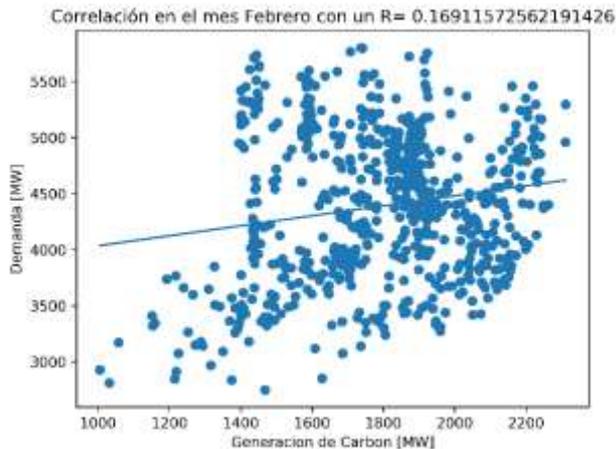
¿Quién sigue la carga?

➤ Correlación entre tecnologías de generación y carga neta

Embalse



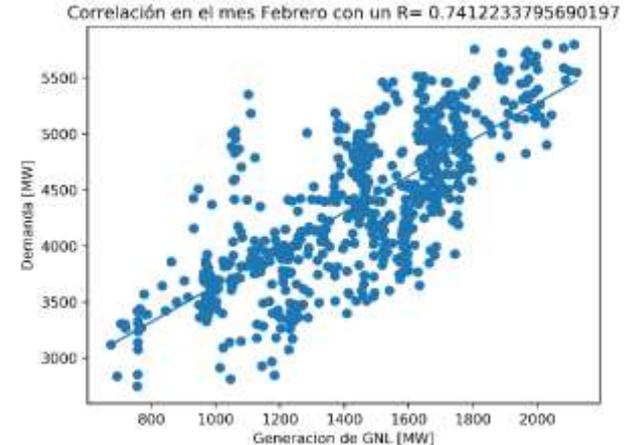
Carbón



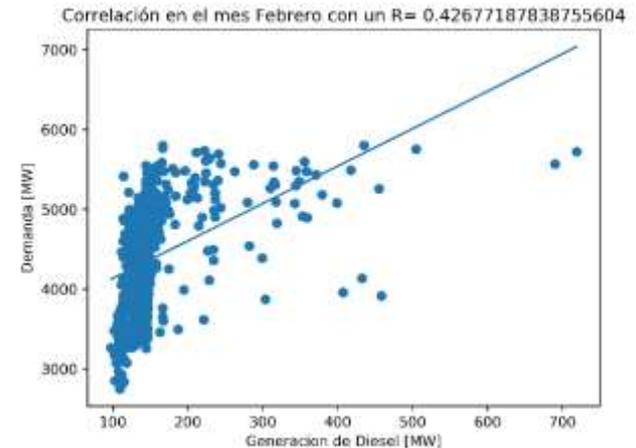
Real-2017

Febrero

GNL



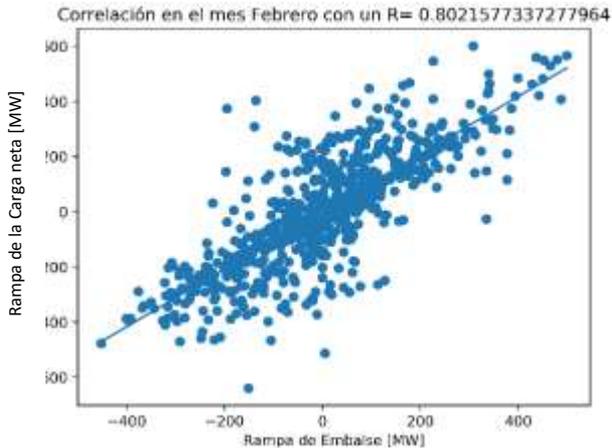
Diesel



¿Quién se hace cargo de las rampas?

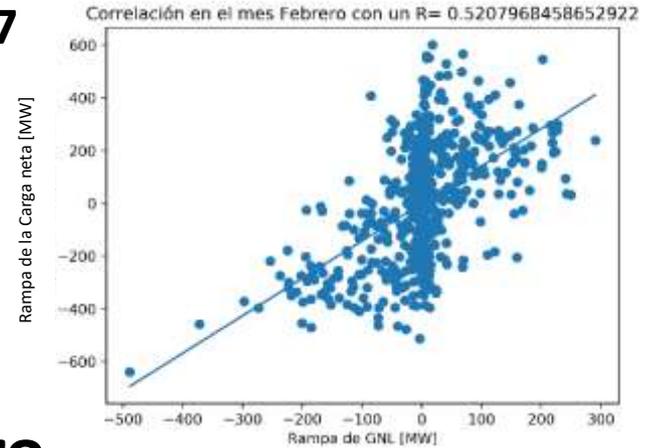
➤ Correlación entre rampa de tecnologías y carga neta

Embalse



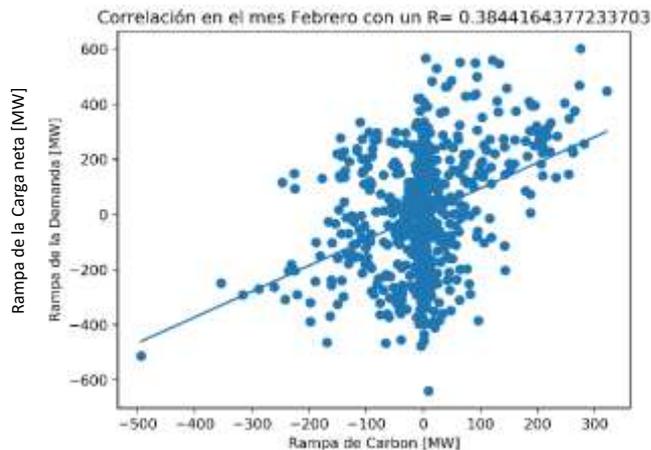
Real-2017

GNL

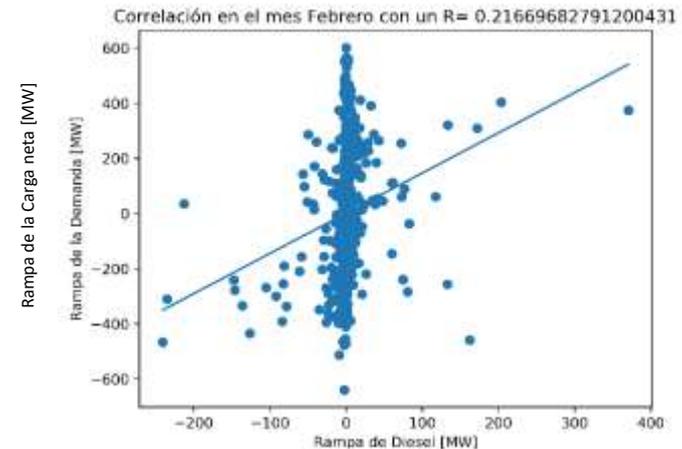


Febrero

Carbón



Diesel



Entendiendo la flexibilidad del sistema

- Introducción

- **Caso Base 2027**

- Contribución de

 - Transmisión

 - Embalses hidroeléctricos

 - Baterías

 - Servicios complementarios

Caracterización de Caso Base

➤ Capacidad Instalada en caso simulado al año 2027

➤ Demanda

- Máxima 14.496 [MW]
- Promedio 11.029 [MW]
- Mínima 8.225 [MW]

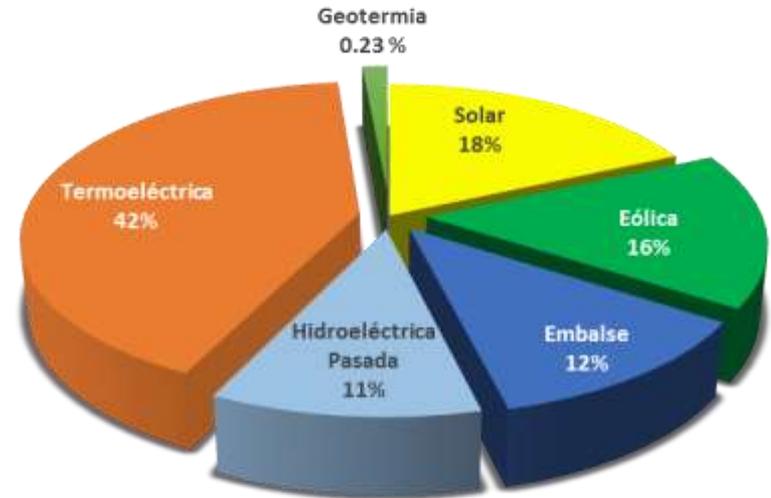
➤ Topología

- 588 Barras
- 724 líneas de transmisión

➤ Centrales

- 245 Térmica
- 149 ERV
- 11 Embalses
- 70 Pasada

Tecnología	Instalada [MW]
Solar	2.090
Eólica	1.299
Embalse	3.858
Hidroeléctrica Pasada	2.803
Termoeléctrica	12.110
Geotermia	465



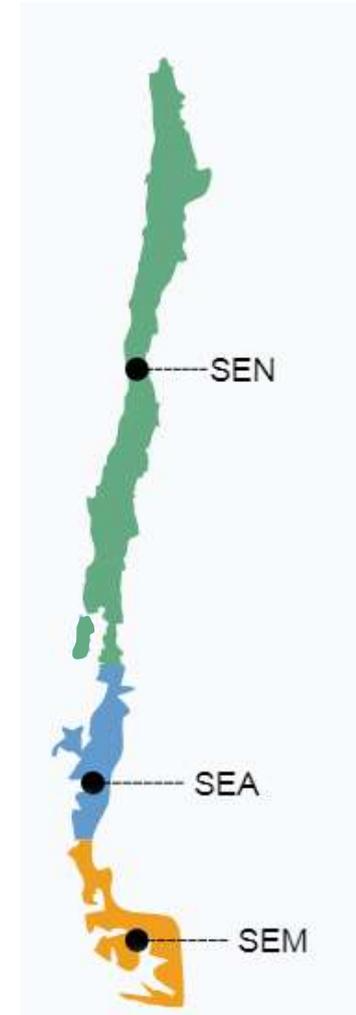
ERV SEN: 11.274 MW

Total SEN: 30.875 MW

Total ERV SEN ~ **36%**
(Energía renovable variable,
i.e., solar y eólica)

Supuestos Caso Base

- **Topología real del sistema eléctrico nacional chileno (SEN)**
 - Generadores disponibles a la fecha en el sistema
 - Plan de obras realista para generadores convencionales
- **Demanda**
 - Se considera una tasa de crecimiento compuesta $\sim 3,3\%$
- **Simulaciones determinísticas**
 - 3 escenarios hidrológicos (Seco, Medio, Húmedo)
 - Un mismo escenario de precios de combustible
 - Una semana representativa por cada mes
- **Resolución del problema**
 - Detalle de nivel horario
- **Simulaciones en dos etapas**
 - Largo plazo con OSE2000
 - Corto plazo modelo HELO (MILP)



Descripción modelo de operación

Metodología desarrollada y elaborada por Systep

Modelo despacho hidro-térmico largo plazo (OSE2000 - SDDP)

- Volúmenes inicial y final mensuales de embalses
- Valor del agua en embalses

Datos horarios de entrada

- Demanda
- Perfiles ERV
- Mantenimientos

Parámetros técnicos

- Mínimos técnicos
- Tiempos mínimos y costos de encendido y apagado
- Rampas de subida y bajada
- Reserva en giro

Lectura y procesamiento de datos

MODELO HELO

Optimizador **FICO**

Resultados horarios

- Costos marginales
- Generación
- Flujos por las líneas

Análisis

- Cycling centrales
- Curtailment renovable
- Mínimos técnicos
- CMg día/noche
- Flexibilidad
- SSCC

Descripción modelo de operación

Dimensión de sistema simulado

➤ Sistema eléctrico nacional Chileno

Topología

- 588 Nodos
- 724 líneas de transmisión

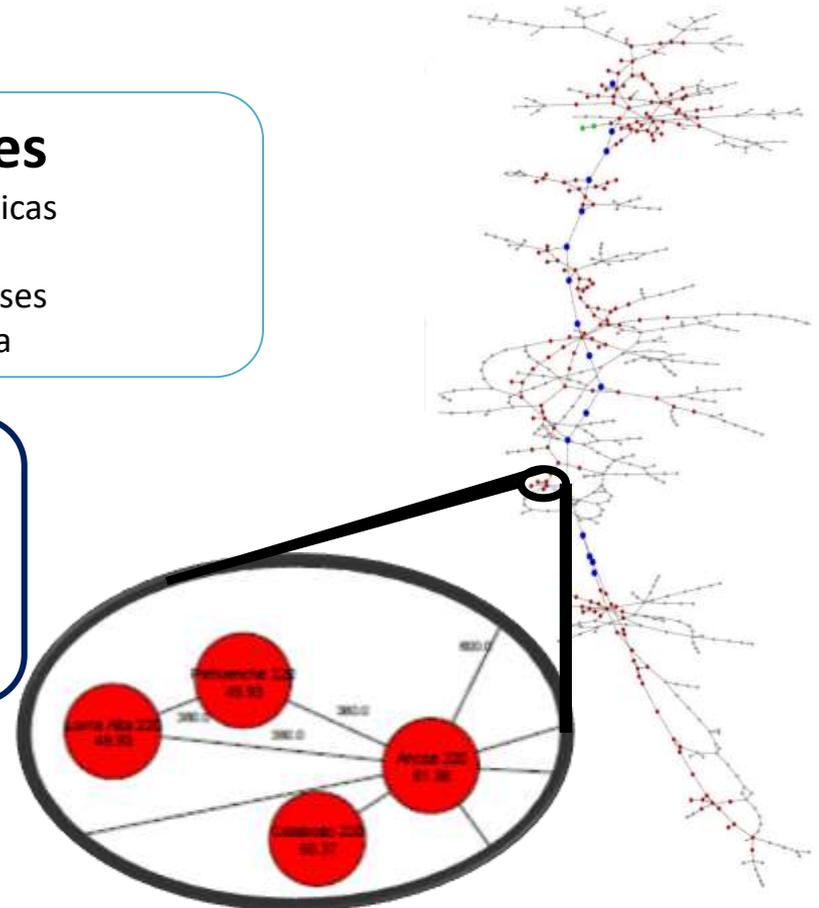


Centrales

- 245 Térmicas
- 149 ERV
- 11 Embalses
- 70 Pasada

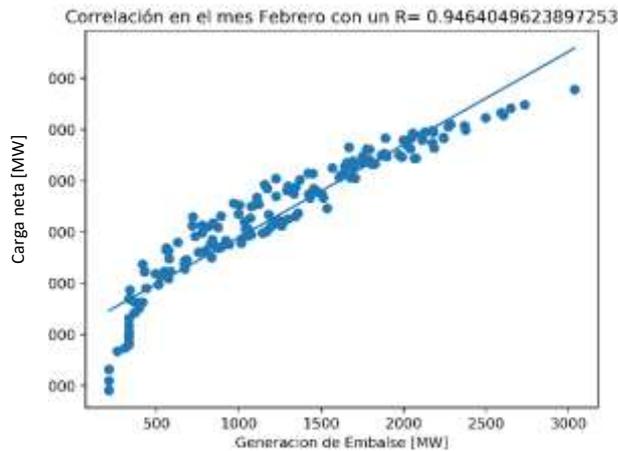
Modelo Completo

- 79.000 Restricciones
- 280.000 Variables Lineales
- 19.000 Variables Enteras

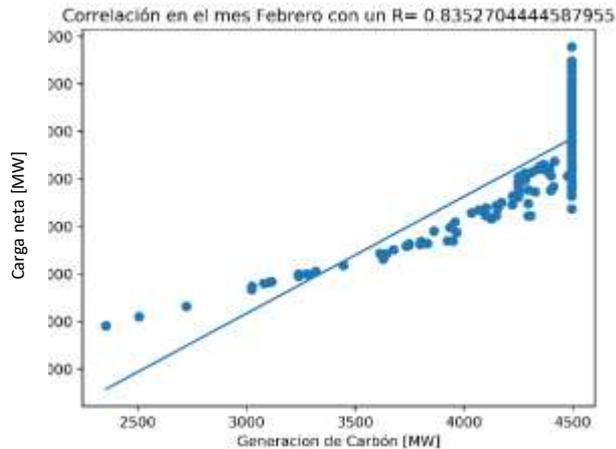


Resultados Caso Base: Seguimiento de carga

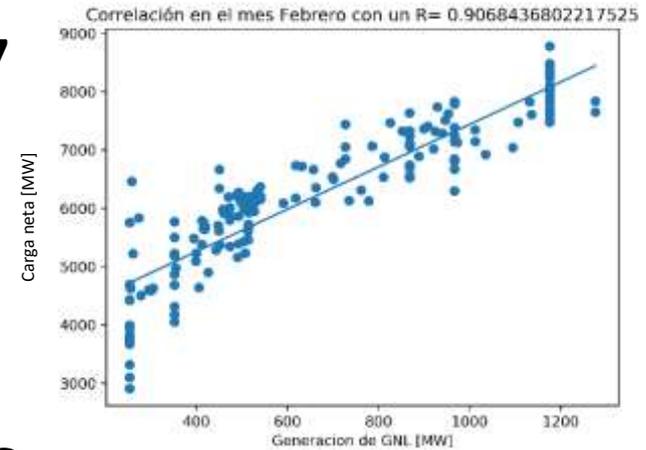
- **Correlación entre tecnologías de generación y carga neta**



Carbón

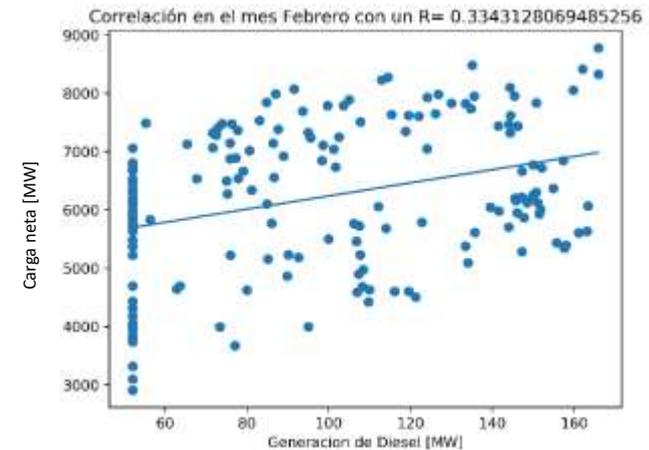


Base-2027



Febrero

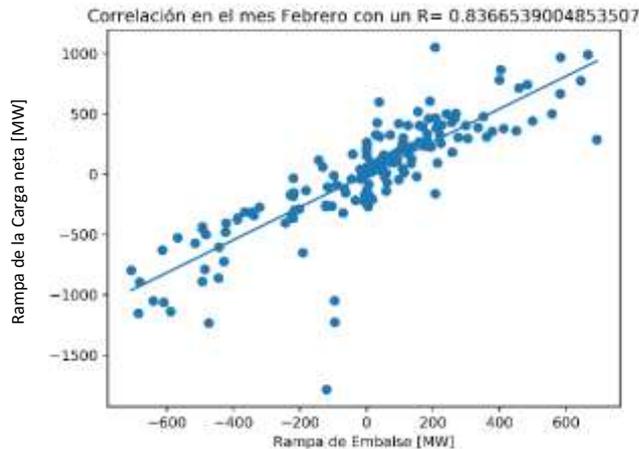
Diesel



Resultados Caso Base: Rampa

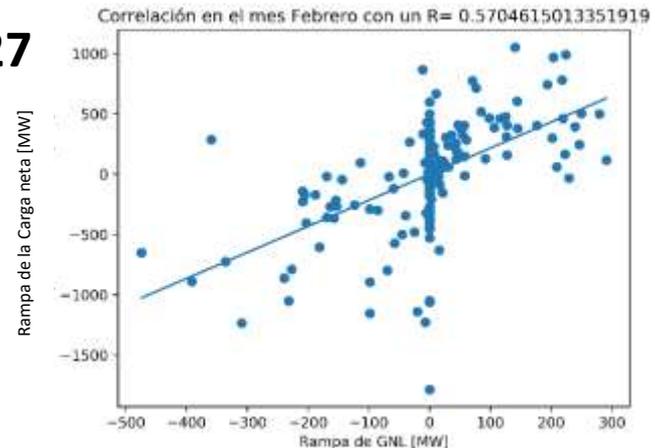
➤ Correlación entre rampa de tecnologías y carga neta

Embalse



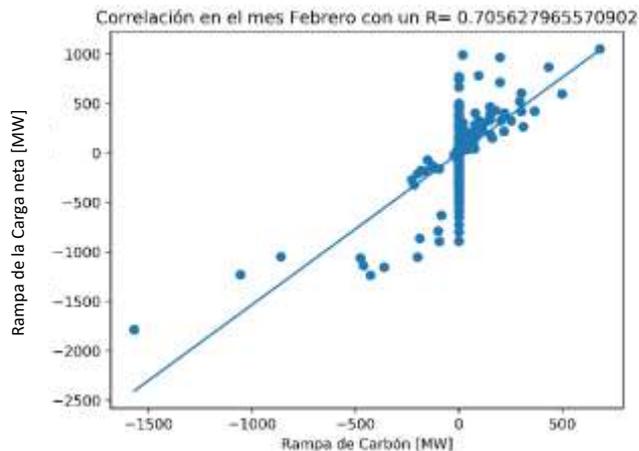
Base-2027

GNL

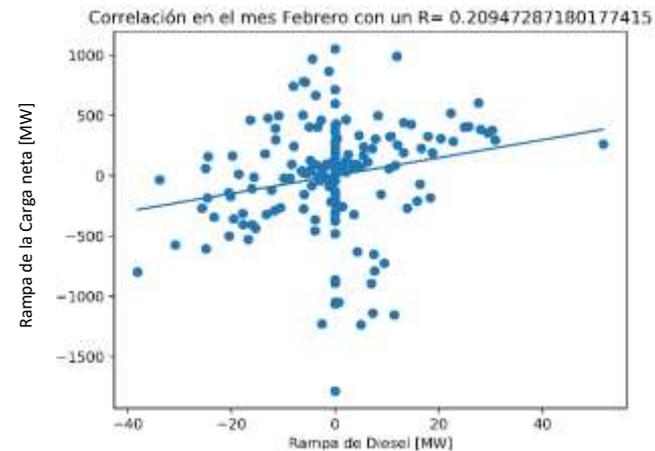


Febrero

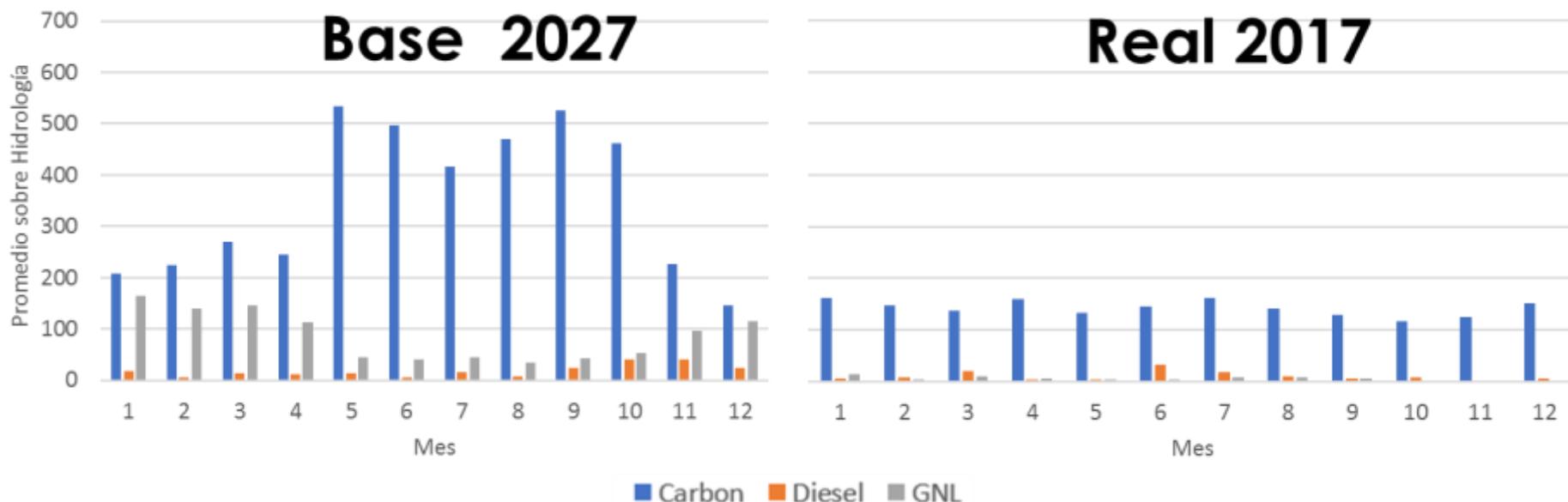
Carbón



Diesel



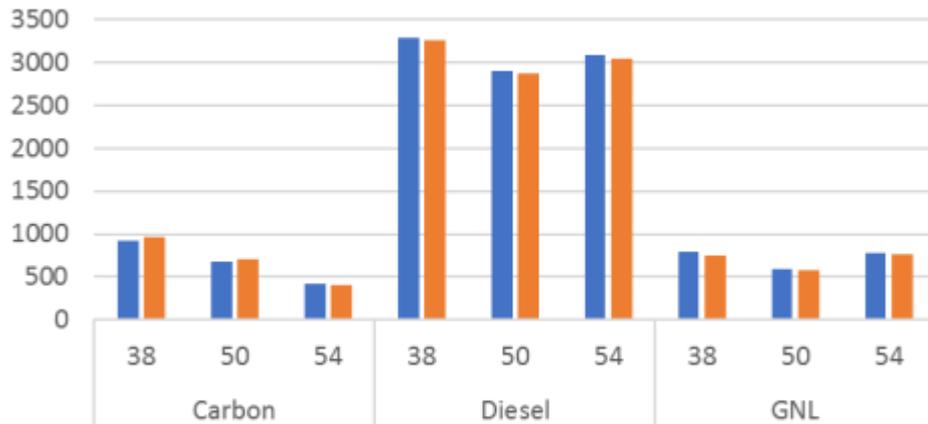
Resultados Caso Base: Análisis de ciclados



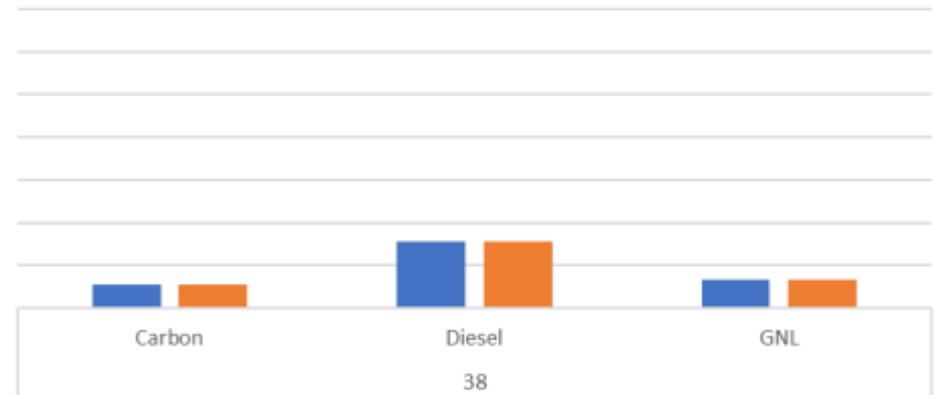
Promedio de ciclados anual (Sobre 3 hidrologías)		
Tecnología	Base	Real 2017
Carbon	4220	391
Diesel	216	25
GNL	1032	13
Total	5468	429

Resultados Caso Base: Encendidos/Apagados

Base 2027



Real 2017



■ Encendidos ■ Apagados

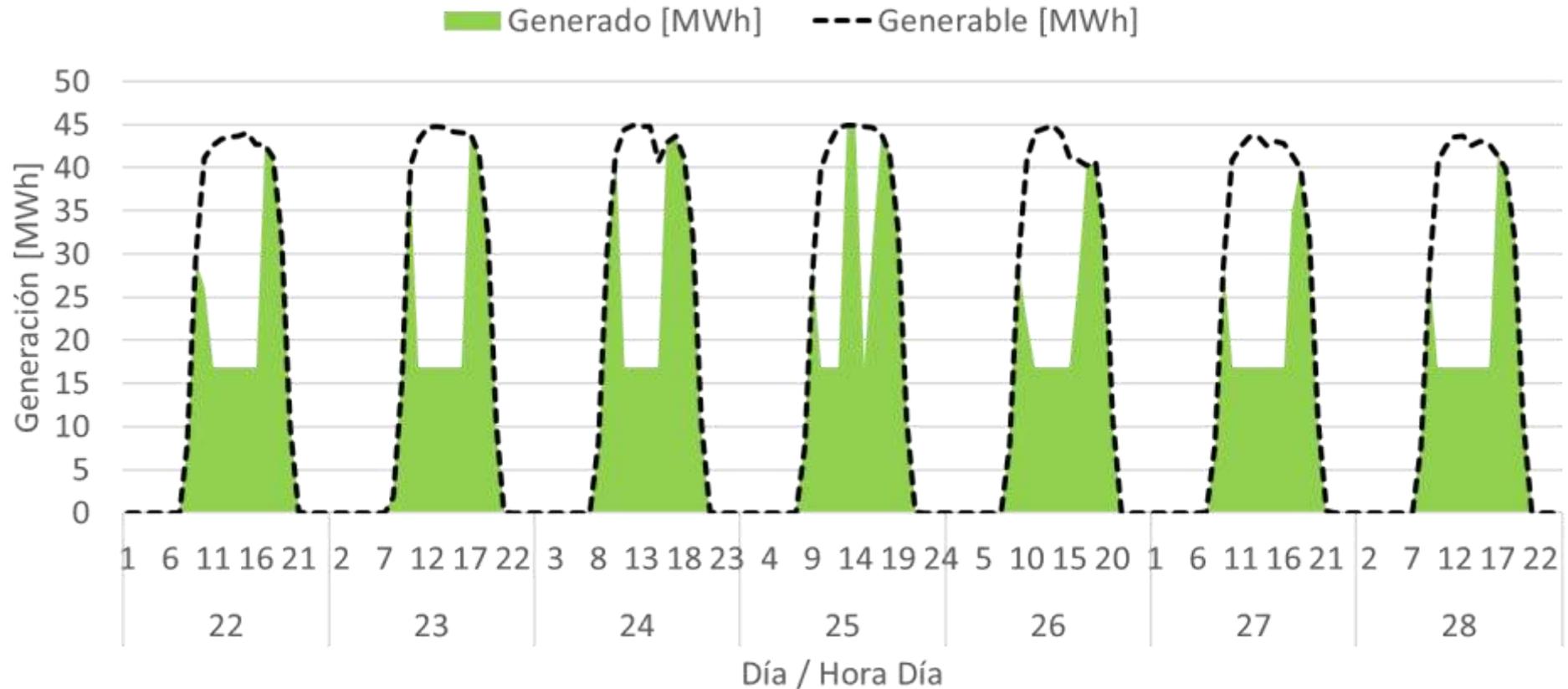
Total de Encendidos Anuales

Tecnología	Base	Real 2017
Carbon	670	273
Diesel	3093	776
GNL	714	327
Total	4241	1376

Total de Apagados Anuales

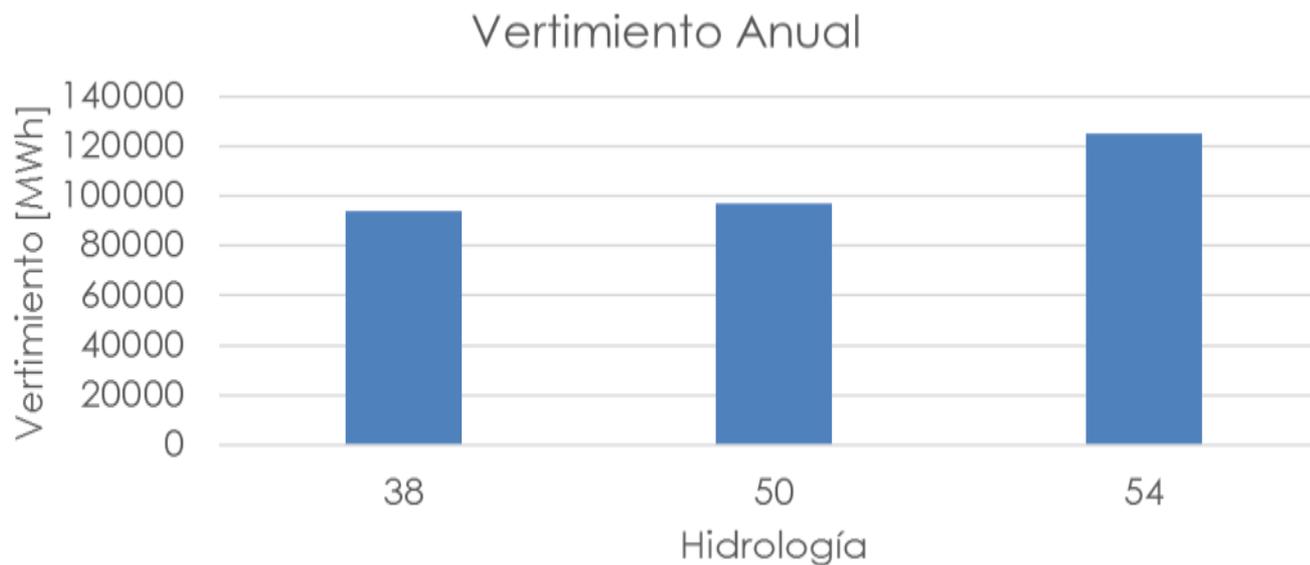
Tecnología	Base	Real 2017
Carbon	688	270
Diesel	3058	772
GNL	701	328
Total	4448	1370

Resultados Caso Base: Vertimientos 2027



Resultados Caso Base: Vertimientos 2027

Base 2027



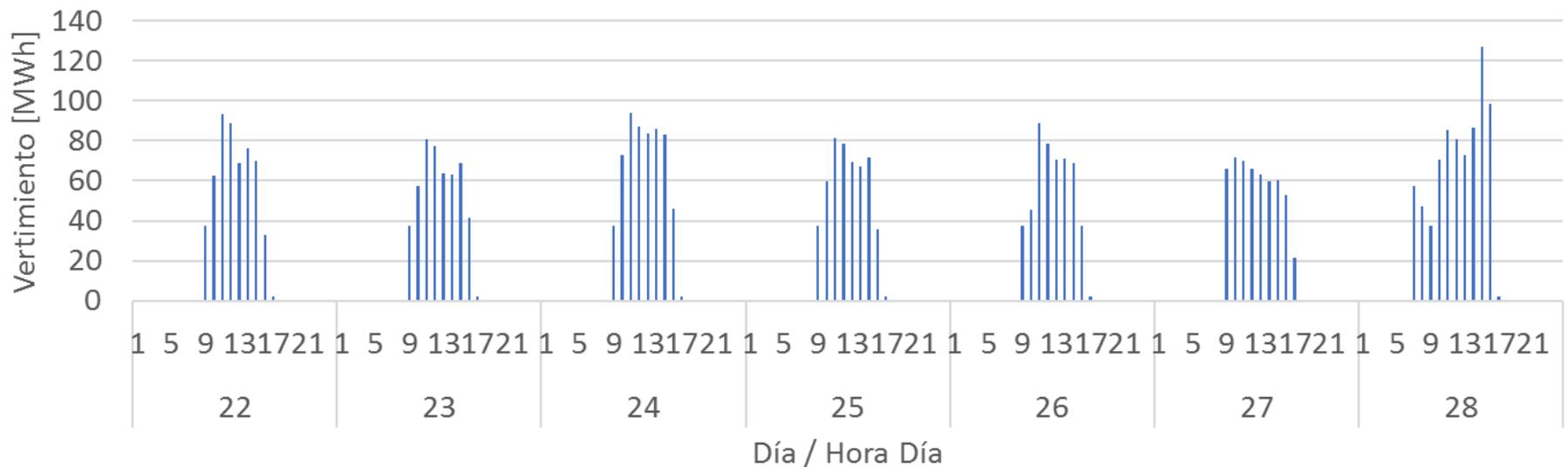
Vertimiento Total Anual [GWh]	
Hidrología	Base
38	92
50	96
54	124

Entendiendo la flexibilidad del sistema

- Introducción
- Caso Base 2017-18
- Contribución de
 - **Transmisión**
 - Embalses hidroeléctricos
 - Baterías
- Servicios complementarios

Aportes del sistema de transmisión

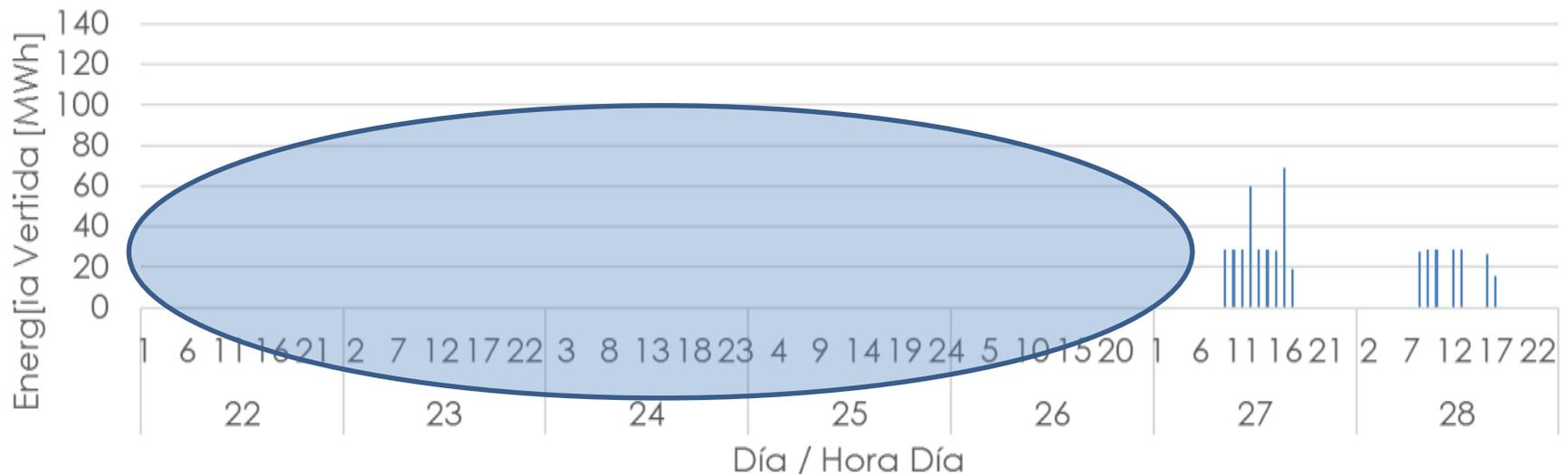
Vertimientos considerando restricciones de transmisión



Vertimientos potencialmente provocados por problemas de transmisión y/o falta de flexibilidad del parque térmico.

Aportes del sistema de transmisión

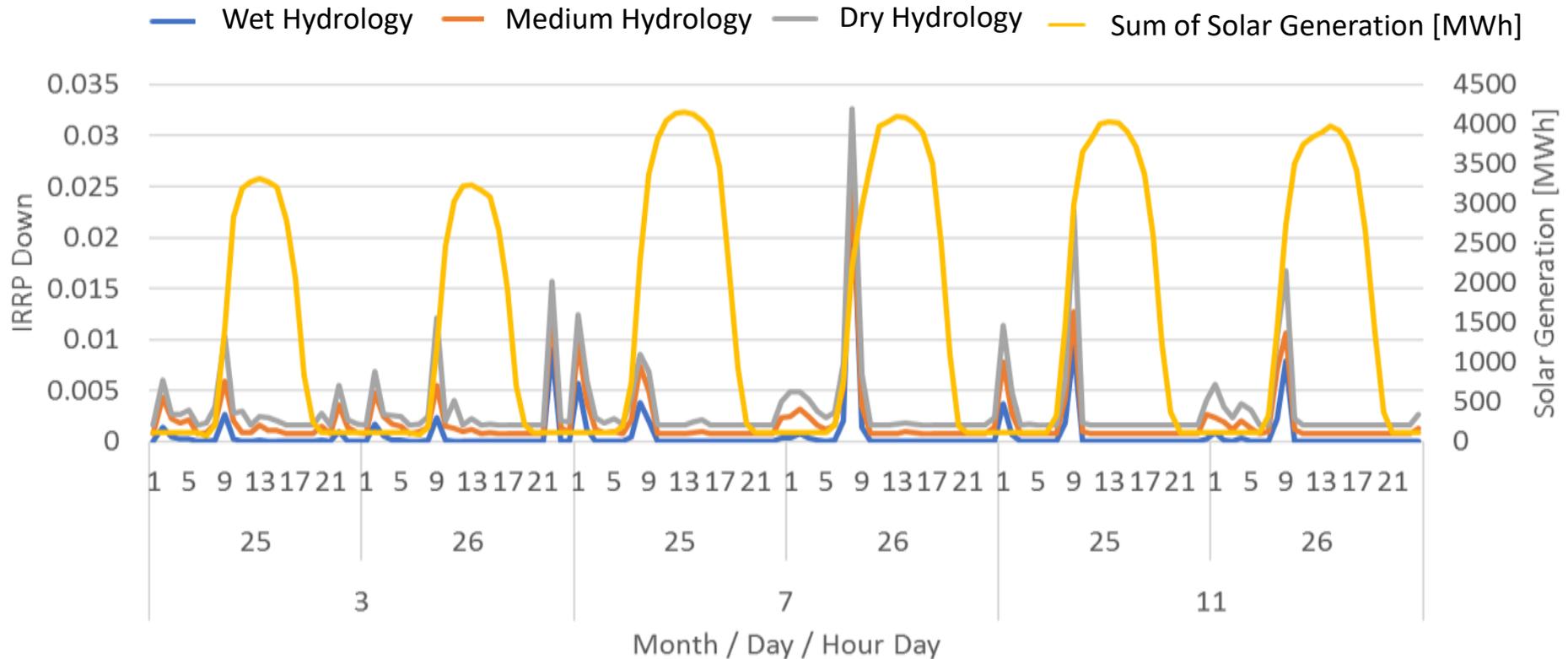
Vertimientos **SIN** restricciones de transmisión



Los vertimientos que desaparecen tenían entonces su origen en el sistema de transmisión

¿los vertimientos remanentes son por flexibilidad del parque instalado?

Probabilidad el sistema no tenga suficiente rampa



Principales problemas de flexibilidad se deben respecto a rampa solar de subida

Entendiendo la flexibilidad del sistema

- Introducción
- Caso Base 2017-18
- Contribución de
 - Transmisión
 - **Embalses hidroeléctricos**
 - Baterías
- Servicios complementarios

Seguimiento de la carga

➤ Correlación entre rampa de tecnologías y carga neta

Embalse

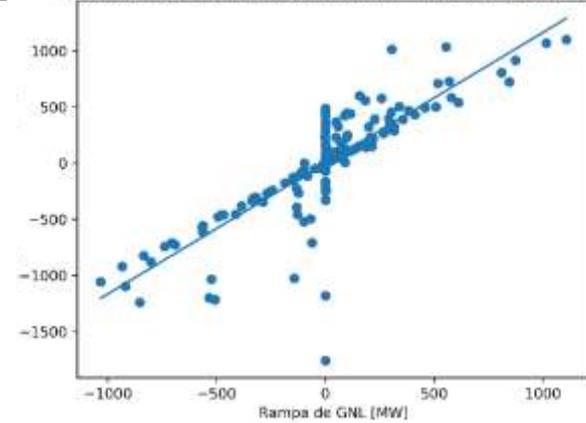
Sin Embalse-
2027

GNL

Rampa de la Carga neta [MW]

Rampa de la Carga neta [MW]

Correlación en el mes Febrero con un R= 0.8390914293321943



Carbón

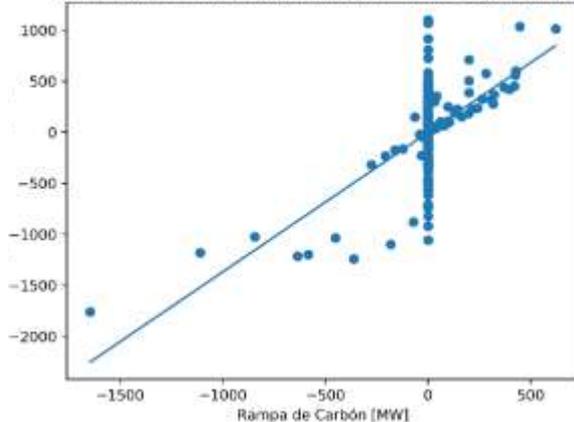
Febrero

Diesel

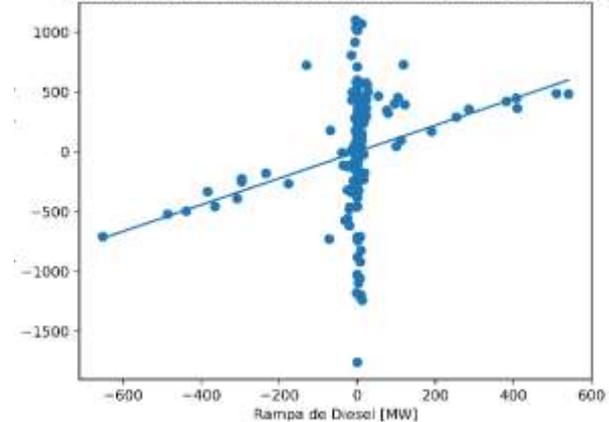
Rampa de la Carga neta [MW]

Rampa de la Carga neta [MW]

Correlación en el mes Febrero con un R= 0.6351356756046049

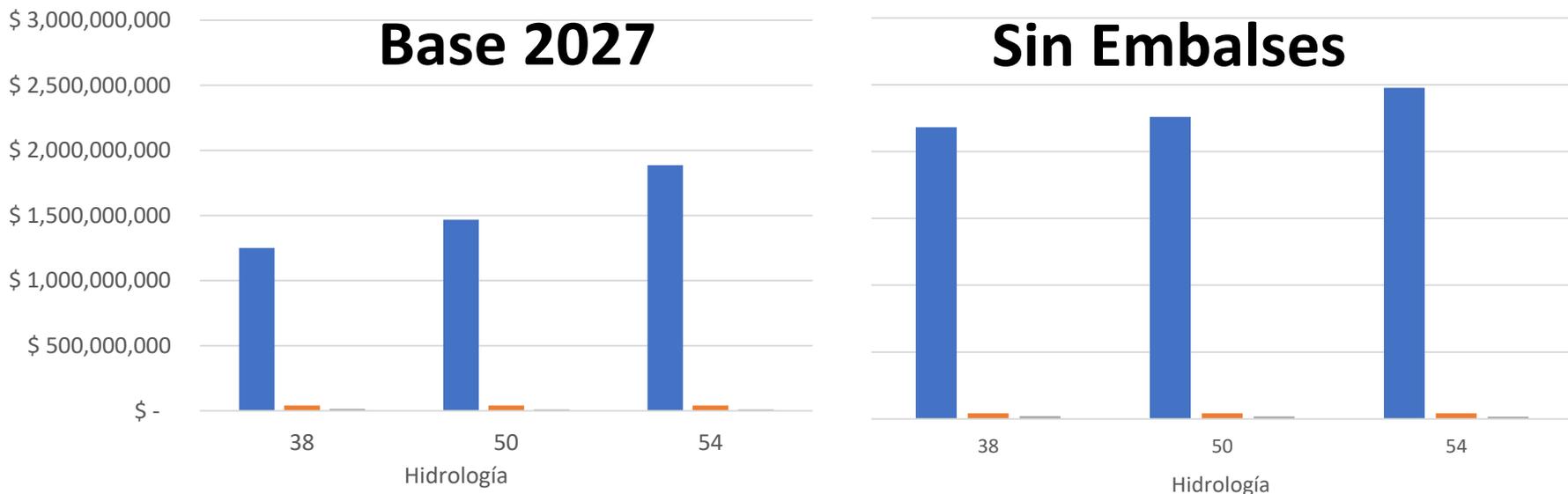


Correlación en el mes Febrero con un R= 0.3024253101210809



Análisis de costos de operación 2027

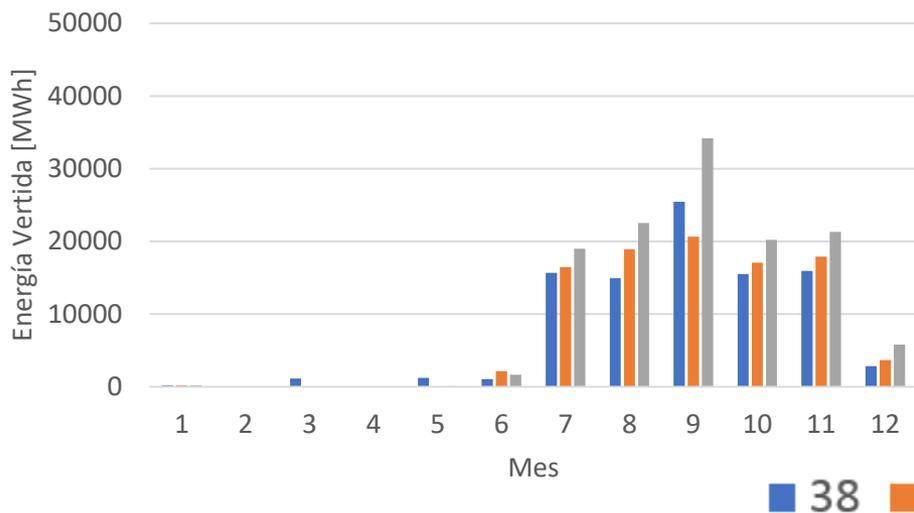
■ Costo de Generación [USD] ■ Costo de falla [USD] ■ Costo de Operación Binaria [USD]



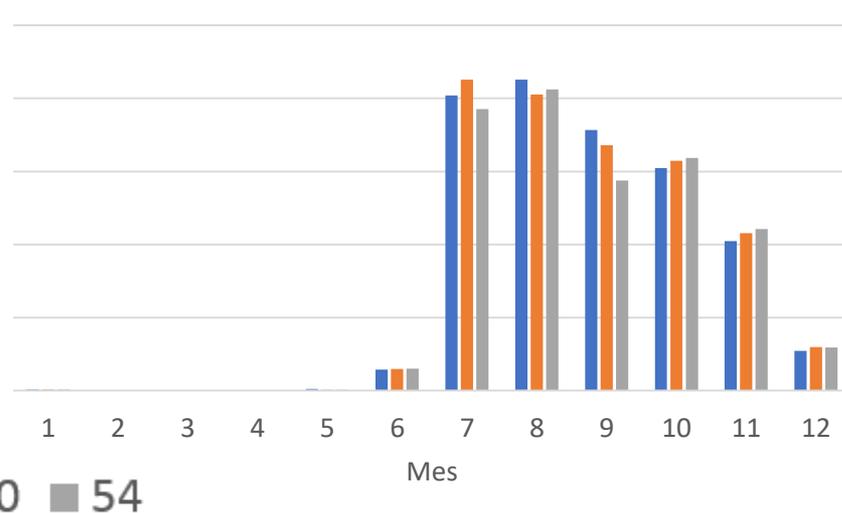
Costo Total Anual [USD]	
Tipo	Costo Total Promedio
Base	\$ 1,590,433,567
Sin Embalse	\$ 2,411,513,066

Análisis de vertimientos 2027

Base 2027



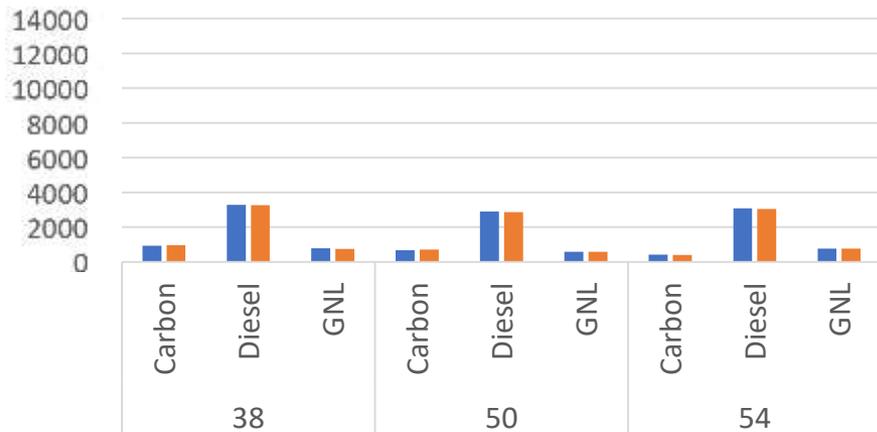
Sin Embalse



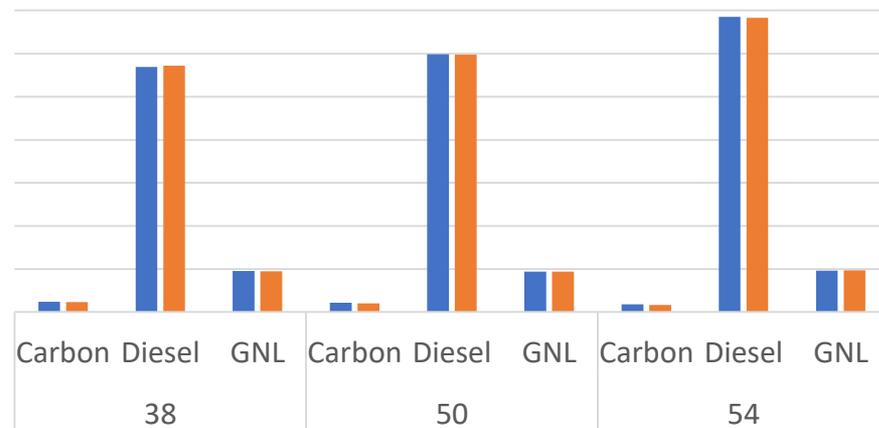
Vertimiento Total Anual [GWh] Base 2027	
Tipo	Total Promedio
Base	105
Sin Embalse	176

Análisis de Encendidos y Apagados 2027

Base 2027



Sin Embalse



■ Encendidos ■ Apagados

Total de Encendidos Anuales

Tecnología	Base	Sin Embalse	Real
Carbon	671	423	273
Diesel	3093	12356	776
GNL	715	1903	327
Total	4241	14681	1376

Total de Apagados Anuales

Tecnología	Base	Sin Embalse	Real
Carbon	688	403	270
Diesel	3059	12353	772
GNL	701	1904	328
Total	4448	14660	1370

Entendiendo la flexibilidad del sistema

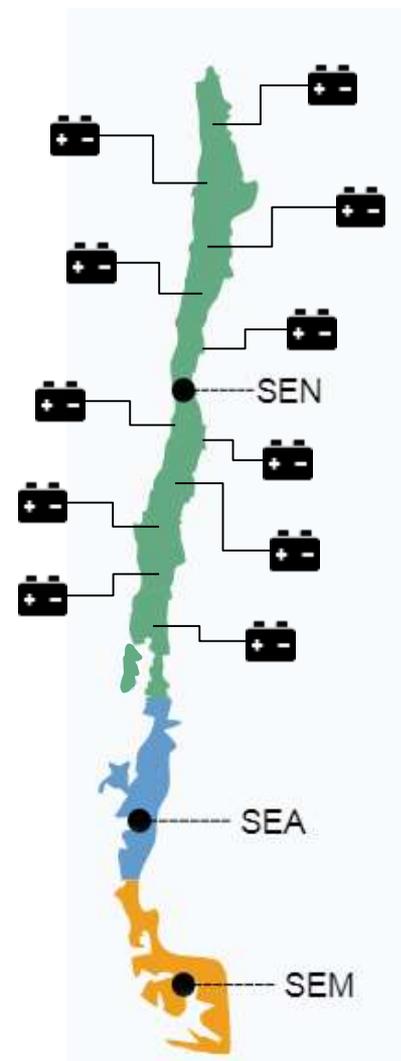
- Introducción
- Caso Base 2017-18
- Contribución de
 - Transmisión
 - Embalses hidroeléctricos
 - **Baterías**
- Servicios complementarios

Contribución de baterías a la flexibilidad

- Implementado en caso base 2027
- **Simulación**
 - **Baterías de tamaño y capacidad equivalentes a baterías Tesla en Australia**
 - Capacidad de 100 [MW] / 126 [MWh] / 1,26 hrs cada una
 - Ubicación en nodos representativos

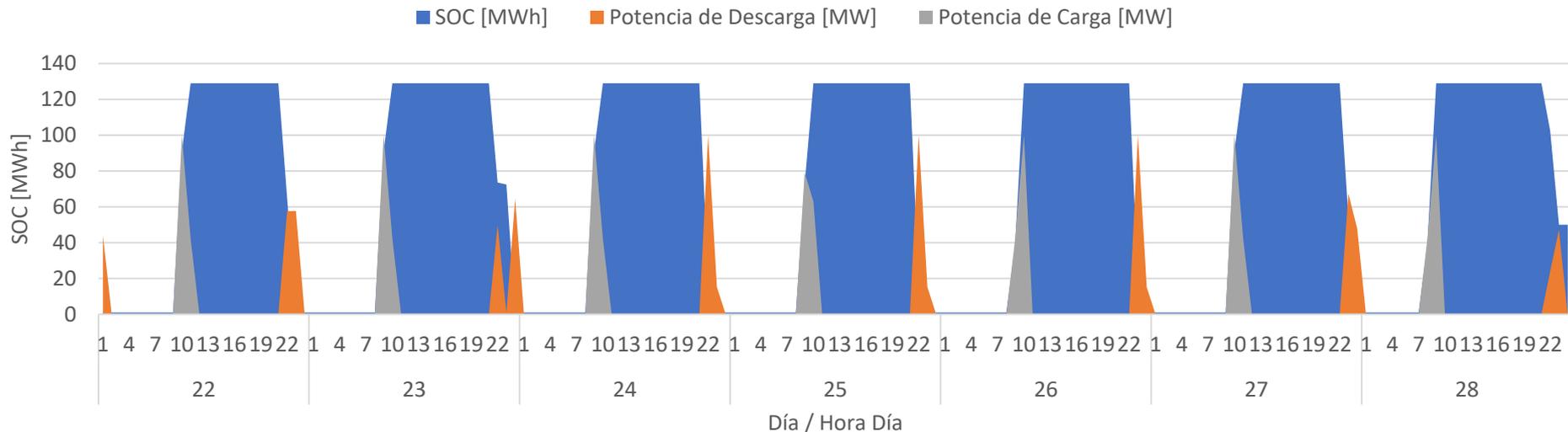
Baterías en 11 lugares:

- Crucero 220
- Atacama 220
- Diego de Almagro 220
- Cardones 220
- Pan de Azúcar 500
- Polpaico 220
- Alto Jahuel 220
- Ancoa 220
- Charrúa 220
- Valdivia 220
- Puerto Montt 220

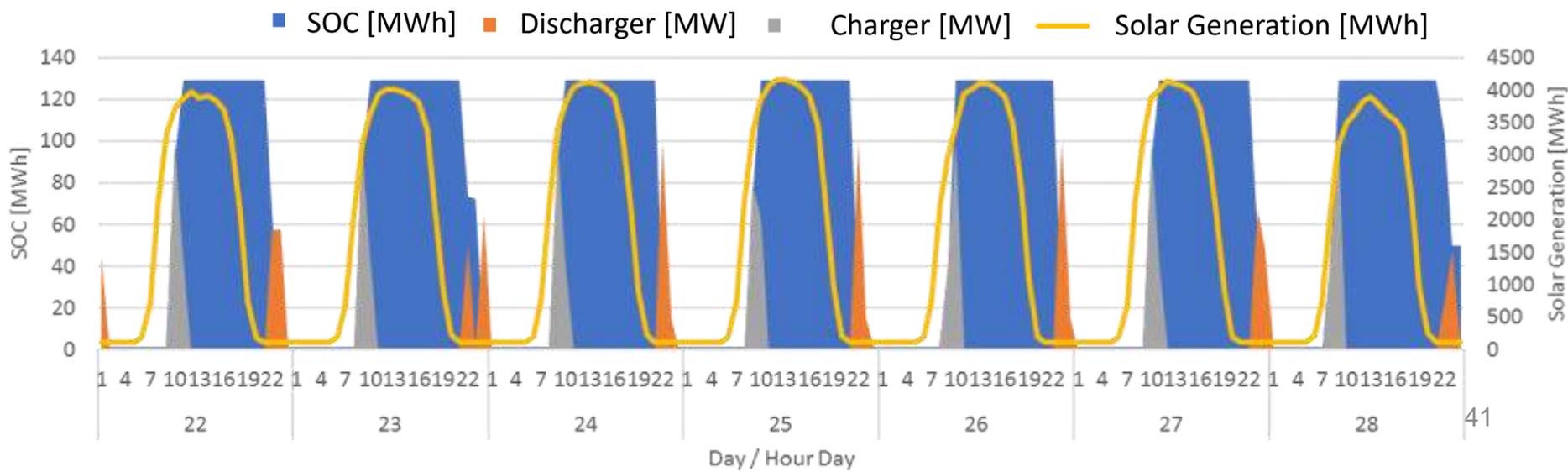


Contribución de baterías a la flexibilidad

➤ Pan de Azúcar 500



Baterías se cargan cuando el sistema las necesita más (en rampa de subida, y no a menor CMg)



Contribución de baterías a la flexibilidad

➤ Ciclado

Promedio de ciclados anuales (3 hidrologías)			
Tecnología	Base	Sin embalses	Baterías
Carbón	4.220	3.376	3.500
Diesel	216	301	220
GNL	1.032	1.516	916
Total	5.468	5.193	4.632

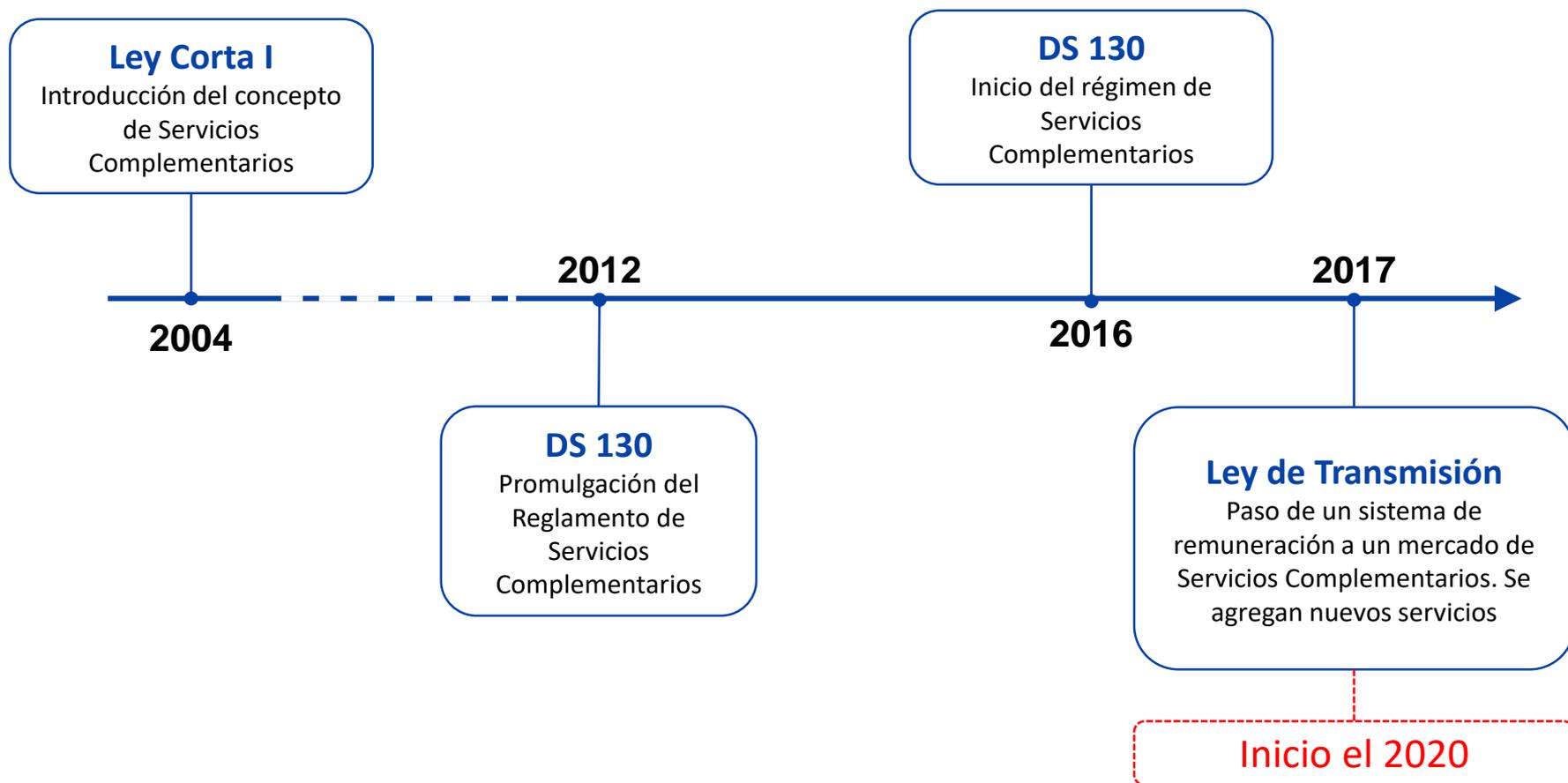
➤ Partidas y detenciones

Total partidas anuales			
Tecnología	Base	Sin embalses	Baterías
Carbón	671	423	592
Diesel	3.093	12.356	2.684
GNL	715	1.903	484
Total	4.241	14.681	3.760

Entendiendo la flexibilidad del sistema

- Introducción
- Caso Base 2017-18
- Contribución de
 - Transmisión
 - Embalses hidroeléctricos
 - Baterías
- **Servicios complementarios**

Servicios complementarios para flexibilidad



Historia

Decreto Supremo N°130/2012

Servicios Complementarios definidos

Control de Frecuencia

- Control primario de frecuencia (CPF)
- Control secundario de frecuencia (CSF)
- Margen de reserva

Control de Tensión

Recuperación de Servicio

- Partida autónoma (PA)
- Aislamiento rápido (AR)
- Plan de defensa contra contingencias extremas (PDCE)
- Reconexión de islas (RI)

Desconexión de Carga

- Esquemas de desconexión automático de carga (EDAC)
- Desconexión manual de carga (DMC)

Operación fuera de Orden de Méritos

Funcionamiento del Mercado

Los Servicios Complementarios permiten al operador del sistema tratar con las incertidumbres asociadas al suministro eléctrico

Servicio Complementario	Propósito
Control de Frecuencia	Responder adecuadamente a las variaciones de demanda y generación
Control de Tensión	Responder adecuadamente a las variaciones de tensión que ocurran en los distintos nodos del sistema
Recuperación del Servicio	Responder adecuadamente a contingencias mayores, como por ejemplo grandes unidades de generación.

Nuevo Reglamento de SSCC (Ley de Transmisión)

- La Ley de Transmisión estableció la elaboración de nuevos reglamentos, relacionados con la remuneración y planificación del sistema de transmisión, así como con la operación del sistema.
- El **12 de octubre de 2017**, el Ministerio de Energía emitió para consulta pública el borrador del Reglamento de Servicios Complementarios.
- Cerrado el proceso, el **22 de diciembre de 2017**, se emite una versión con las observaciones del proceso en una nueva versión del reglamento, el cual fue enviado a Contraloría.
- A finales de **marzo de 2018**, la CNE retiró de Contraloría el Reglamento, para ser reingresado el **15 de mayo de 2018**.
- El reglamento entrará en vigencia a contar del año 2020, según lo dispuesto en los transitorios de la Ley de Transmisión.

Nuevo Reglamento de SSCC (Ley de Transmisión)

Principales cambios realizados

1

Los SSCC se prestarán en base a **Licitaciones** o **Subastas**, y sólo cuando esto no sea posible, se instruirá el servicio.

2

La valorización y remuneración de los SSCC licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado, mientras que los SSCC instruidos serán pagados según el Estudio de Costos.

↳ La remuneración está sujeta al desempeño y disponibilidad de la prestación del servicio. El pago será a cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros.

3

Los clientes finales pueden optar al servicio de **Respuesta de Demanda** y se crea el nuevo agente **Agregador de Demanda**.

4

Los **Servicios de Almacenamiento** que presten SSCC mediante licitación, operarán con prioridad en la prestación del SSCC sobre el despacho económico de energía.

Cierre (mensajes para la casa)

- La capacidad instalada actual y proyectada del sistema chileno es flexible, de acuerdo con las métricas analizadas para los niveles de adopción de ERV estudiados (36% - 2027).
- La capacidad de almacenamiento (represas hidroeléctricas) en el sistema chileno es un factor importante en su flexibilidad (con la posibilidad de seguir los requisitos de rampa)
- La capacidad de transporte es crucial para "mover" la flexibilidad en todo el sistema.
- Las baterías de corto plazo no se cargan y descargan en momentos de máxima diferencia de precio. Por el contrario, es conveniente, desde la perspectiva del sistema, si se cargan durante el aumento de energía solar.
- Los servicios complementarios son una componente fundamental para enfrentar la variabilidad de las ERV. Se constituyen en un gran desafío para las autoridades regulatorias.



FLEXIBILIDAD FRENTE A ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES: EL CASO CHILENO

ESCUELA IBEROAMERICANA DE REGULACIÓN ELÉCTRICA

Hugh Rudnick, Pontificia Universidad Católica de Chile

Miguel Díaz y Alejandro Navarro-Espinosa, Systep

28 de agosto de 2018

Diplomado en los Mercados Eléctricos del Futuro y su Regulación (DMER)

