



INTERCAMBIO DE EXPERIENCIAS EN MATERIA DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES ENTRE CHILE Y REPÚBLICA DOMINICANA

Rodrigo Espinoza V.

Subgerente de Aseguramiento de la Operación

República Dominicana, septiembre 2018

AGENDA

1 **EL SEN: Una historia reciente**

2 **Los desafíos de la inserción de ER**

3 **Desafíos en Transmisión**

4 **Desafíos en Generación**

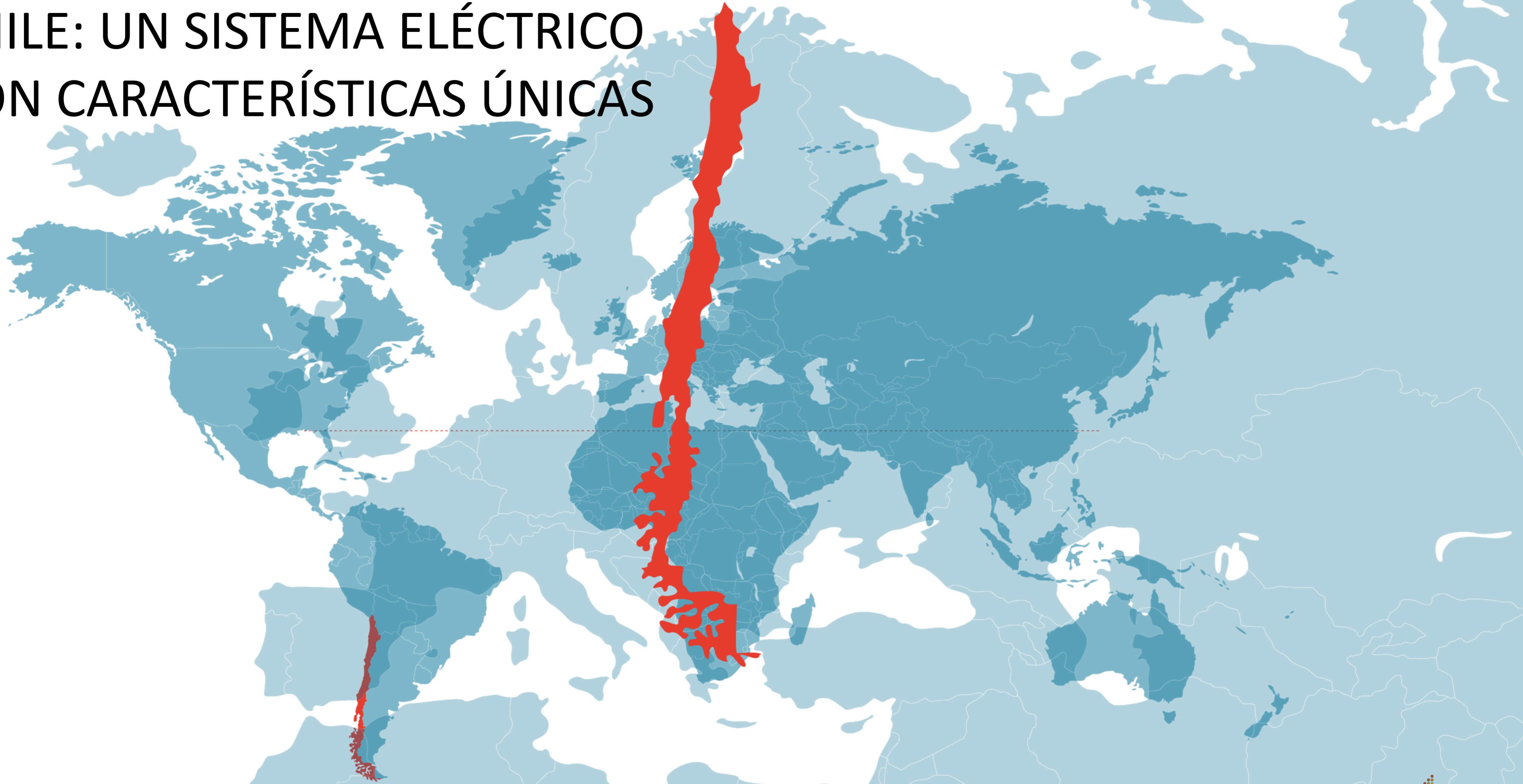
5 **Próximos desafíos**





1 EL SEN: Una historia reciente

CHILE: UN SISTEMA ELÉCTRICO CON CARACTERÍSTICAS ÚNICAS



LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS SING Y SIC PREVIO A SU INTERCONEXIÓN (2016)



OBRAS PARA LA INTERCONEXIÓN SING-SIC



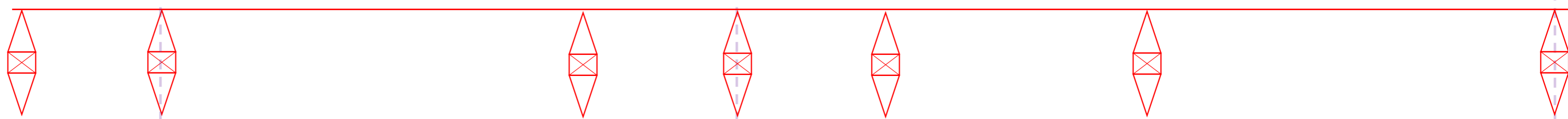
P.E.S. 2017
KAPATUR 220 kV

Líneas de Transmisión en 500kV

P.E.S. 2020

P.E.S. 2017

P.E.S. 2017/18



140
km

400
km

189
km

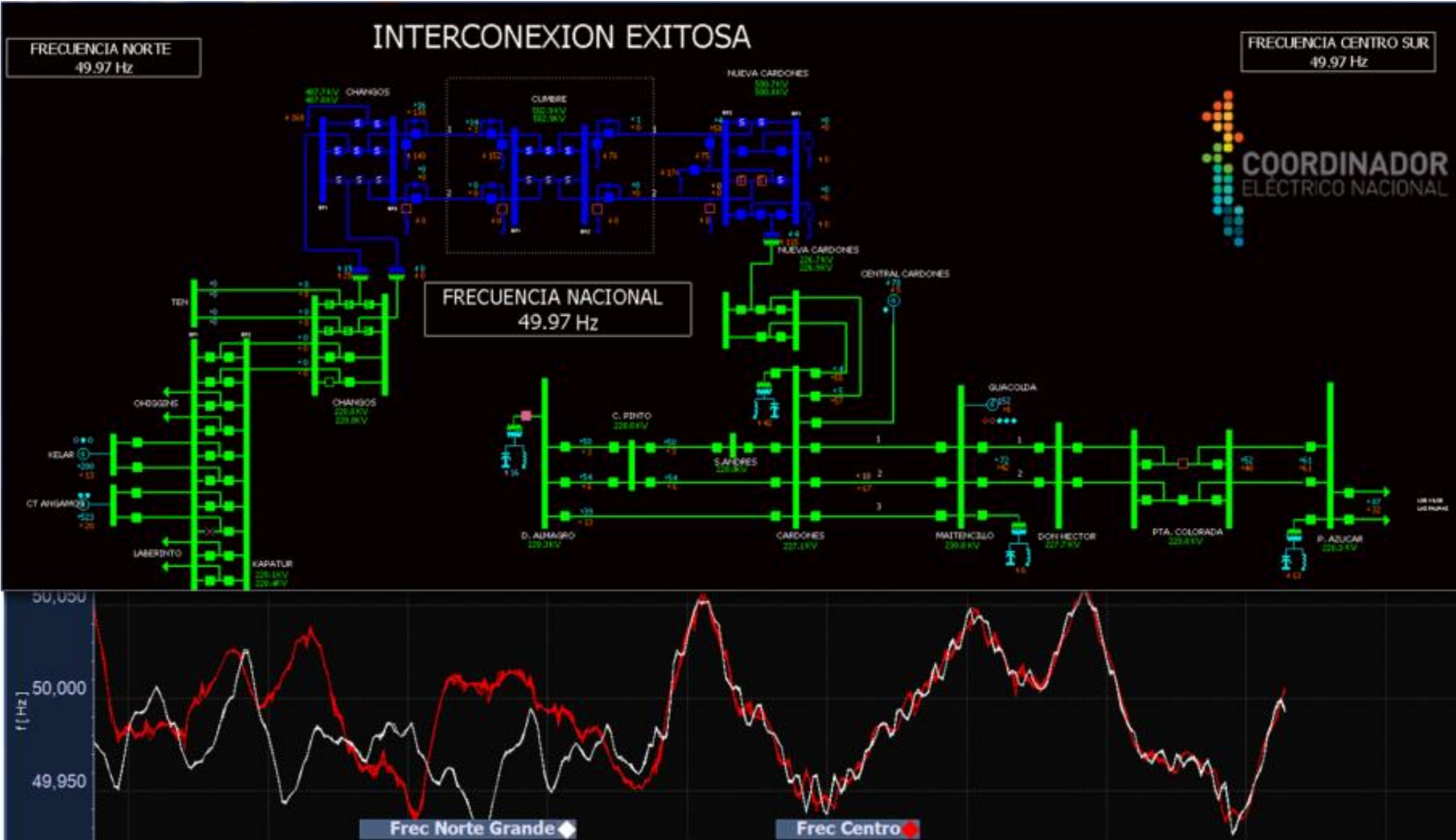
135
km

212
km

408
km



INTERCONEXIÓN SEN: SIC – SING

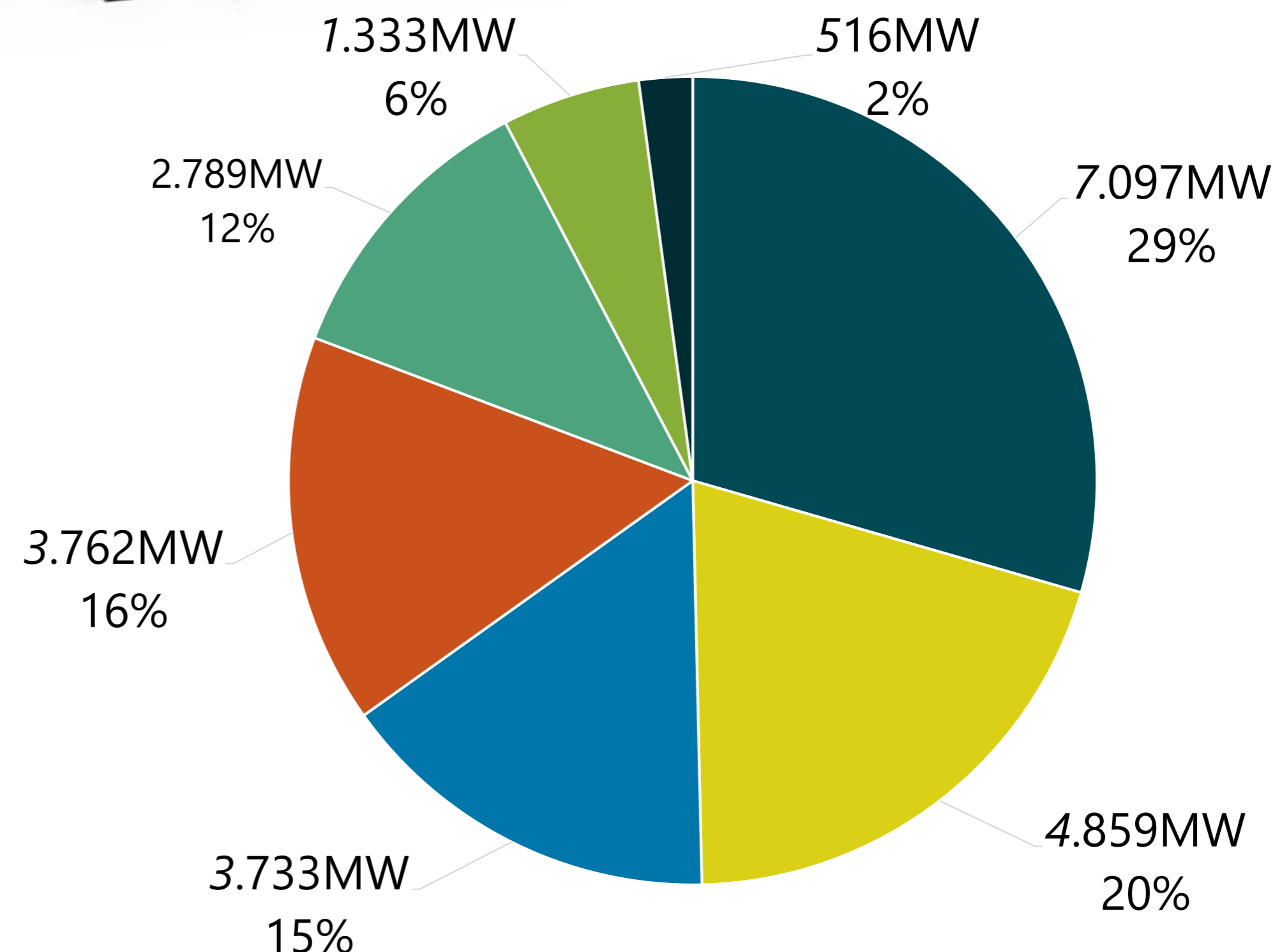


SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN 2018



SEN
3.100 km

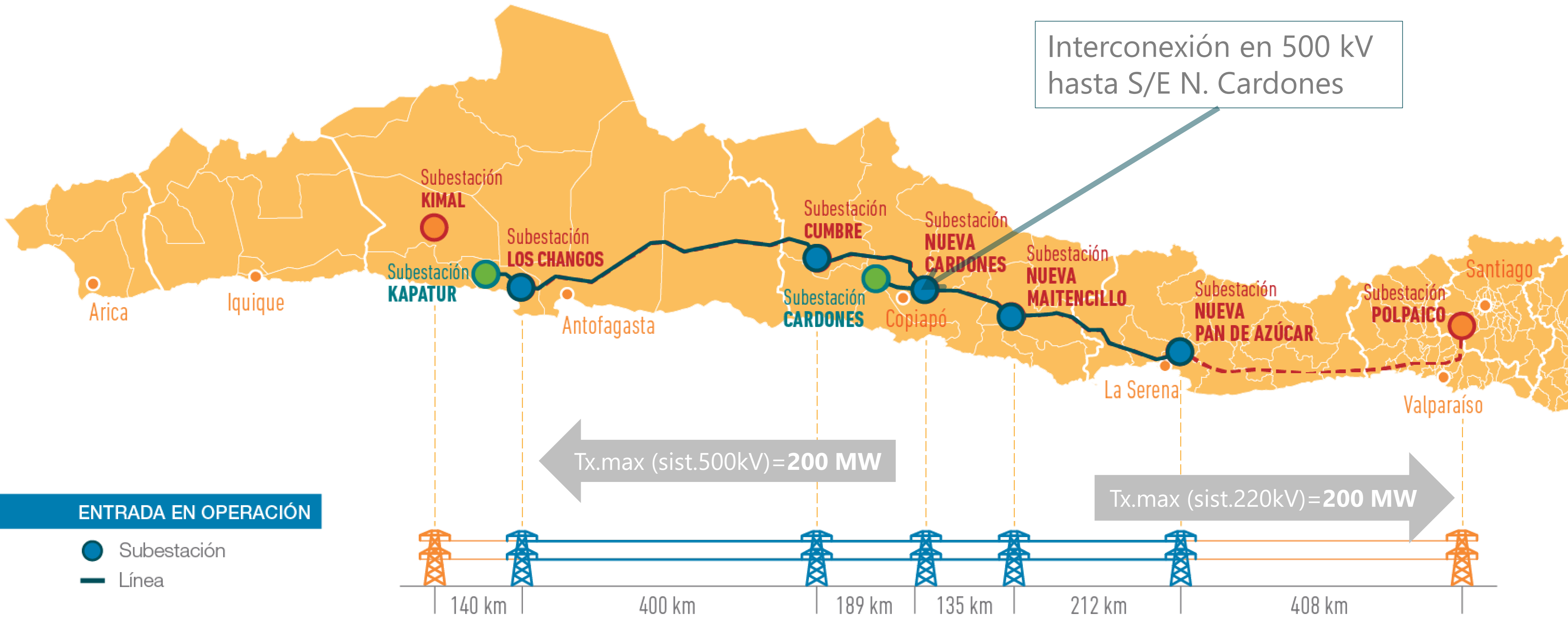
Capacidad Instalada: 24.000 MW
Demanda Máxima: 11.000 MW



■ Hidráulica ■ Carbón ■ Gas ■ Diesel/Fuel oil ■ Solar ■ Eólica ■ Otros

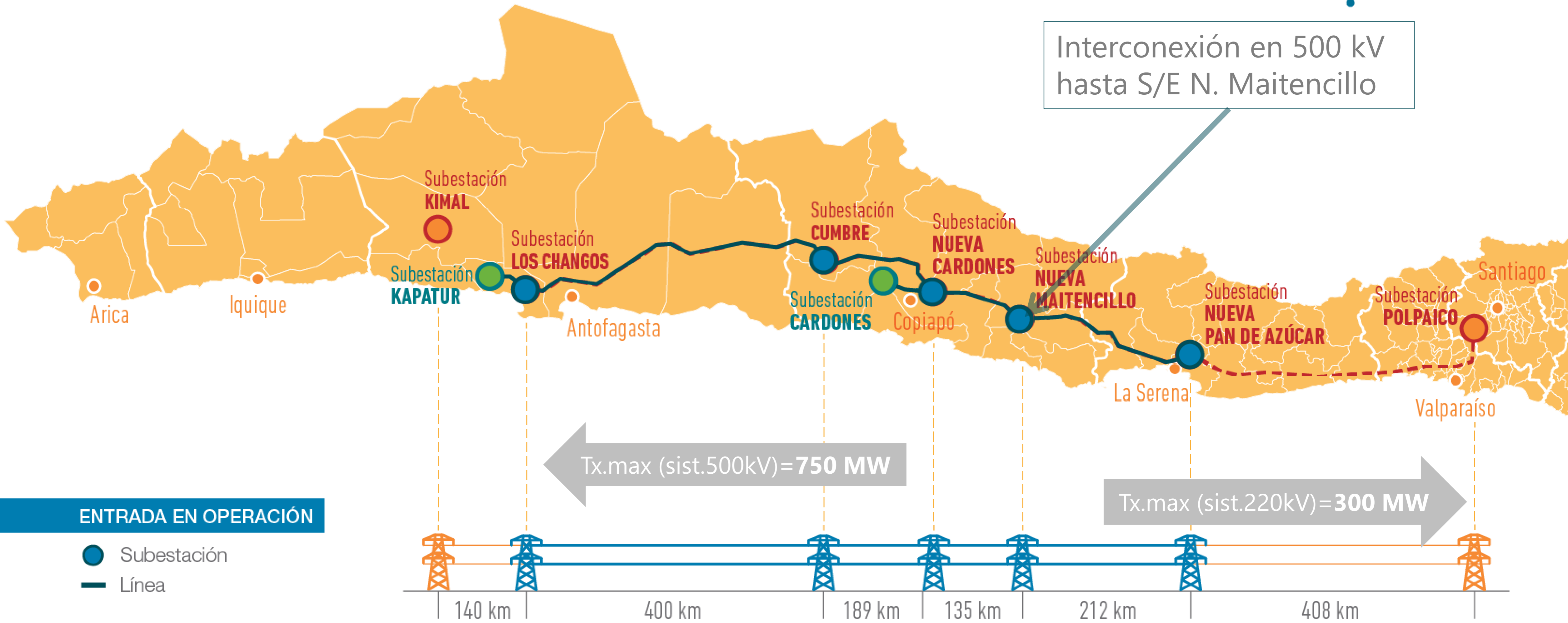
PROCESO DE INTERCONEXIÓN

Noviembre-Diciembre 2017



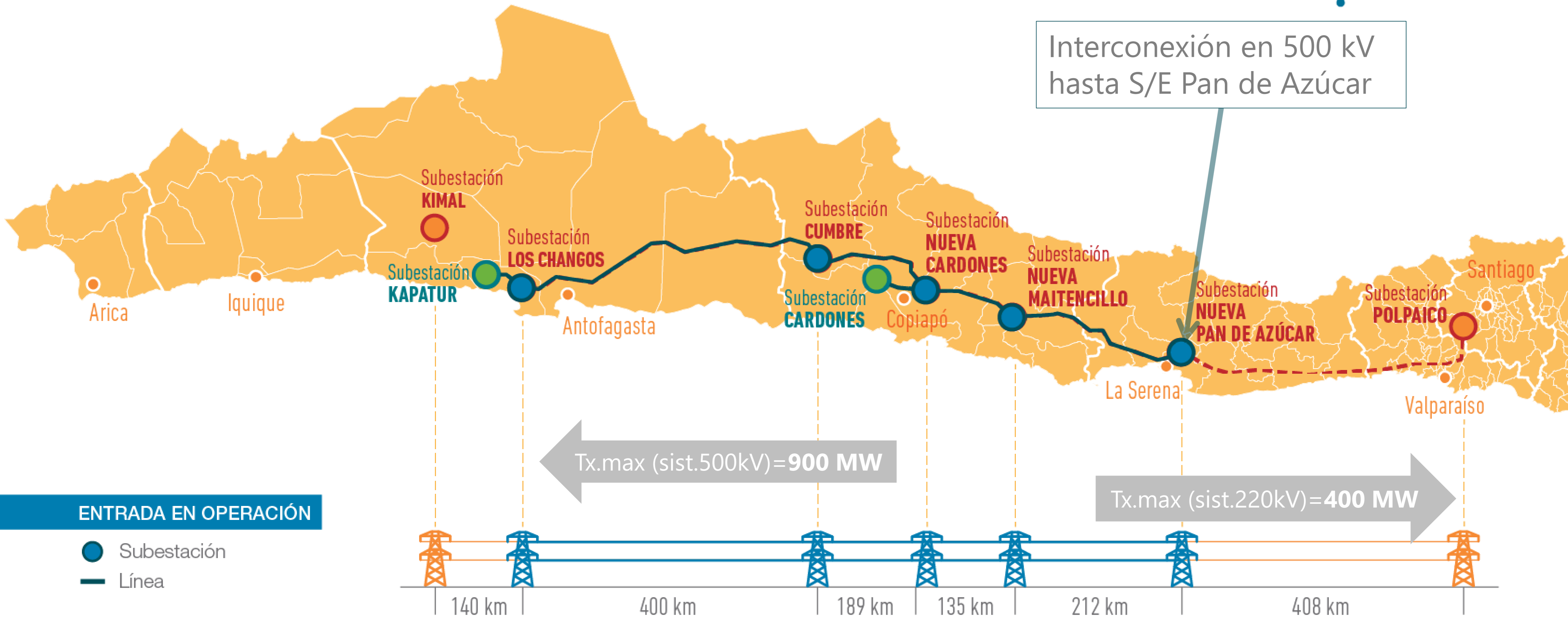
PROCESO DE INTERCONEXIÓN

Enero - Abril 2018



PROCESO DE INTERCONEXIÓN

Mayo 2018



Interconexión:

CIFRAS Y RESULTADOS



Beneficio Interconexión | Energía total **509,2 GWh**

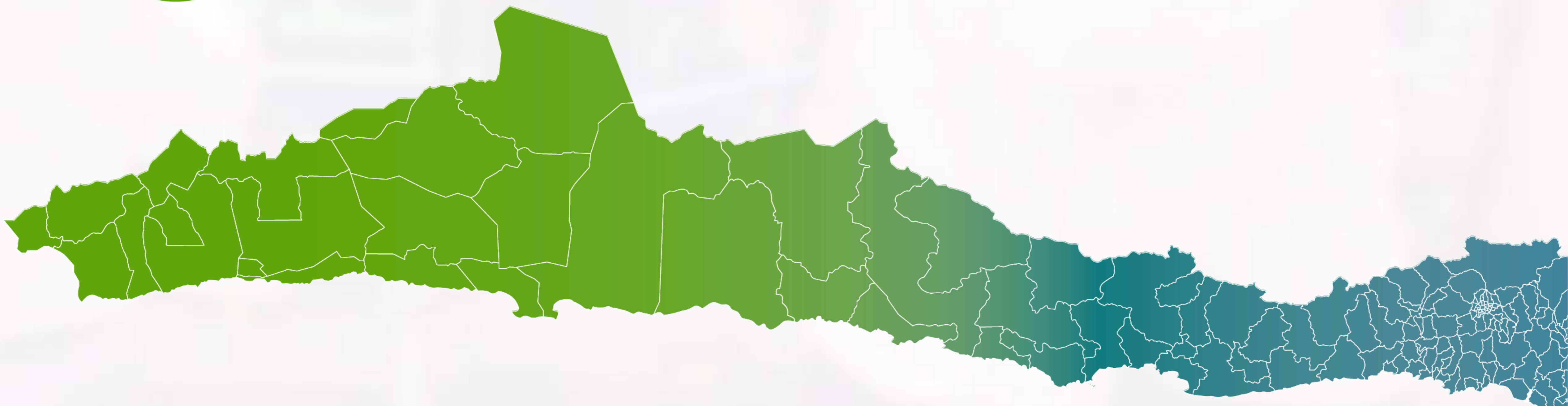
Cifras entre 21-11-2017 y 31-03-2018



11,2%
(56,9 GWh)

88,8%
(452,3 GWh)

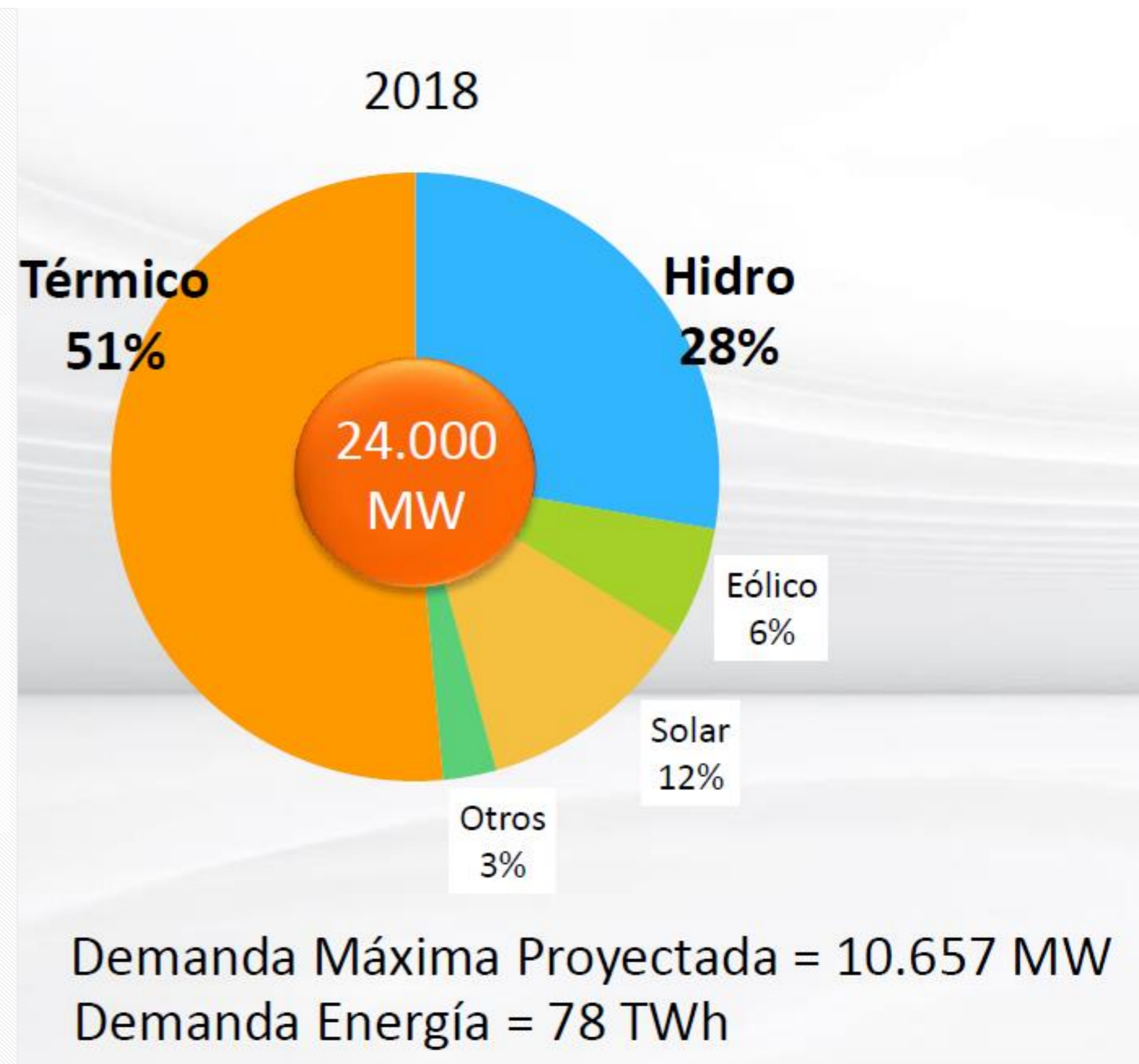
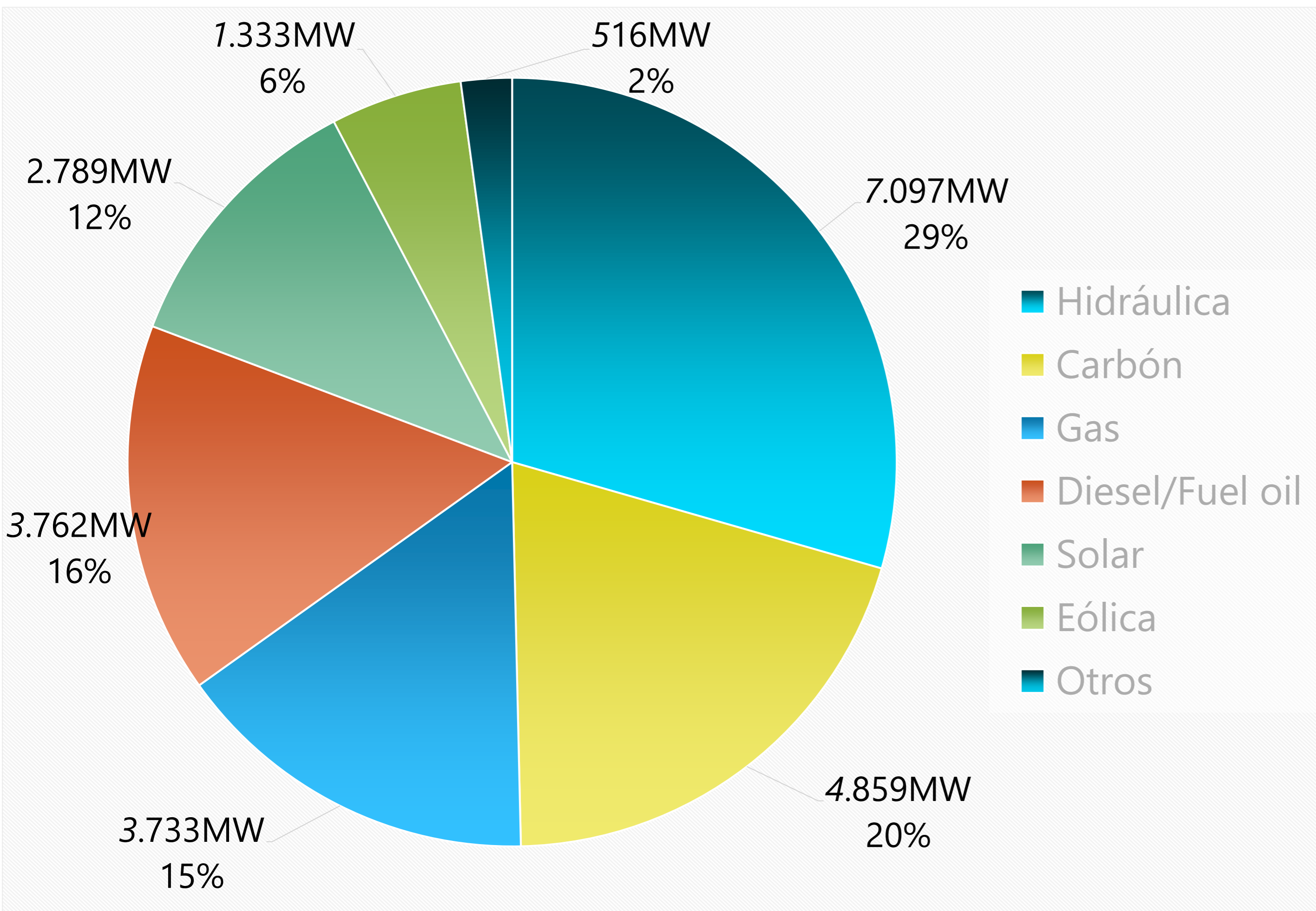
 Energía hacia el **Norte Grande**
 Energía hacia el **Norte Chico**





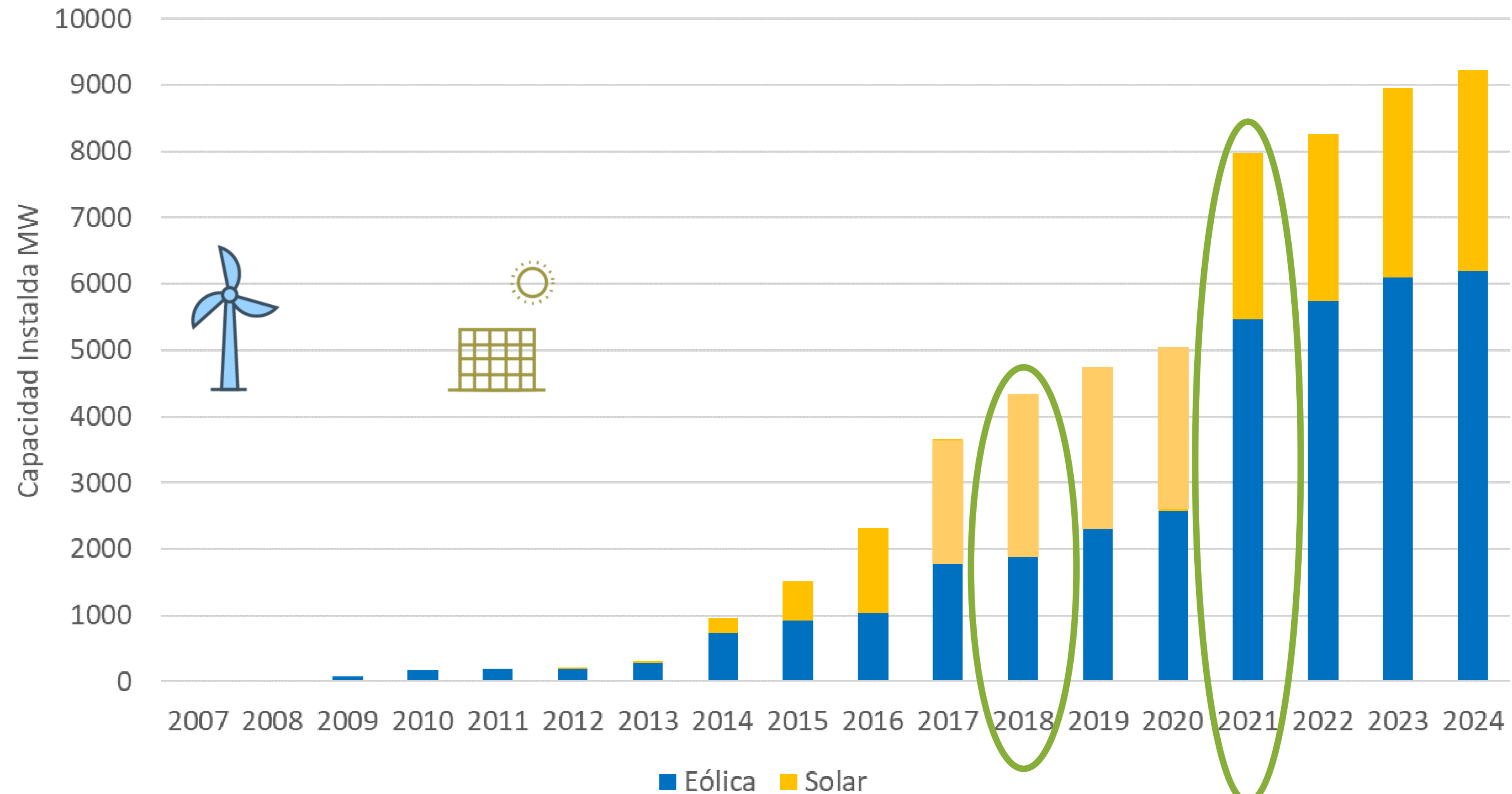
2 Los desafíos de la inserción de ER

LO QUÉ SE PREVEÍA EL 2015...Y LO QUE SE REGISTRÓ



Fuente: Presentación COSMER CIER 2016, Análisis de Riesgos en la integración de la operación de los sistemas interconectados de Chile (ARS, CDEC SIC)

CAPACIDAD INSTALADA: ER-V

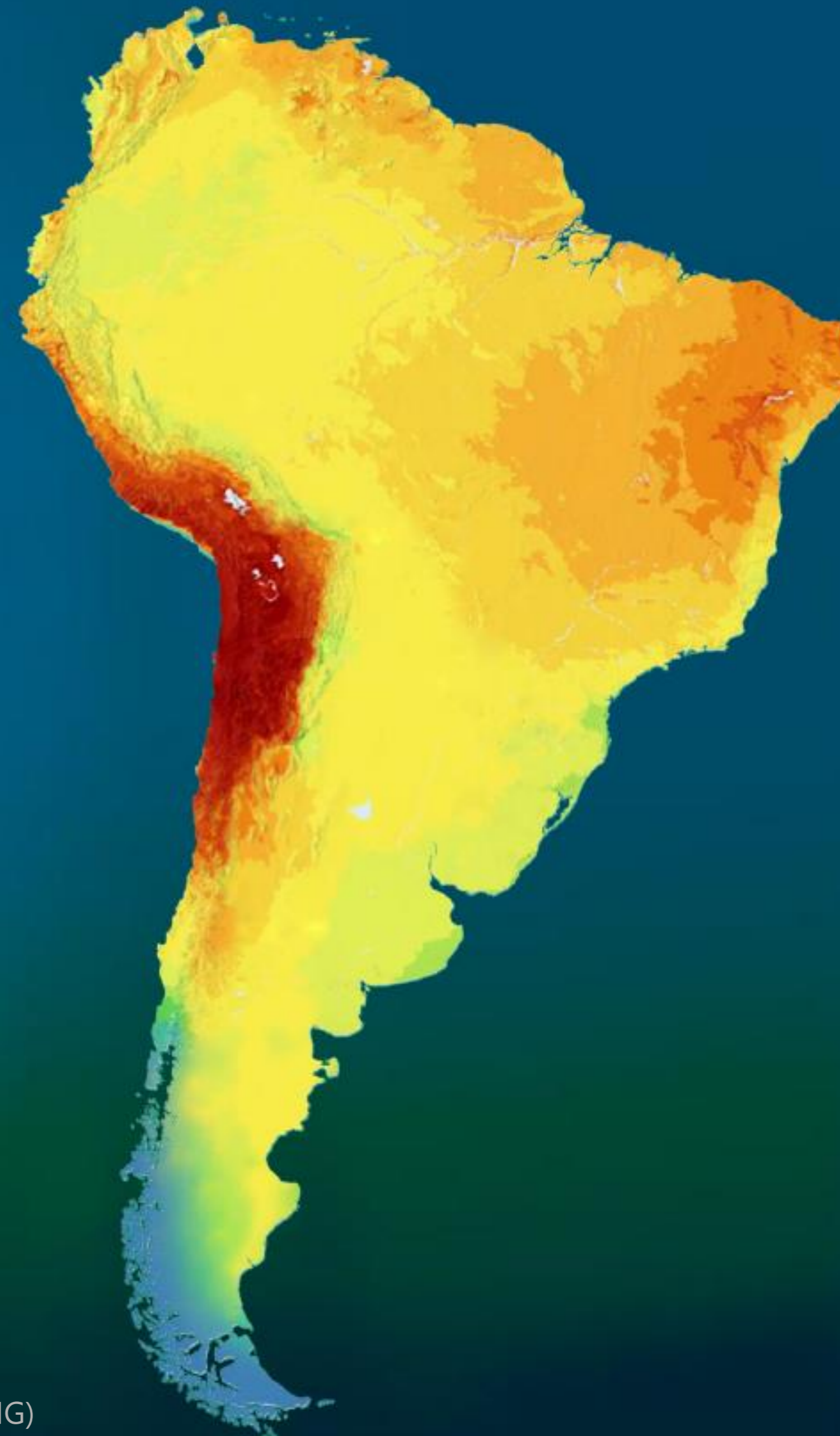


Fuente: Plan de Expansión de Transmisión, Obras comprometidas, 29 de diciembre 2017, CNE

DESAFIOS INTEGRACIÓN ERNC

- ✓ Variabilidad y Predictibilidad.
- ✓ Escala y concentración.
- ✓ Acceso y Desarrollo de Sistema de Transmisión.
- ✓ **Flexibilidad:** Parque Generador e Interconexiones.
- ✓ Almacenamiento.

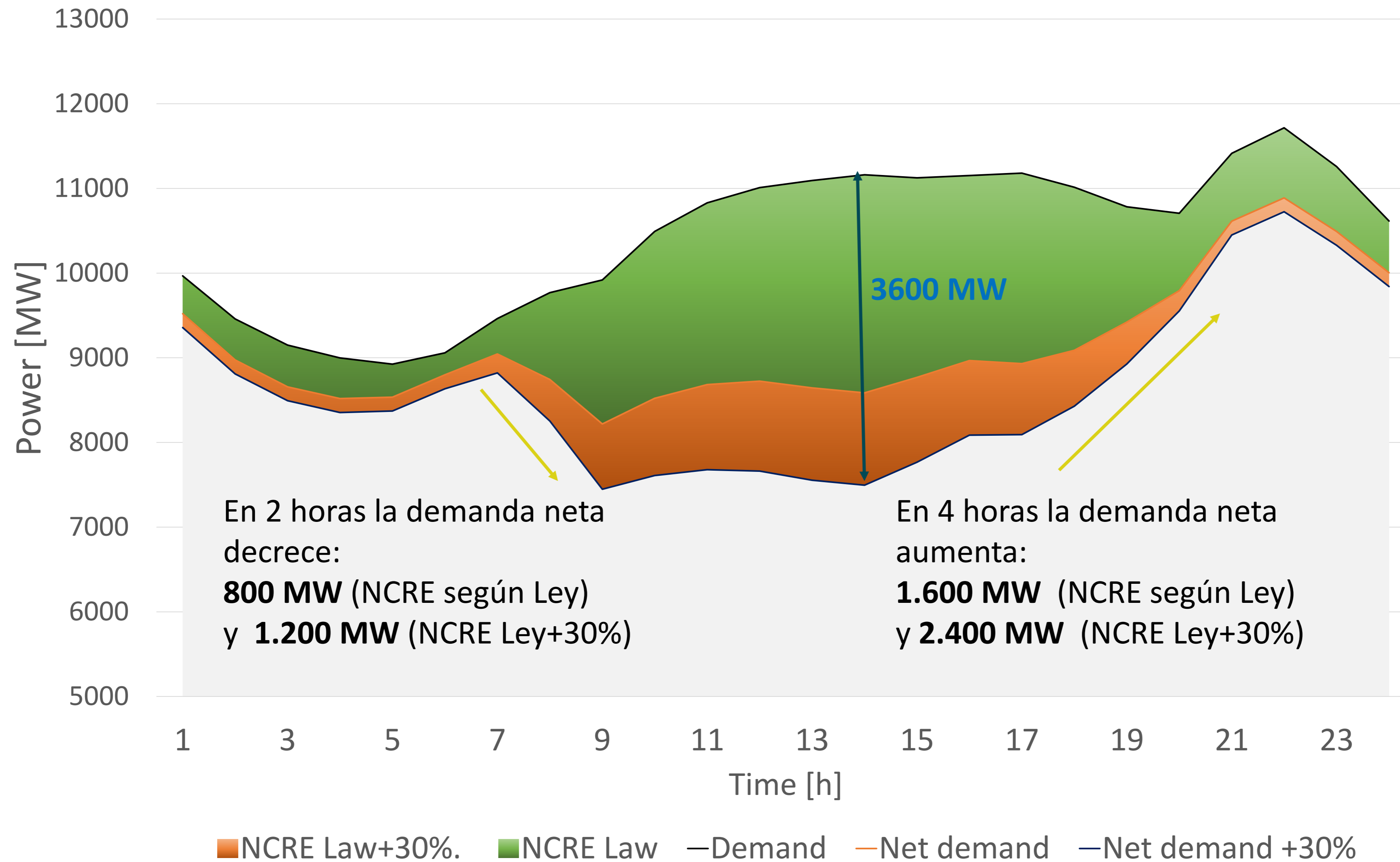
Niveles de radiación



Fuente: Presentación COSMER CIER 2016, Experiencia de Integración Regional y su Aporte a la Gestión de Riesgo (DSJ, CDEC-SING)



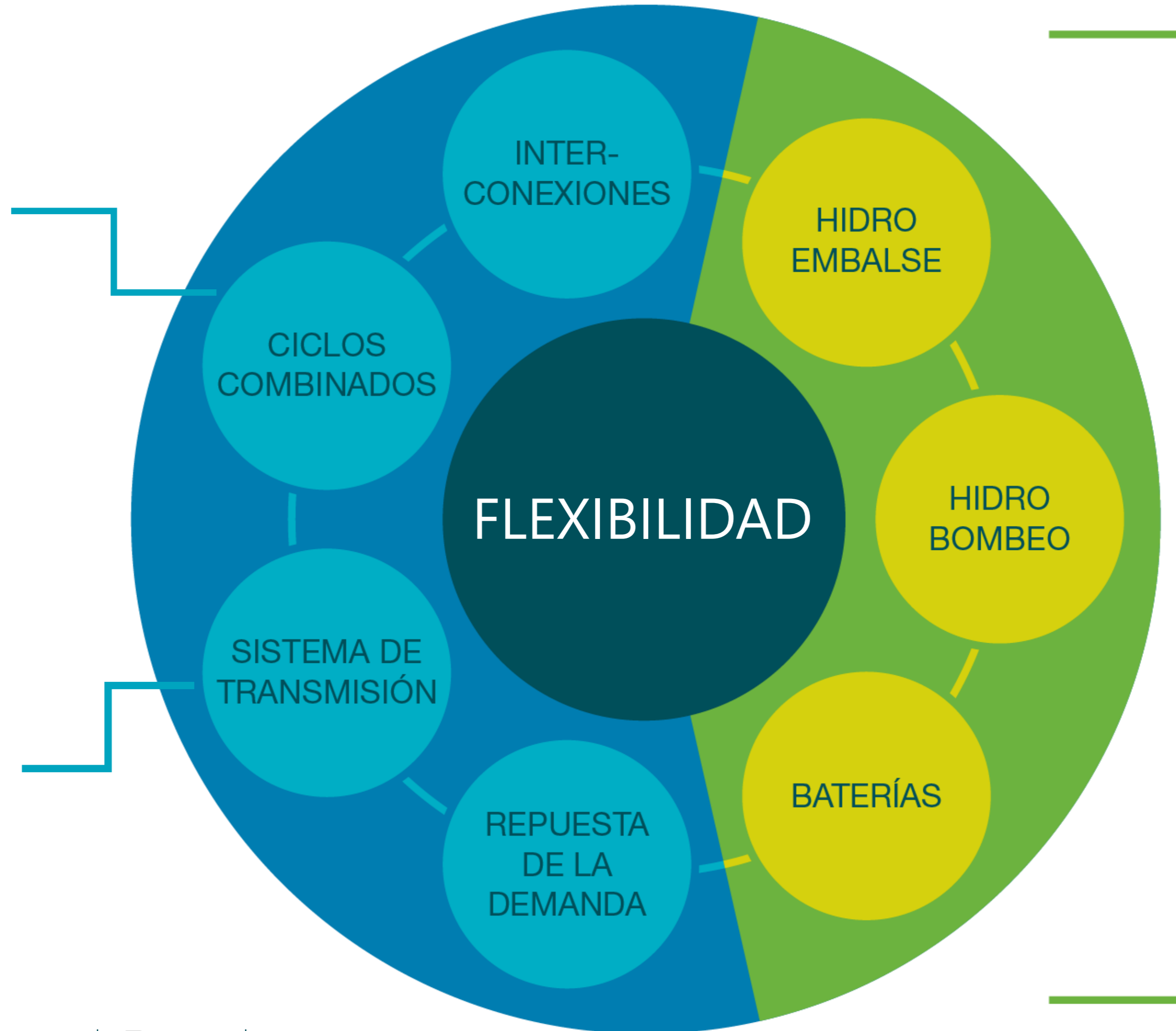
DEMANDA NETA: VERANO 2021



DESAFÍOS DE INTEGRACIÓN DE ERNC

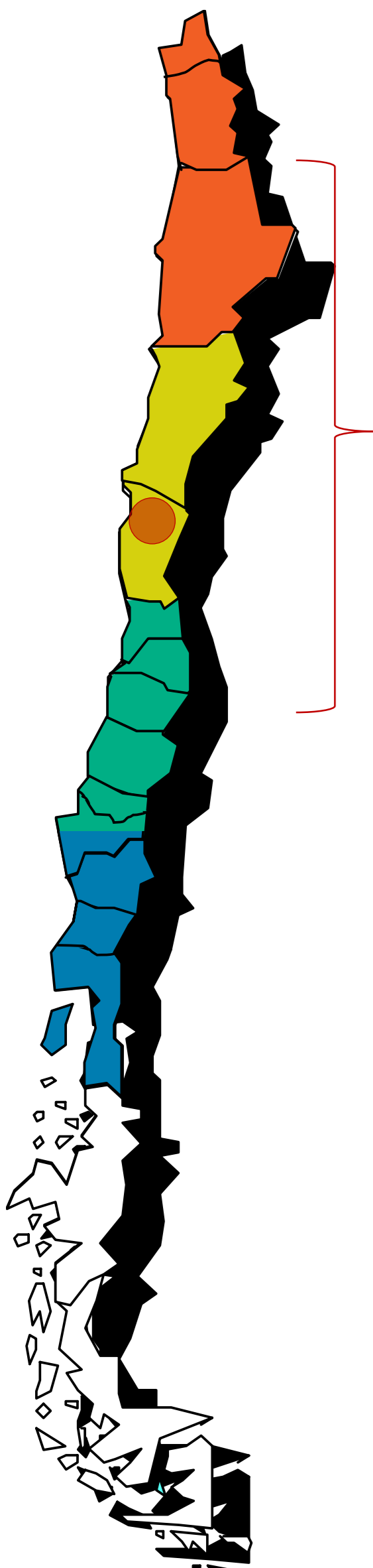
GENERACIÓN CONVENCIONAL

AUTOMATISMOS CONTROL Tx



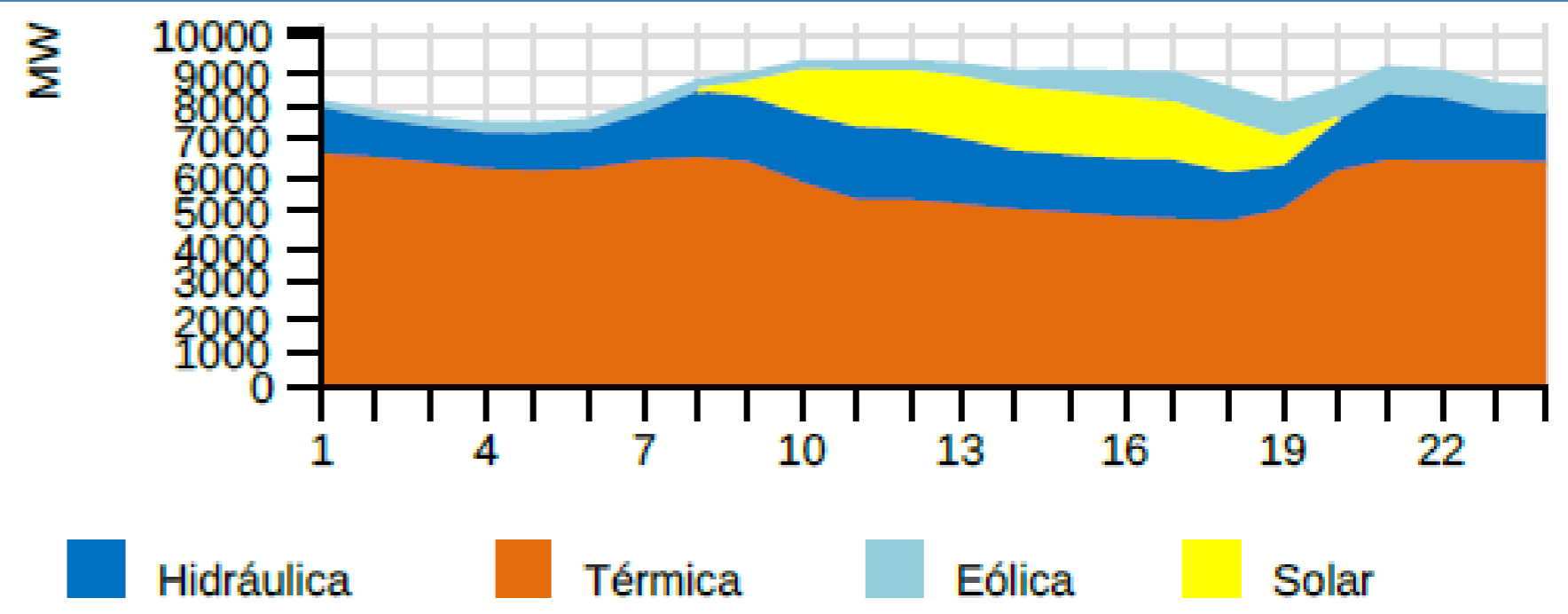
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

LOS DESAFÍOS CONTINÚAN...

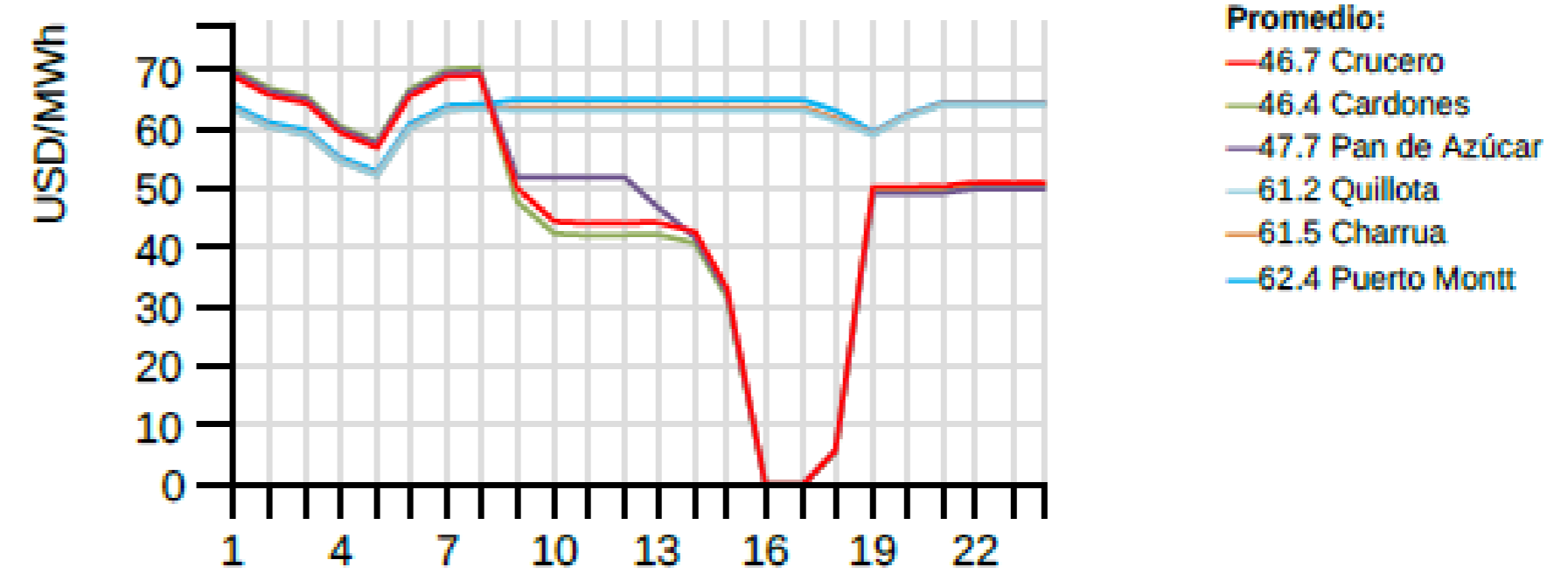


- ✓ Aún falta capacidad de Tx para integración de ER-V
- ✓ GNL inflexible
- ✓ Escenarios de baja demanda
- ✓ Restricciones de seguridad: reserva, inercia, control de potencia reactiva

Generación horaria bruta por tecnología (MW)



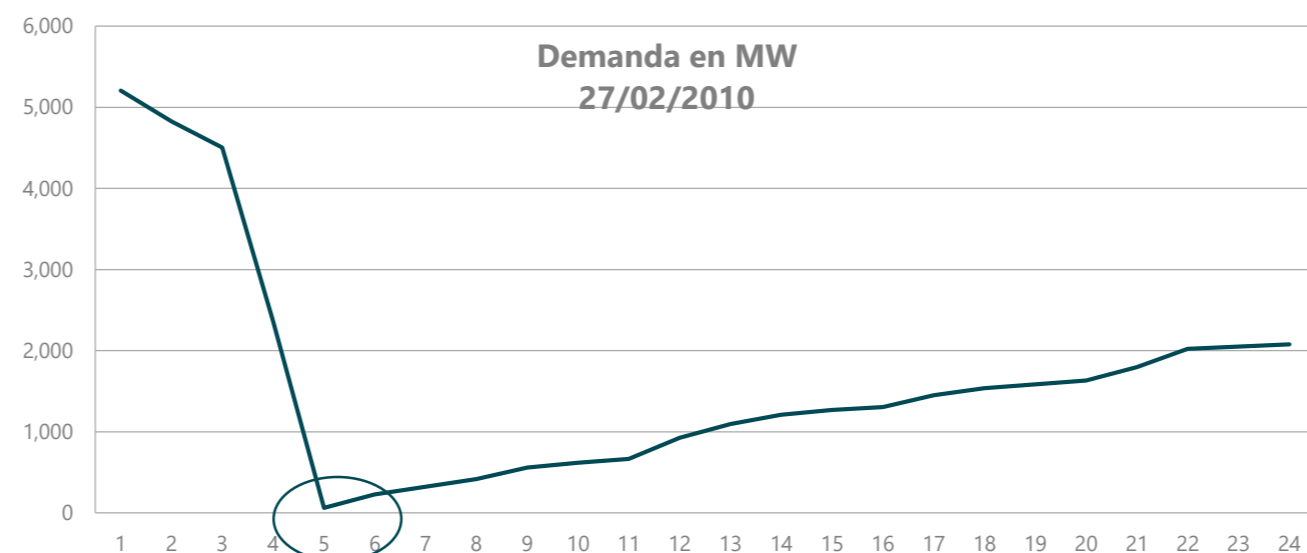
Costo Marginal Real Preliminar (USD/MWh)



Fuente: Resumen Ejecutivo Operación, 5 de septiembre de 2018

RESILIENCIA DEL SISTEMA:

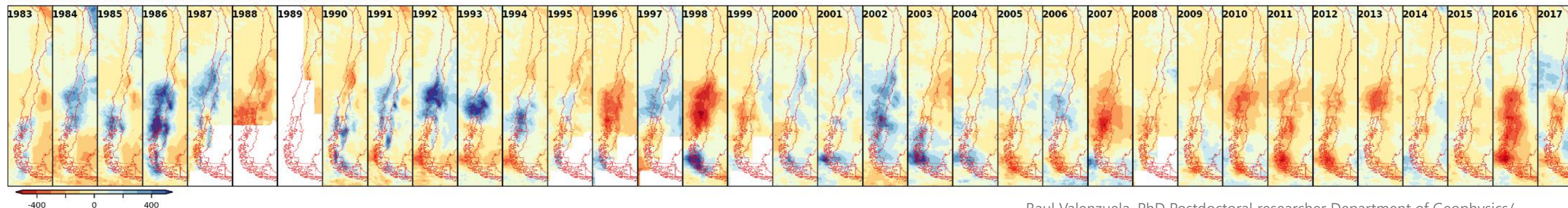
- ▶ Terremoto: 27 de febrero de 2010
- ▶ Richter 8.8; 03:34 hrs
- ▶ Incendios Forestales: Verano 2016-2017
- ▶ Sequía: Desde 2010-marzo 2018... año 2018/2019 continua el déficit.



El Mercurio de Santiago - Lunes, 27 de Febrero de 2017



Annual anomaly of precipitation in mm (source: CHRS RainSphere)

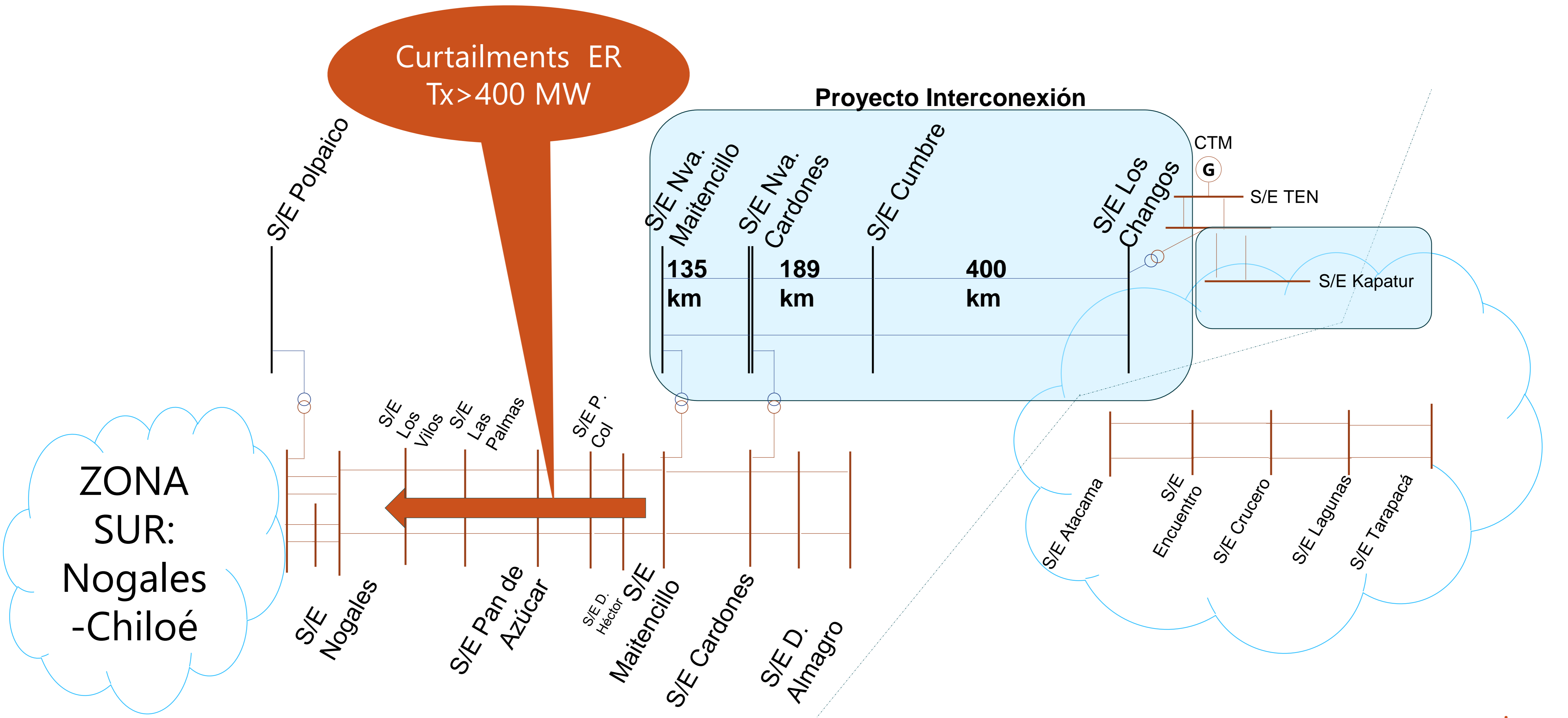


Raul Valenzuela, PhD Postdoctoral researcher Department of Geophysics/ CR2 University of Chile



3 Desafíos en Transmisión

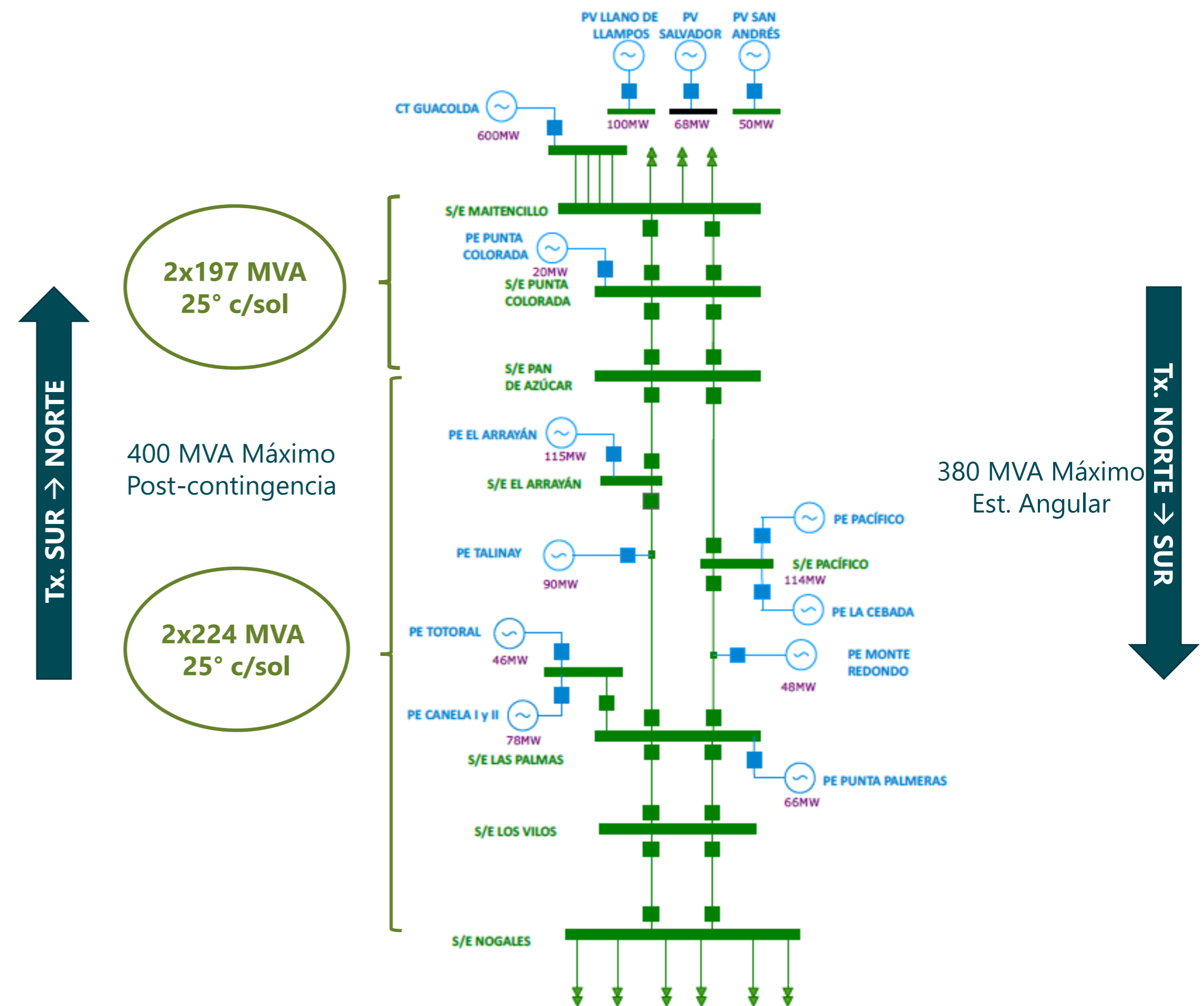
CUELLOS DE BOTELLA EN TRANSMISIÓN



EL AÑO 2014 SE COMENZARON A REALIZAR LOS ANÁLISIS PARA MAXIMIZAR LA GENERACIÓN DE ER

ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y METODOLOGÍA

- ✓ Se representan las condiciones más exigentes para el sistema de transmisión, considerando flujos de potencia en ambos sentidos (NORTE→SUR y SUR→NORTE).
- ✓ Análisis del comportamiento dinámico y de régimen permanente del sistema, mediante simulaciones.
- ✓ Se determinan los límites de transmisión y su naturaleza (térmico, estabilidad).
- ✓ Los límites establecidos no consideran márgenes de seguridad debido a fluctuaciones de generación o variaciones de consumo.



SE EVALUÓ TÉCNICO ECONÓMICAMENTE UN AUTOMATISMO DE CONTROL

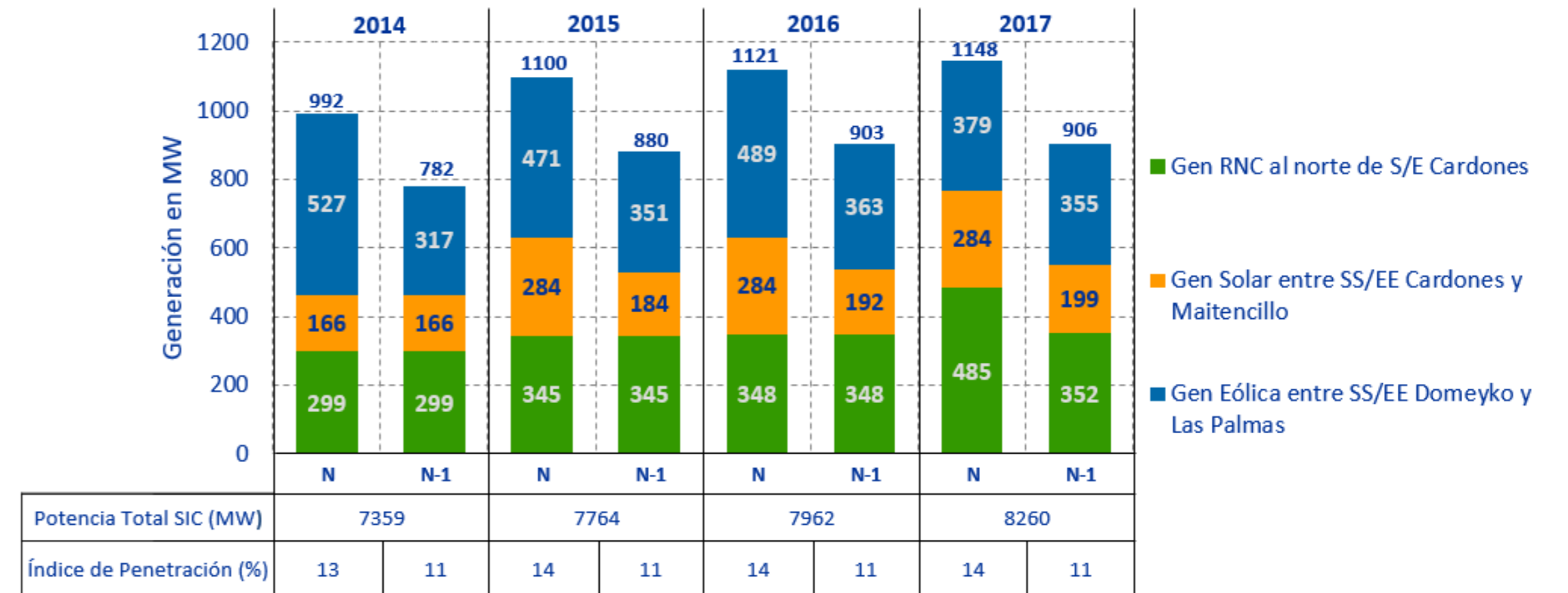
Aportes de ERNC:

Restringidos por la capacidad del sistema de transmisión de la Zona Norte.

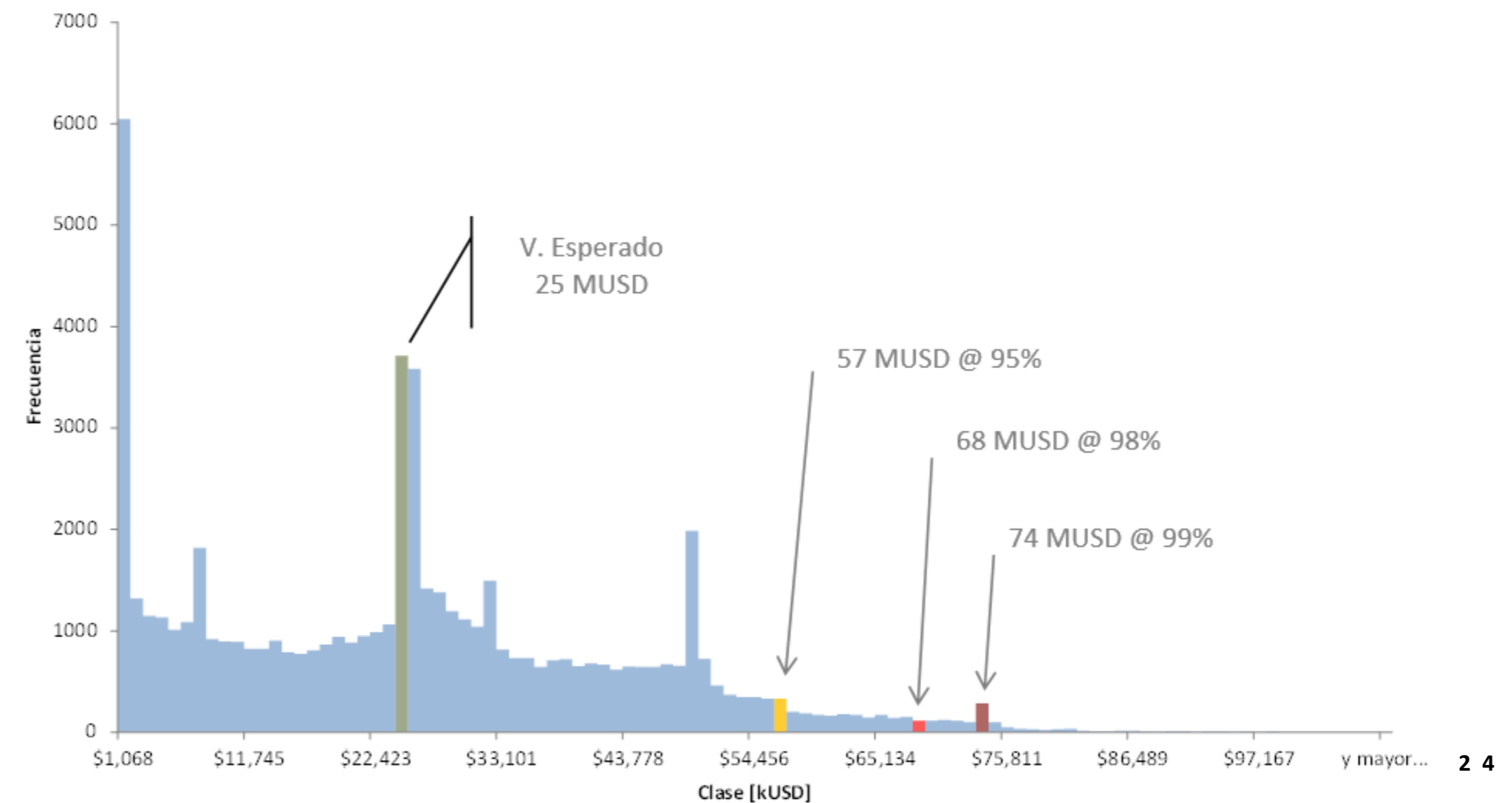
Es posible incrementar su aporte operando el Sistema de Transmisión por sobre el criterio N-1, considerando su variabilidad, particularmente la Eólica.

Mejor aprovechamiento requiere permitir mayores transferencias Norte -> Sur en condiciones normales de operación, pero sin exceder las capacidades de transmisión de régimen permanente en estado post-contingencia.

Máxima inyección ERNC en SIC Norte *



EDAG año 2015



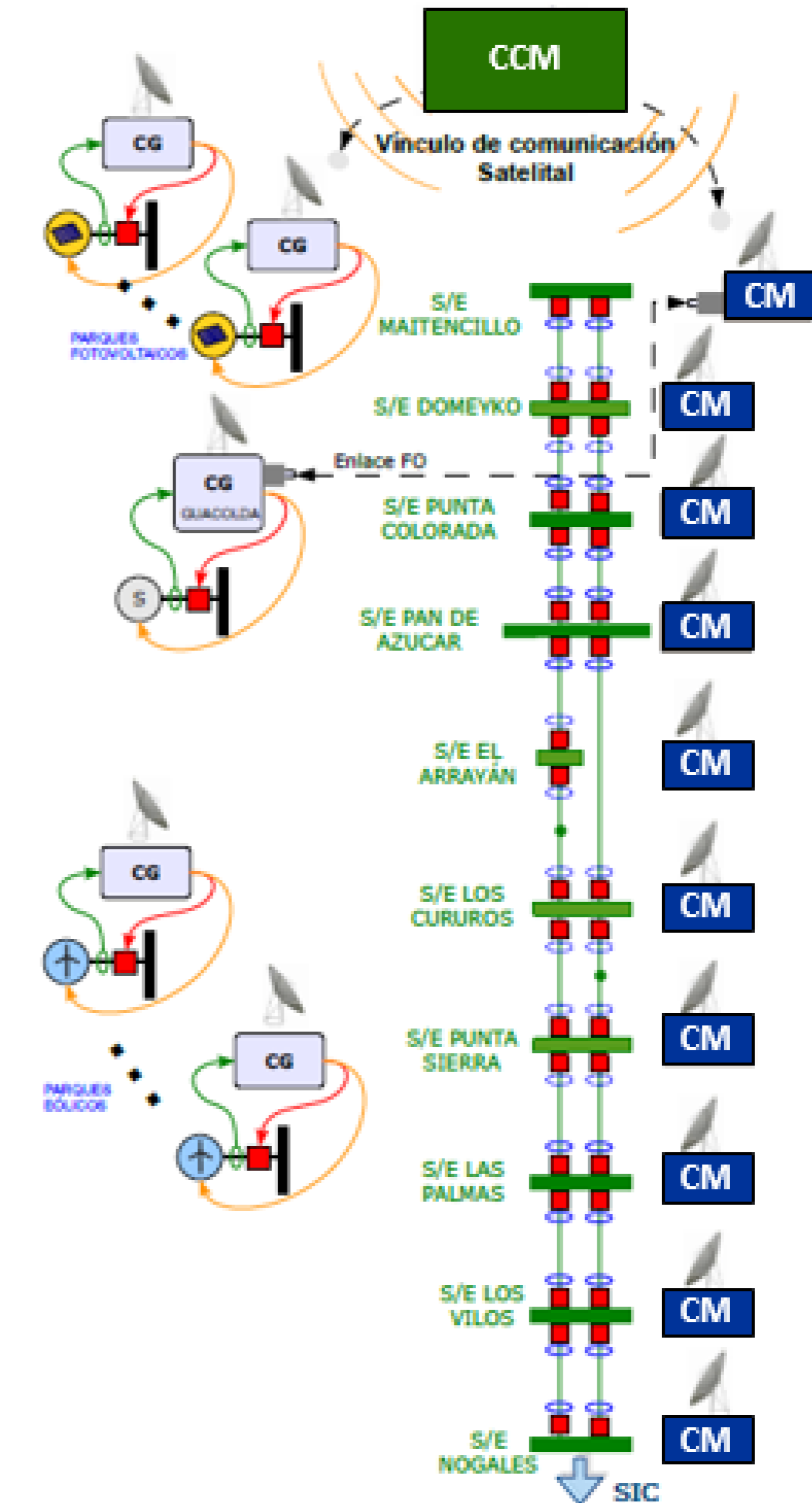
FILOSOFÍA DEL AUTOMATISMO SICT-ZN

CONTROL DE RÉGIMEN PERMANENTE

- ✓ Garantizar niveles seguros de transferencia ante variaciones o eventos que no sean detectados directamente por el Control de Contingencia Simple.
- ✓ Detectar sobrecargas leves y aplicar limitaciones de generación a parques ERNC o generación convencional.
- ✓ Detectar sobrecargas severas y ejecutar órdenes de reducción rápida y/o desconexión de ERNC o generación convencional.

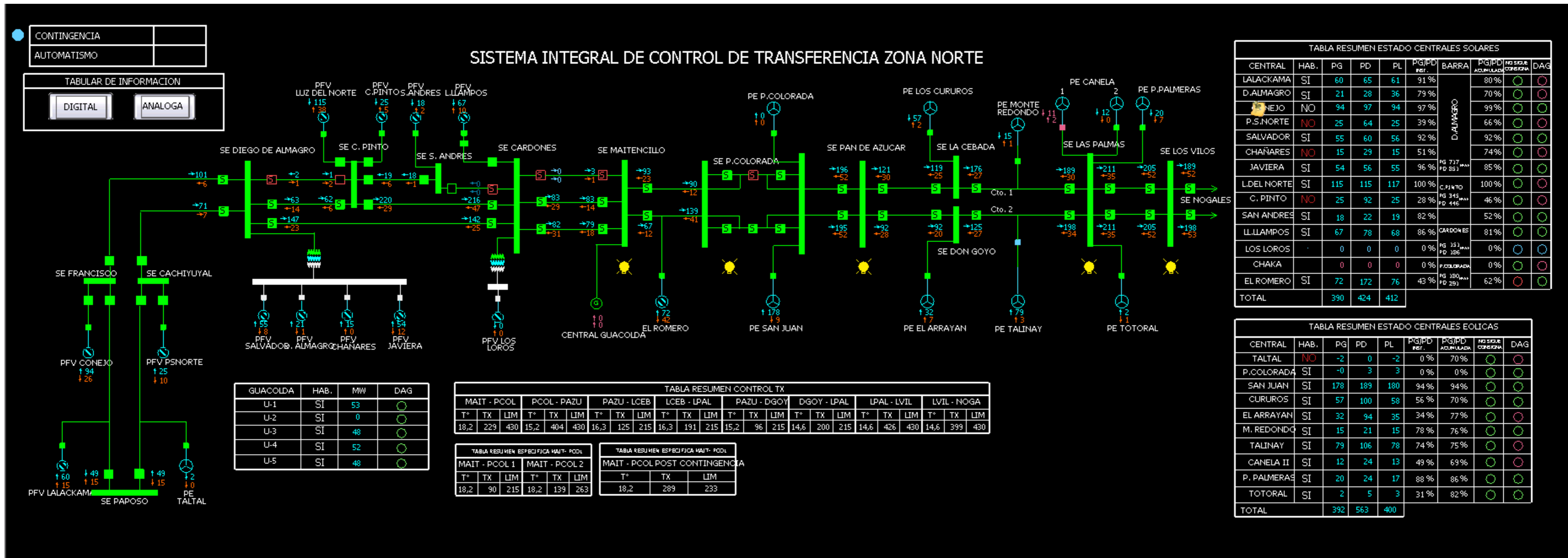
CONTROL DE CONTINGENCIA SIMPLE

- ✓ Estimar flujos post-contingencia ante potencial pérdida de cualquier circuito del Sistema de Transmisión supervisado.
- ✓ Evaluar montos de generación a reducir o desconectar.
- ✓ Detectar apertura de líneas y ejecuta ordenes de Reducción / Desconexión de unidades o parques preseleccionados.
- ✓ Verificar nivel de carga post-contingencia de líneas una vez estabilizado el sistema y ejecutar nuevas acciones si fuese necesario.
- ✓ Su actuación inhabilita la acción del Control de Régimen Permanente

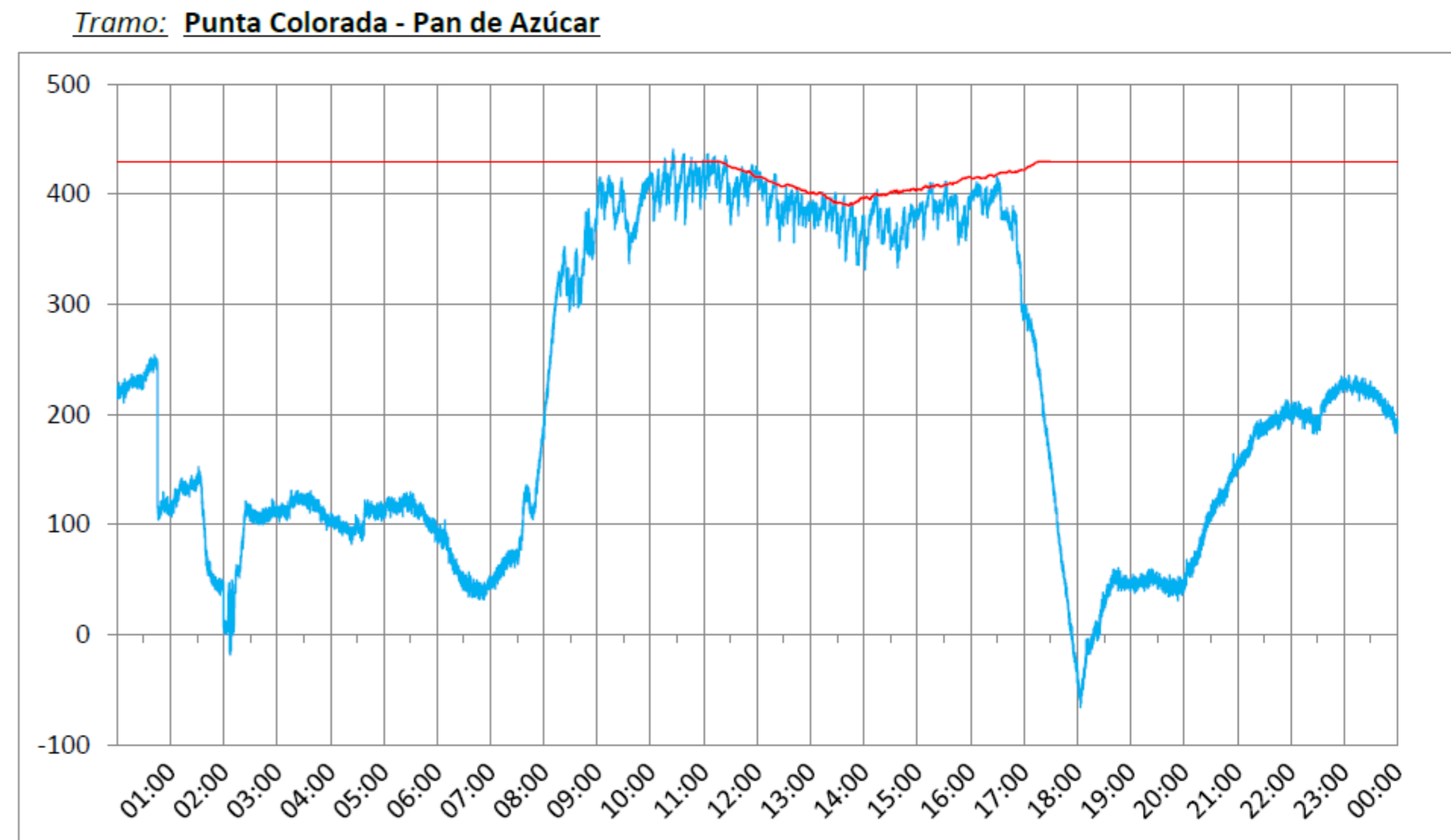
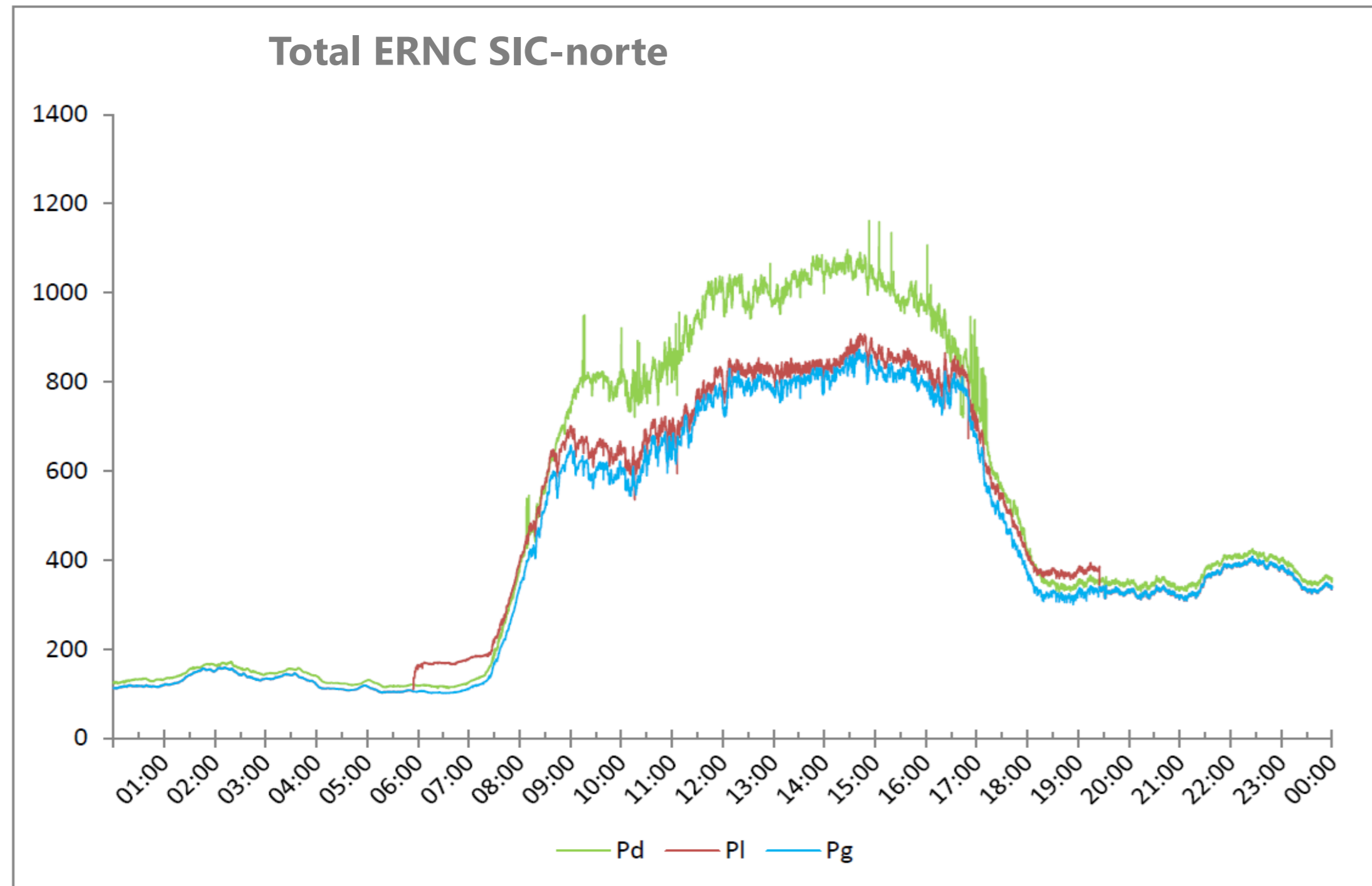


SISTEMA INTEGRAL DE CONTROL DE TRANSFERENCIAS (SICT-ZN)

CONTROL DE GENERACIÓN ERV



SISTEMA INTEGRAL DE CONTROL DE TRANSFERENCIAS (SICT-ZN)

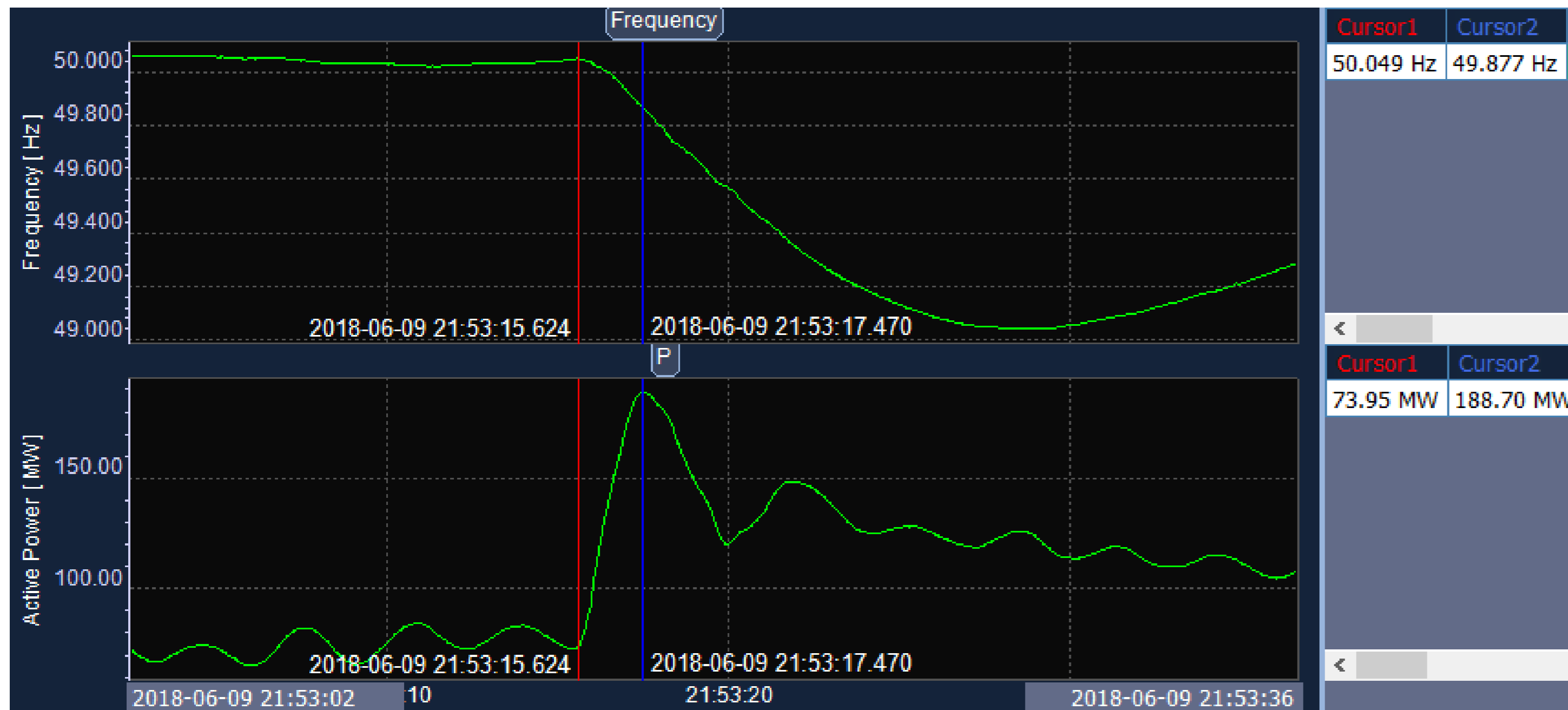


OPERACIÓN SICT-ZN SÁBADO 09 DE JUNIO 2018, 21:53 hrs.

Falla informada: Salida intempestiva C. Nehuenco II (375 MW)

Aumento de Tx en Pan de Azúcar: 115MW por circuito en ~2 [s] debido a aporte del Norte Grande.

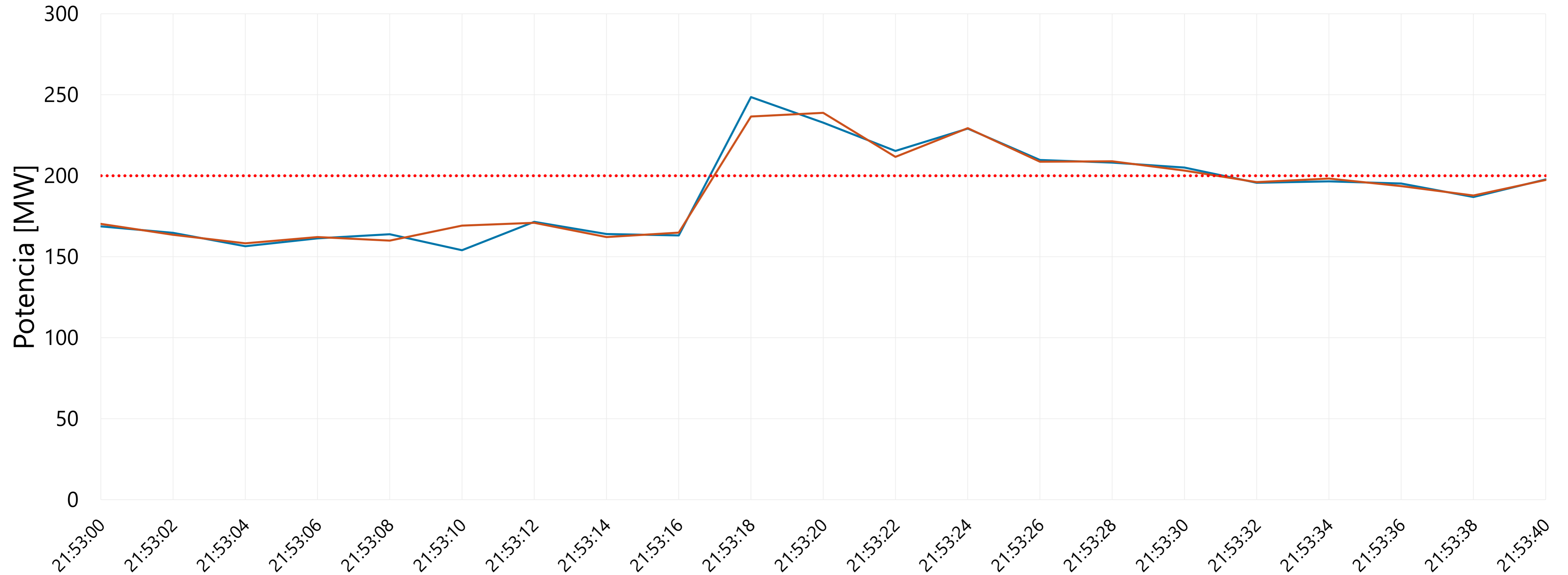
Máxima Tx observada: ~530MW en Las Palmas – Los Vilos



Frecuencia mínima: **49.039 [Hz]** ; a los 14 [s] de ocurrida la falla

REGISTRO DEL SICT-ZN 09 DE JUNIO 2018, 21:53 HRS

Op. SICT-ZN 09-jun: Transferencia Las Palmas - Los Vilos 220kV



ANÁLISIS OPERACIÓN SICT-ZN 09 DE JUNIO 2018, 21:53 HRS

Parques habilitados al momento de la falla:

Parque	Potencia [MW]
PE Punta colorada	1
PE San Juan	39
PE Los Cururos	31
PE El Arrayán	30
PE Monte Redondo	21
PE Talinay	86
PE Canela	21
PE Punta Palmeras	16
PE Totoral	7
Total disponible	252

Estado previo – Unidades de Guacolda

Unidad	Potencia [MW]
U-1	145
U-2 X DAG	136
U-3	137
U-4	141
U-5	134
Total disponible	693



3 Desafíos en Generación

¿CUÁLES SON LOS PARÁMETROS OPERACIONALES DEL PARQUE GENERADOR?

Existen 2 ejemplos de unidades generadoras de distintas tecnologías que luego de procesos de Auditorias llevados adelante por los entes coordinadores (CDECs), derivaron en disminuciones en sus mínimos técnicos en distintas configuraciones:

Central	Combustible	Configuración	Reportado		Auditado	
			MW	Turndown [%]	MW	Turndown [%]
Gas Atacama	Gas Natural	TG CA	-	-	60	55
Gas Atacama	Gas Natural	1 TG + 0.5 TV	155,1	18	104	45
Gas Atacama	Gas Natural	2 TG + 1 TV	310,1	17	220	41
Guacolda 1	Carbón	1 TV	60	61	50	67
Guacolda 2	Carbón	1 TV	60	61	50	67
Guacolda 3	Carbón	1 TV	60	61	43	72
Guacolda 4	Carbón	1 TV	60	61	38	75
Guacolda 5	Carbón	1 TV	60	61	38	75

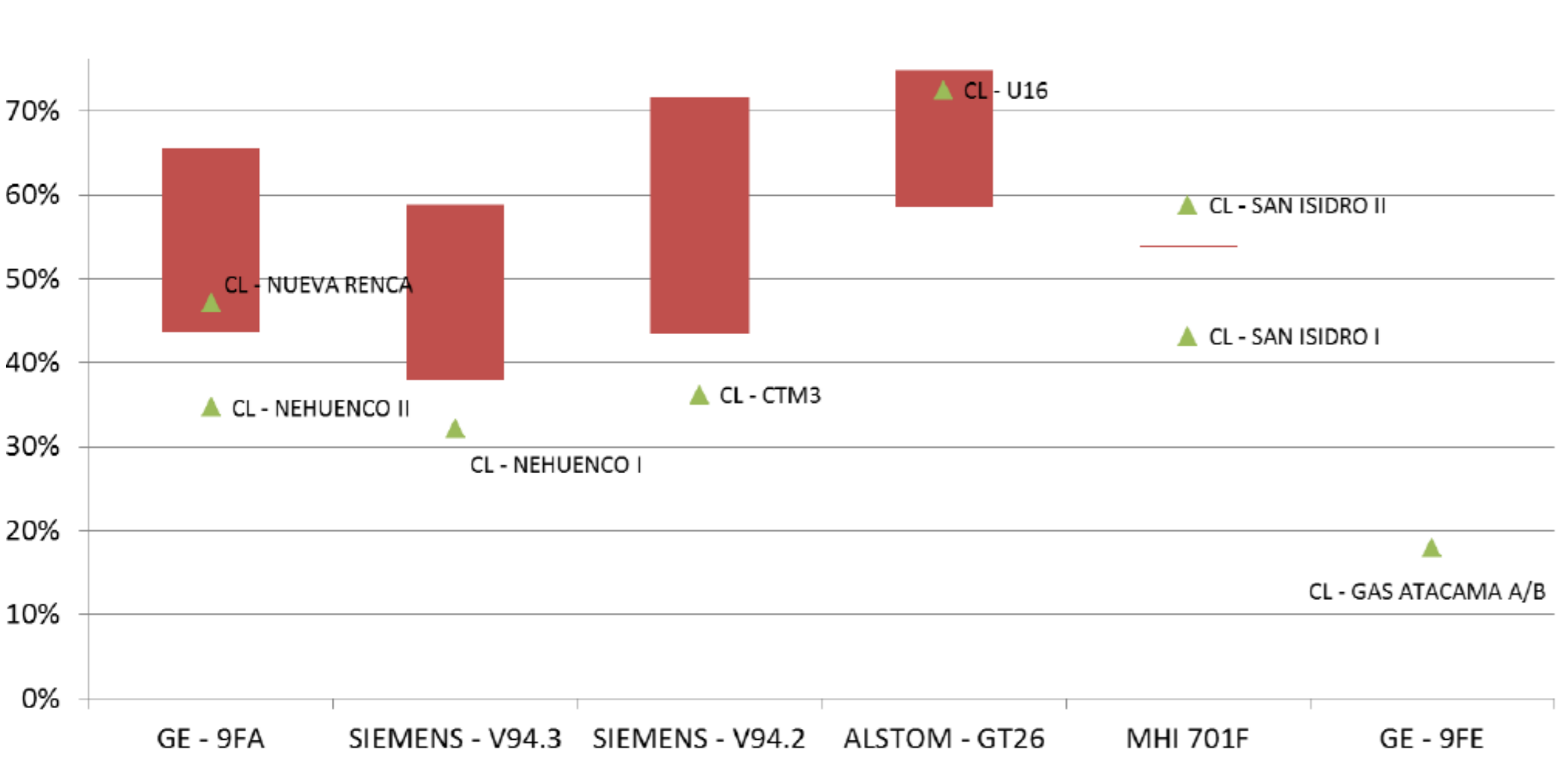
Regulación NTSyCS: Anexos Técnicos

1. Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades 7 Generadoras.
2. Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
3. Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
4. Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras (Sólo centrales Térmicas).

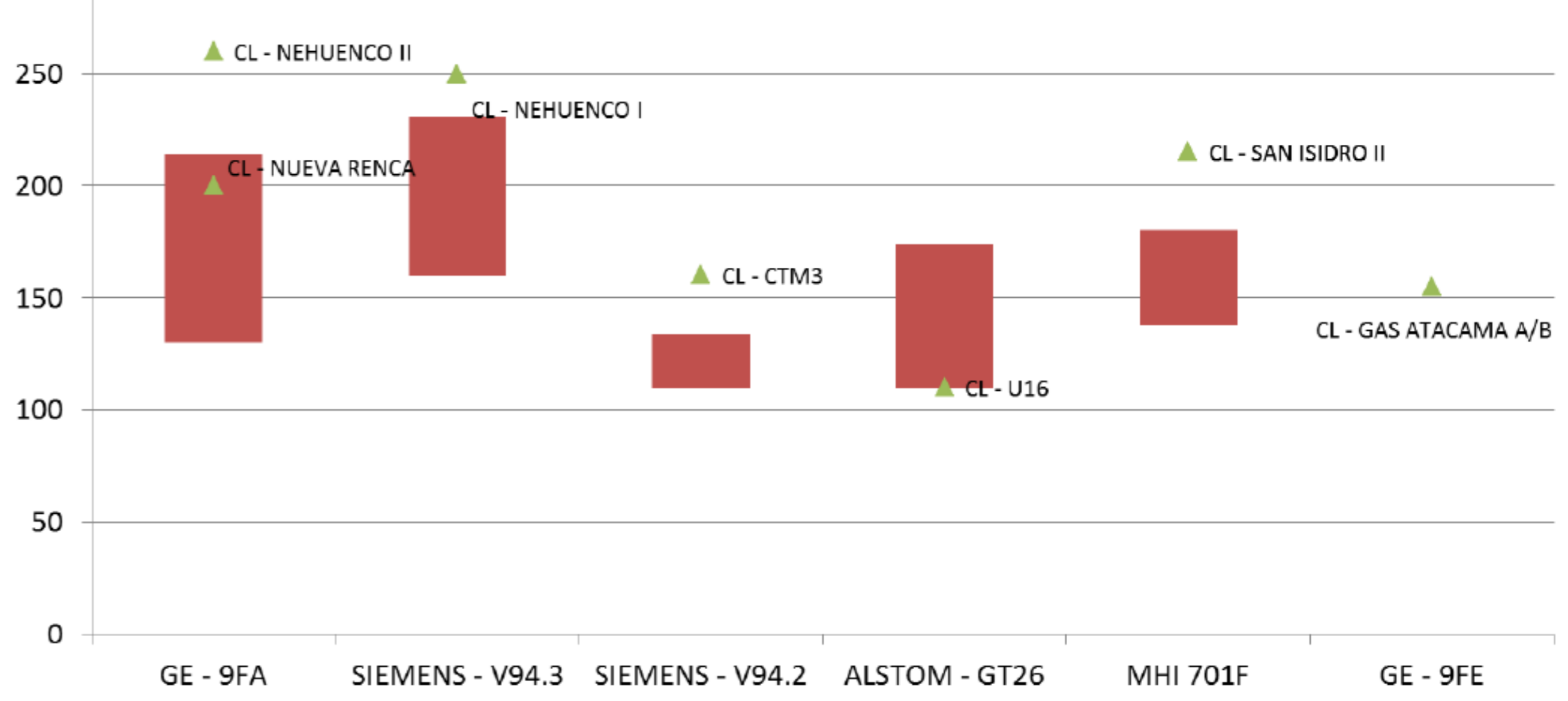


ALGUNOS NÚMEROS PARA CCGT EN CHILE

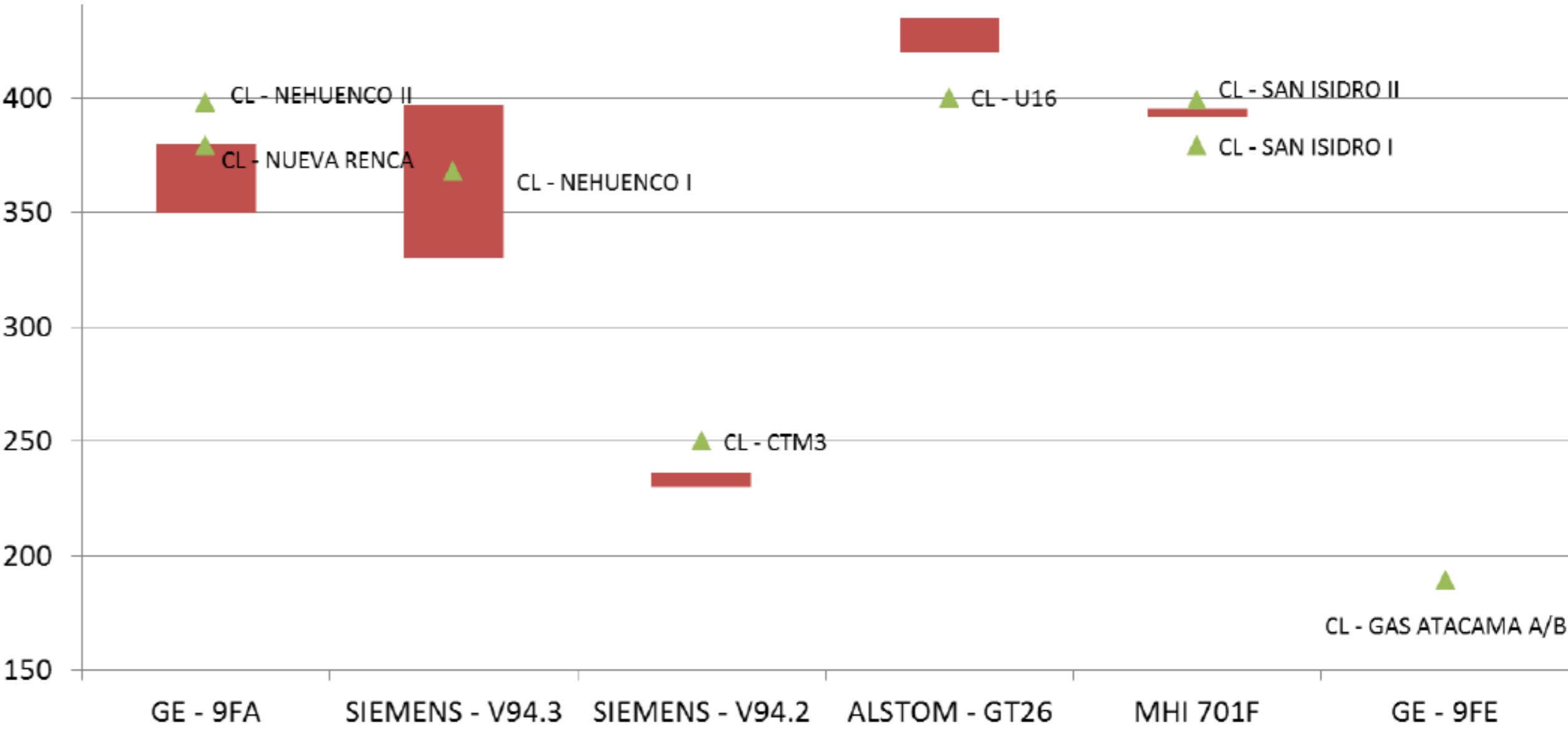
CCGT Turndown Relativo



CCGT Mínimo Técnico [MW]



CCGT Potencia Máxima [MW]



Fuente: LATAM Flexibility Conference – ENGIE Lab | Laborelec, junio 2016

¿CUÁL ES EL ESTADO DE LOS PROCESOS?

Parámetros Operacionales UUGG

i. Determinación de Mínimo Técnico

- 291 UUGG → validados a la fecha 108.
- Plazo diciembre 2018.

ii. Parámetros de Partida y Detención

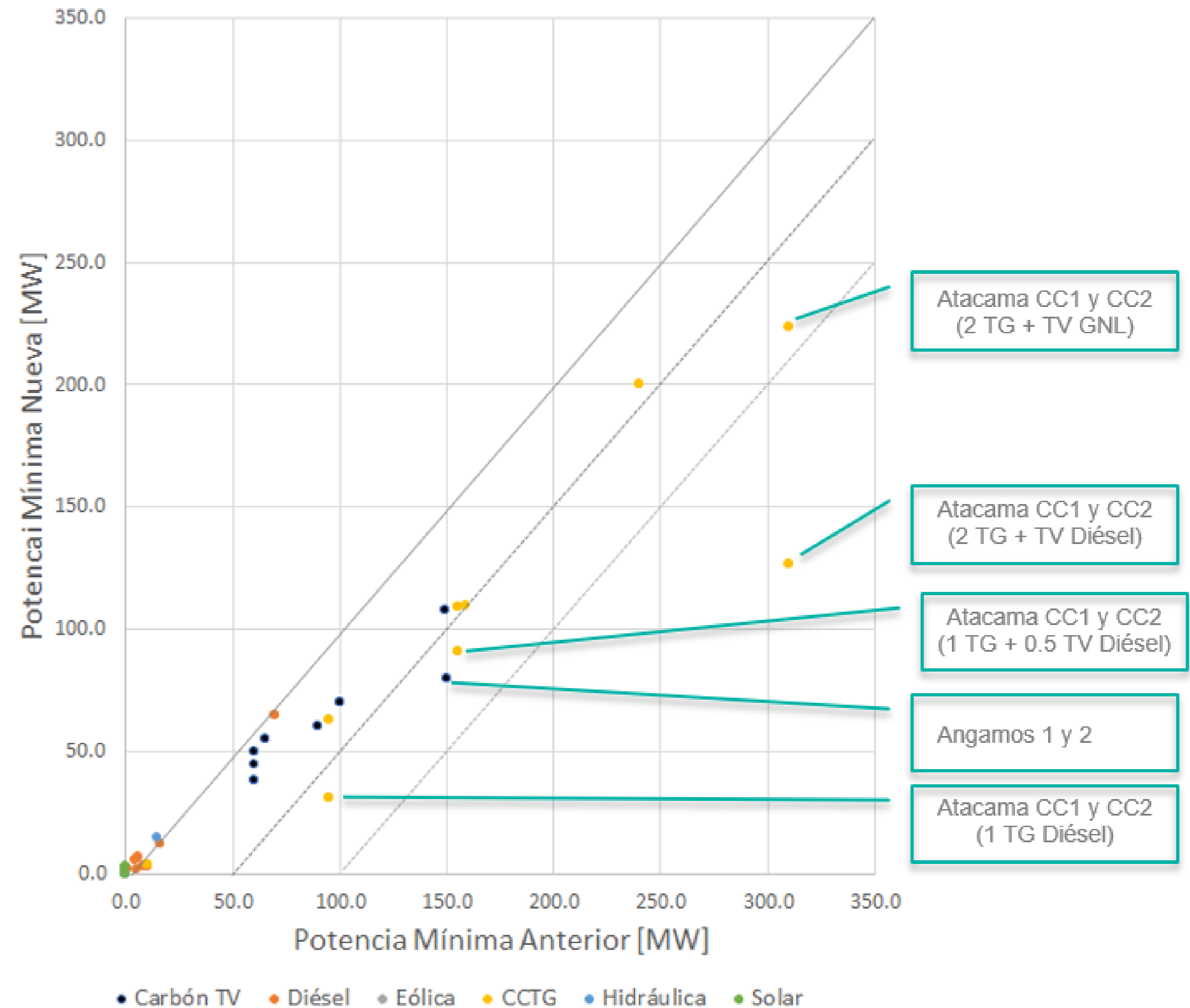
- 291 UUGG.
- Plazo junio 2019.

iii. Pruebas de Potencia Máxima

- Calendario 2018: 34 UUGG (19 licitaciones).

iv. Pruebas Consumo Específico Neto

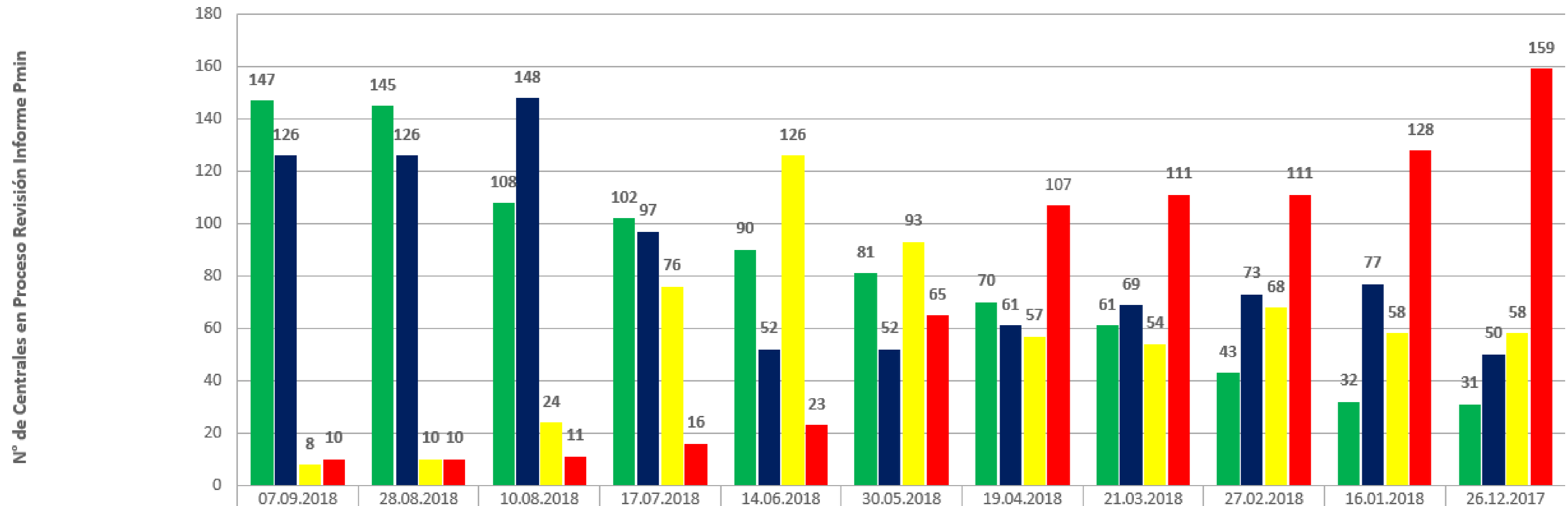
- Comenzaron el año 2018 → calendario con 28 UUGG (13 licitaciones).
- **Se cuenta con 3 años para regularizar ~160 UUGG**



ESTADO DE AVANCE: DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO



Variación Estado de Revisión de Informes de Mínimo Técnico



	07.09.2018	28.08.2018	10.08.2018	17.07.2018	14.06.2018	30.05.2018	19.04.2018	21.03.2018	27.02.2018	16.01.2018	26.12.2017
■ N° Informes aprobados	147	145	108	102	90	81	70	61	43	32	31
■ N° Informes en revisión (publicados)	126	126	148	97	52	52	61	69	73	77	50
■ N° Informes en revisión (admisibilidad, no publicados)	8	10	24	76	126	93	57	54	68	58	58
■ N° Informes no entregados	10	10	11	16	23	65	107	111	111	128	159

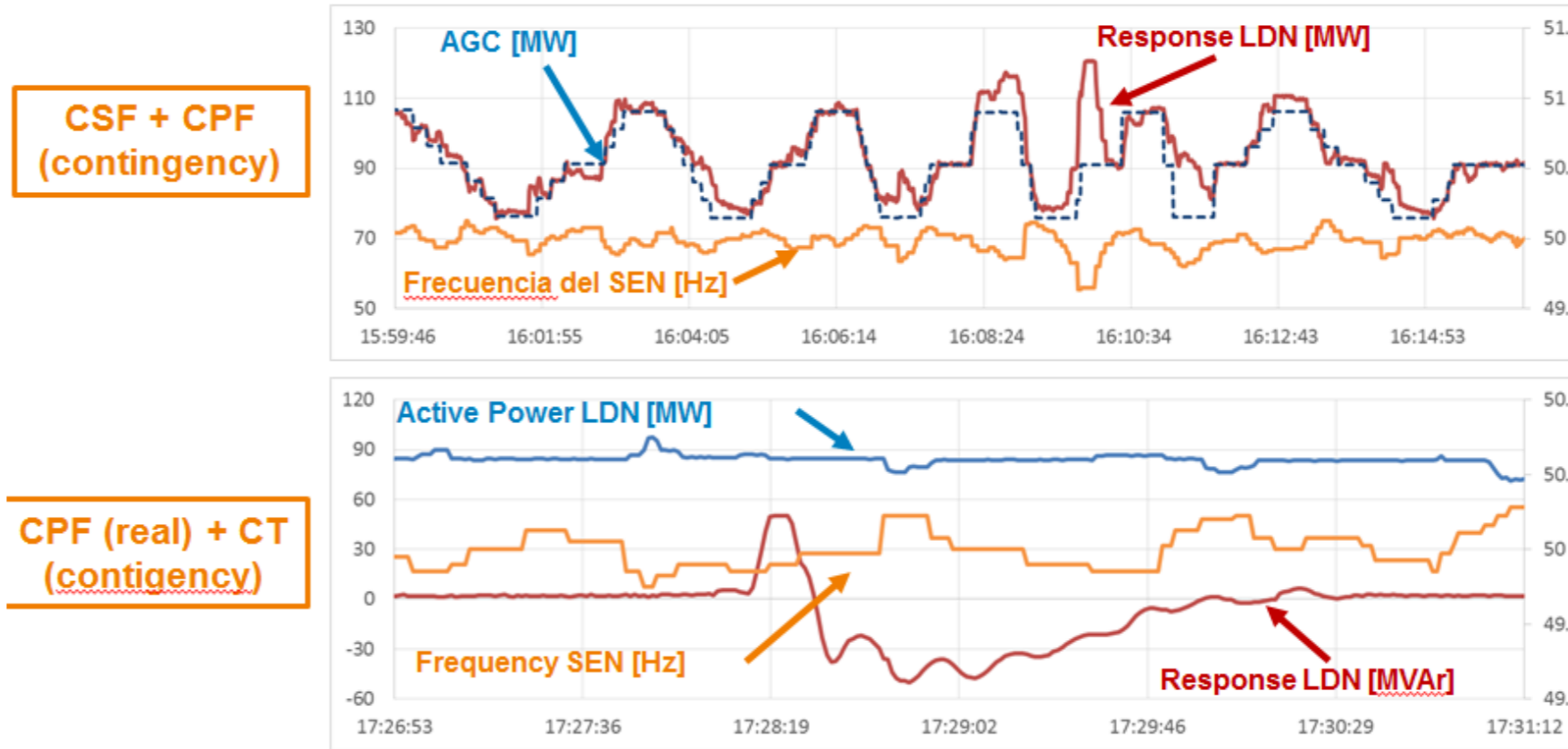


3 Próximos desafíos

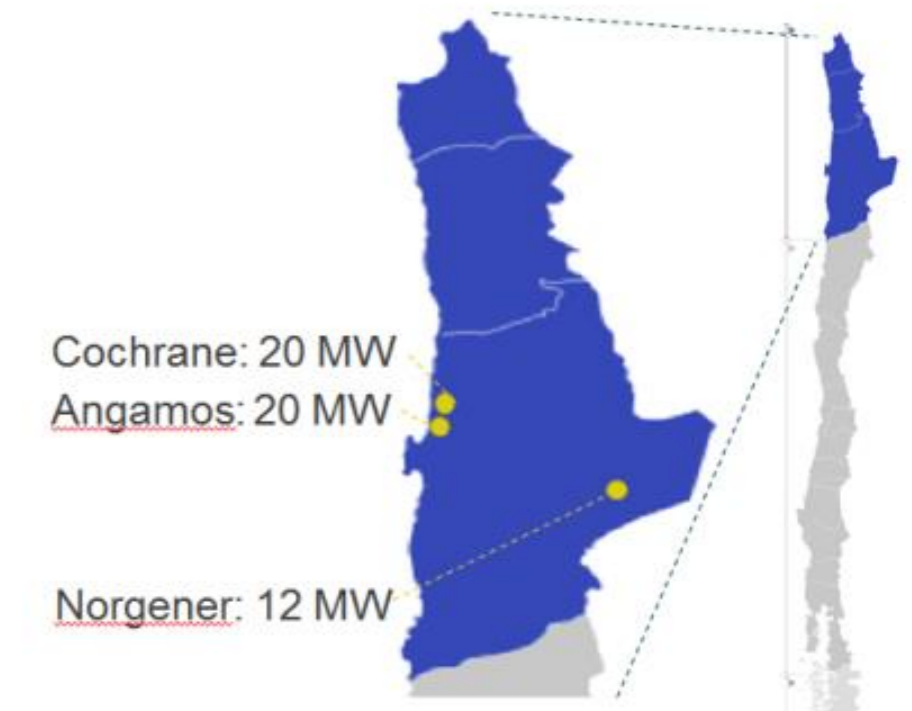
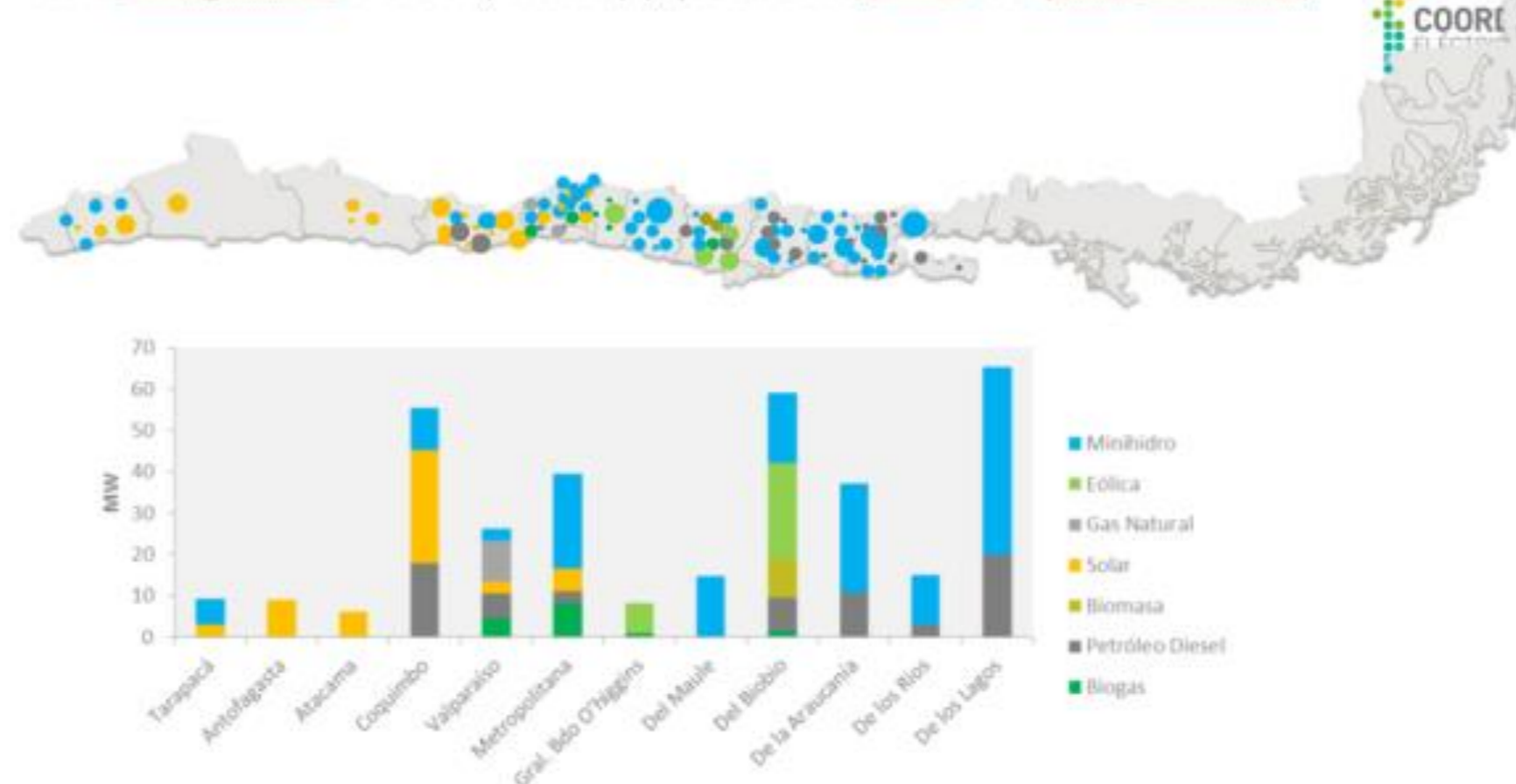
FUTURO CERCANO...

- ✓ Mercado de SSCC, oportunidad para ER-v.
- ✓ Primera prueba con 141 MW PV (First. Solar PV LDN), Sobre la base de la experiencia en California (CAISO, NREL, First Solar)
- ✓ Generación distribuida: Microgrid
- ✓ Sistemas de almacenamiento: BESS, PSH
- ✓ HVDC
- ✓ RSS
- ✓ Descarbonización de la matriz

Additional Tests done in Chile Simultaneous provision of Ancillary Services



SEN: Integration of DER (PMGD) (aprox. 160 units, 6% peak demand)





Gracias por su atención

ANEXO



KPI 1.5 Eficacia en los Pronósticos.

- El KPI se calcula de la siguiente forma:

$$KPI_{mes} = \eta MAE(Eólico)_P \cdot 0.4 + \eta MAE(Solar)_P \cdot 0.4 + \eta MAE(Demanda)_{GP} \cdot 0.2 \text{ [%]}$$

- El valor del KPI debe ser $\leq 8\%$.
- Los resultados entre **junio de 2017 y agosto de 2018** son :

Mes	MAE(Eólico)	MAE(Solar)	MAE(Demanda)	KPI
jun-17	8.55%	4.25%	3.17%	5.75%
jul-17	13.84%	4.58%	2.67%	7.90%
ago-17	9.87%	5.61%	2.67%	6.73%
sept-17	10.89%	5.45%	2.94%	7.13%
oct-17	12.09%	5.96%	2.74%	7.77%
nov-17	11.48%	6.16%	2.36%	7.53%
dic-17	10.93%	3.92%	2.40%	6.43%
ene-18	11.17%	4.00%	2.47%	6.57%
feb-18	10.80%	4.16%	1.72%	6.33%
mar-18	10.16%	4.63%	2.75%	6.47%
abr-18	10.97%	2.96%	2.22%	6.02%
may-18	12.78%	2.44%	2.53%	6.59%
jun-18	13.03%	2.31%	3.82%	6.90%
jul-18	14.47%	3.21%	2.98%	7.67%
ago-18	11.31%	2.78%	2.17%	6.07%

RESUMEN DE RESULTADOS DE DESEMPEÑO DE AWS TRUEPOWER (AWST) v/s COORDINADOS

Tipos de pronóstico de AWST

Intraday: horizonte 12 hrs., entrega cada hora.

Day-ahead: horizonte 9 días, entrega cada hora.

AWST pronostica



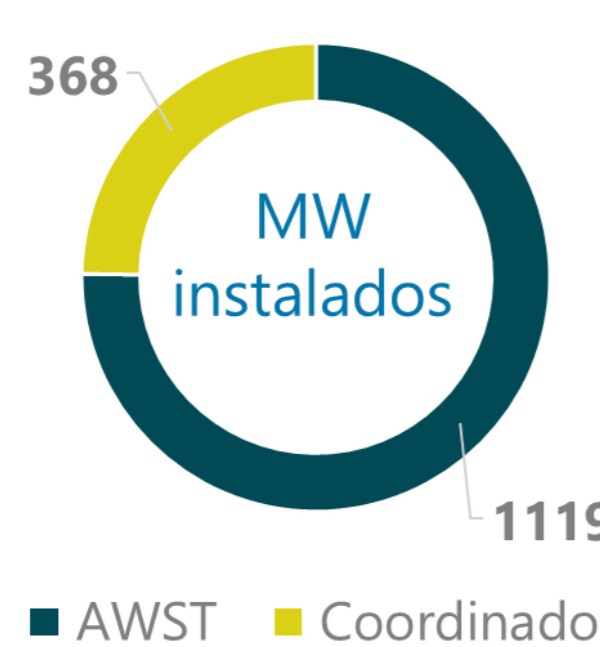
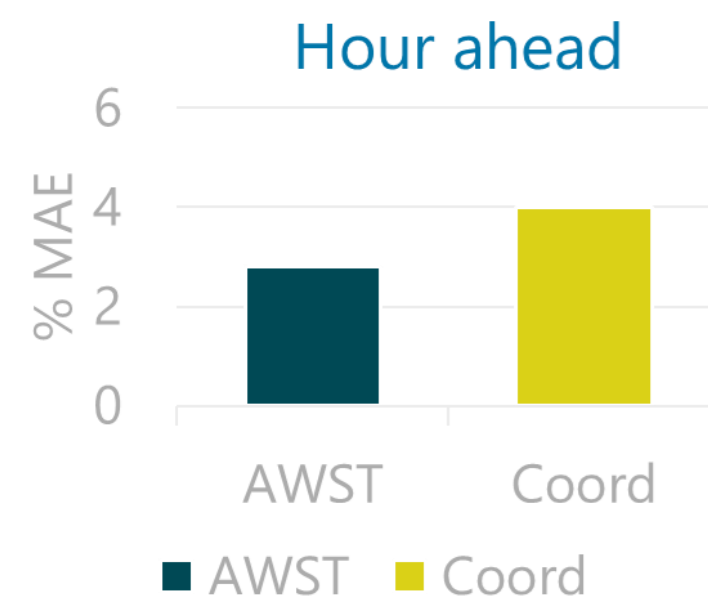
2.019
MW



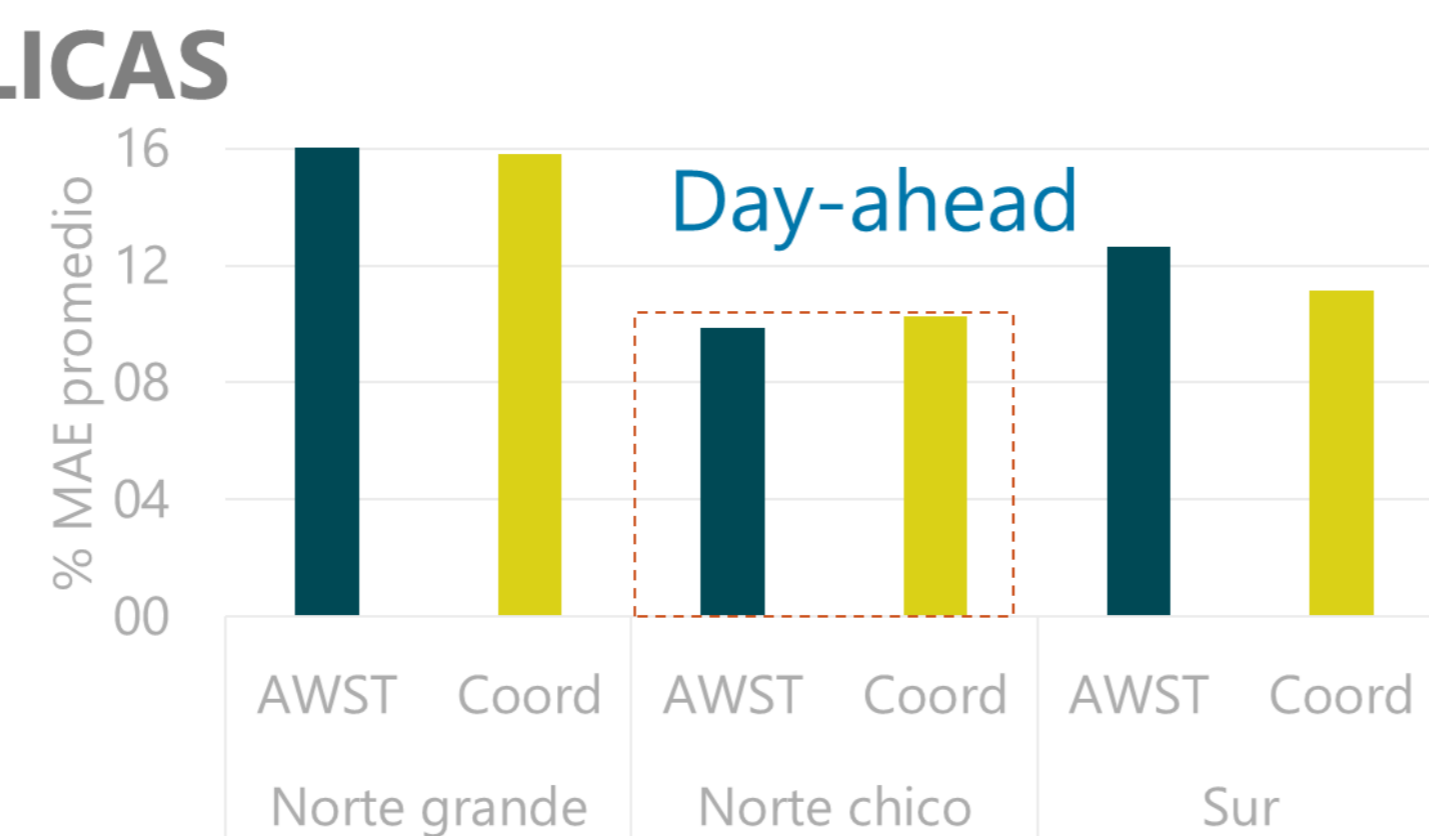
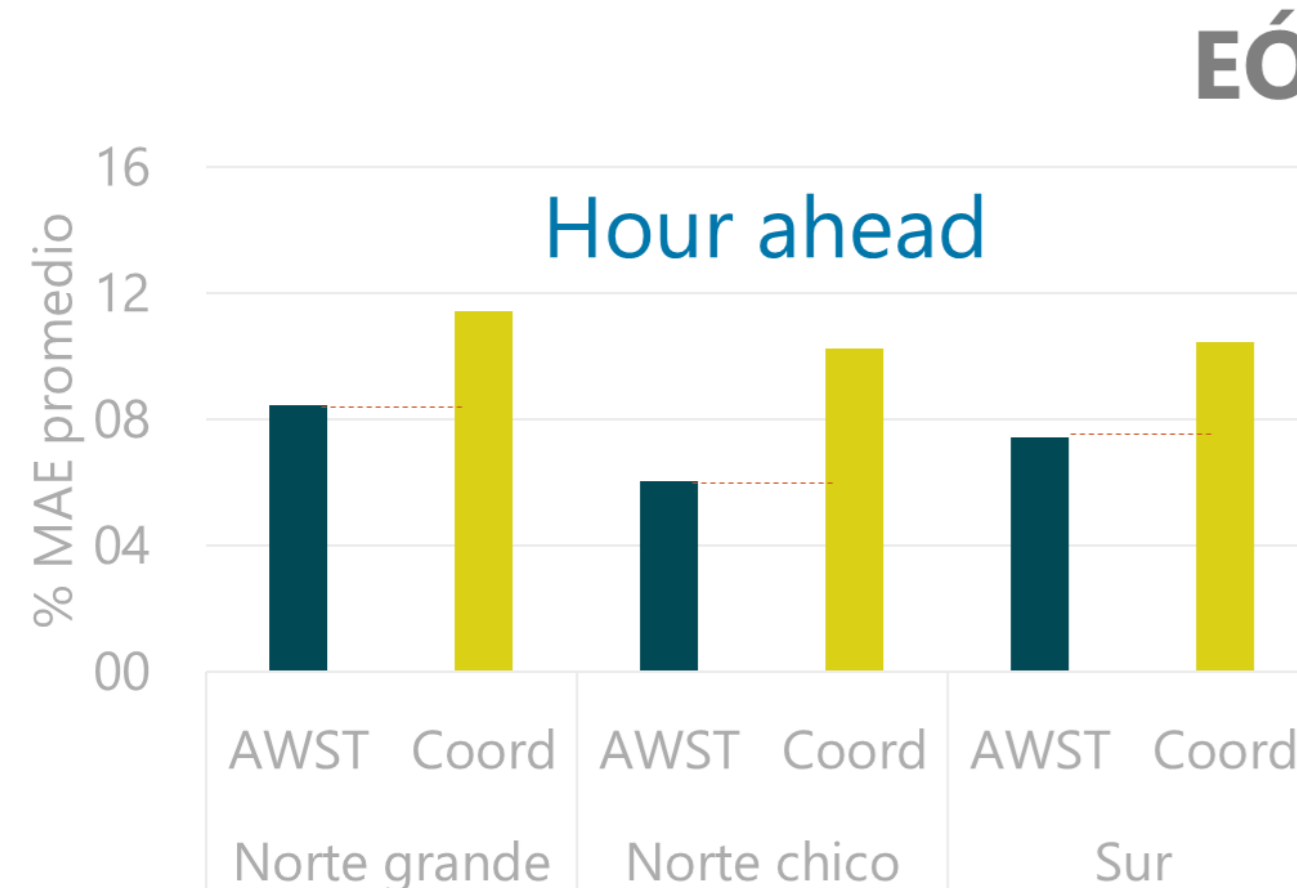
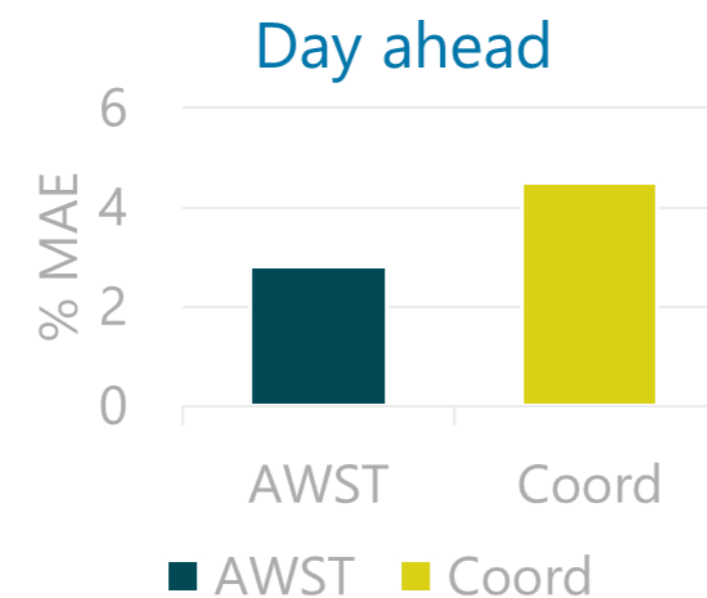
1.406
MW

AWST y el Departamento de programación analizaron el desempeño de los pronósticos para el mes de enero de 2018

Análisis AWST



SOLAR FV



SOLAR FV

Day ahead	AWST	Coordinados
# centrales con mejor resultado	13	9
Total capacidad instalada [MW] con mejor resultado	918	440
% MAE promedio (centrales con mejor resultado)	2,8	4,5

EÓLICAS

Day ahead	AWST	Coordinados
# centrales con mejor resultado	1	17
Total capacidad instalada [MW] con mejor resultado	112	1128
% MAE promedio (centrales con mejor resultado)	16,9	8,8

- Análisis realizado solo para pronóstico day-ahead.
- Utiliza distintas consideraciones que los análisis de AWST, por ejemplo, para centrales solares incluye en el cálculo las horas sin sol donde el error es 0.