

# SESIÓN 1

## LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA OPERACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS. INCIDENCIA EN LA OPERACIÓN

3 de octubre de 2024

# INTRODUCCIÓN-OBJETIVOS

- Situación actual y evolución de las limitaciones en el Sistema Eléctrico Peninsular.
- Las implicaciones técnicas y económicas de las Restricciones Técnicas en la operación de las plantas.
- Respuesta de los gestores de activos ante los riesgos de limitaciones crecientes (operativas, congestiones y medioambientales).
- Capacidad de respuesta de aerogeneradores y parques en función de los tiempos necesarios, diferencias entre paradas de emergencia y operacionales.

# INTRODUCCIÓN- PUNTO DE PARTIDA

- De acuerdo con el Informe Periódico de seguimiento de mercados de AEE y la publicación del ESIOS, la suma de las RRTT en el PDBF y en TR solo estuvo en el entorno del 1,8% del producido, a pesar de que la potencia instalada (120 GW) triplica la demanda máxima de enero (38 GW). Se incrementan las correspondientes a Distribución.
- La ganancia por RRTR para los productores eólicos oscila entre 0,15 – 0,97 €/MWh según el mismo Informe, sin tomar en consideración los posibles ingresos en servicios de balance a subir, los mejor remunerados.
- La participación en estos mercados exige pasar pruebas de habilitación y puede estar condicionada por la existencia de PPAs y la respuesta técnica de las plantas.
- Las RRTT suponen una oportunidad para la incorporación de baterías pero puede no ser suficiente para soportar el modelo de negocio.
- La afección a los aerogeneradores depende de su antigüedad y de los tiempos exigidos.
- Las paradas por precios bajo decididas por el productor no se pueden considerar RRTT (o curtailments), pues estas derivan de necesidades de la operación segura y confiable del Sistema Eléctrico.

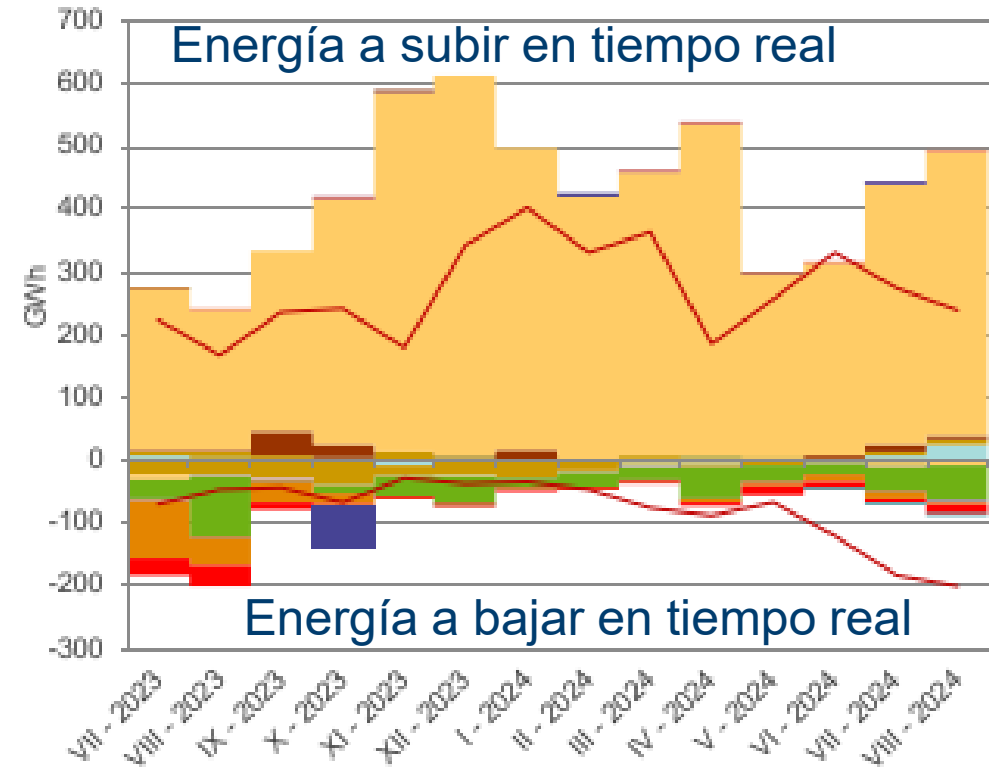
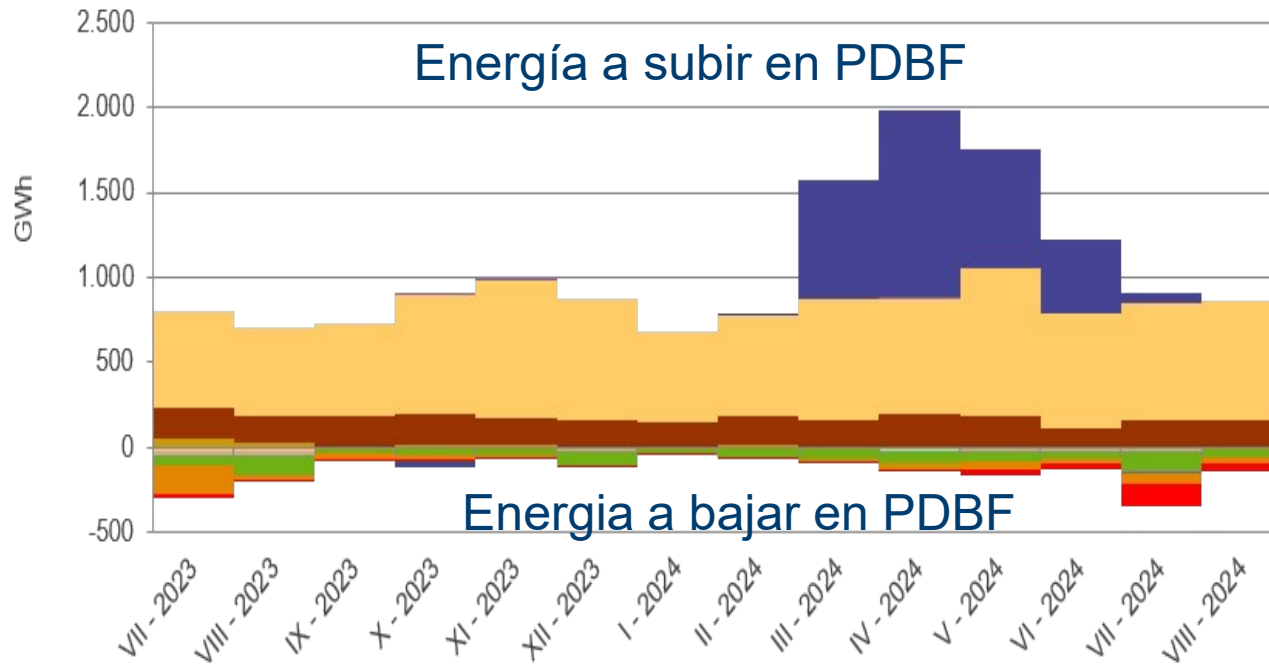
**PATRICIA LABRA**

RESPONSABLE DEL DPTO. DE  
PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA

**redeia**

# RRTT en PDBF y en Tiempo Real

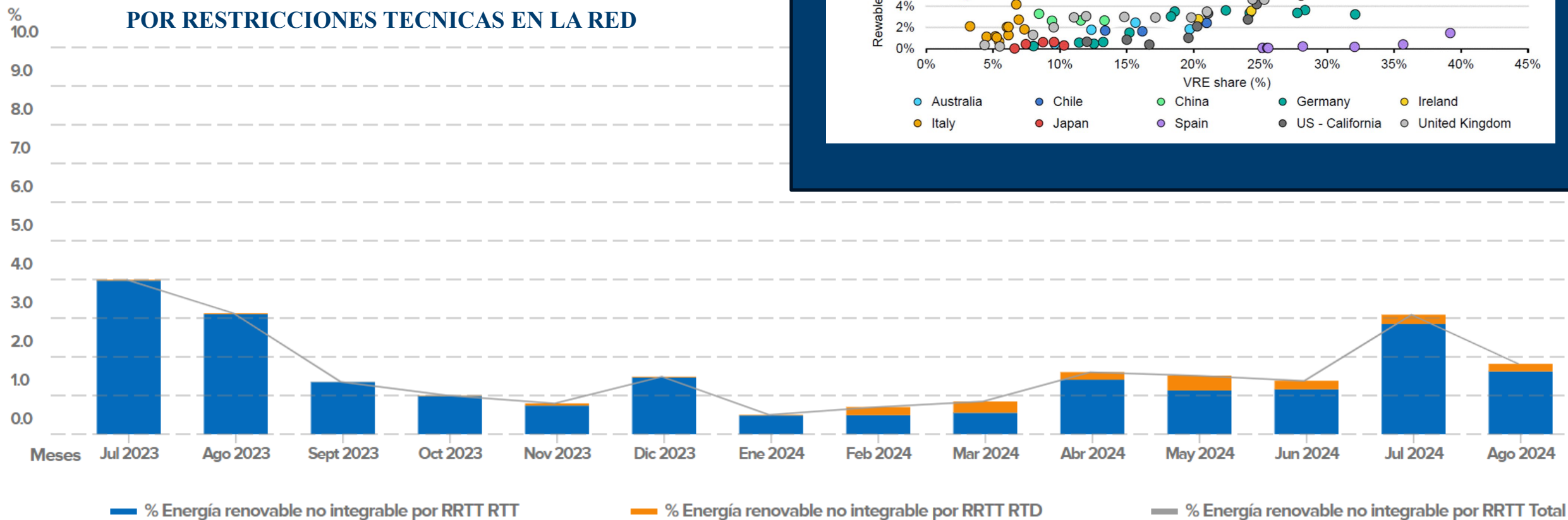
RR.TT. PDBF Fase I subir y bajar



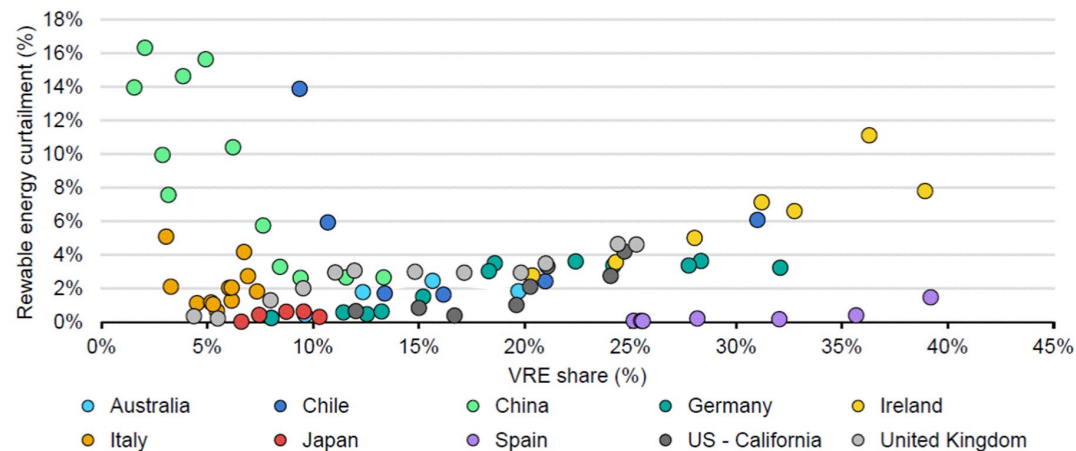
- Hidráulica
- Turbinación bombeo
- Consumo bombeo
- Carbón
- Ciclo combinado
- Cogeneración y residuos
- Eólica
- Otras renovables
- Solar fotovoltaica
- Solar térmica
- Nuclear

# Energía renovable no integrable

**PORCENTAJE DE ENERGIA RENOVABLE NO INTEGRABLE EN EL SISTEMA PENINSULAR POR RESTRICCIONES TECNICAS EN LA RED**



VRE shares in generation and technical curtailment for selected countries



Fuente : Página web eSIOS, disponible desde julio de 2024 <https://www.esios.ree.es/>

# Senda de descarbonización del sistema eléctrico peninsular

52 %

Renovables sobre producción

2023



68 %

Renovables sobre producción

2026



81 %

Renovables sobre producción

2030

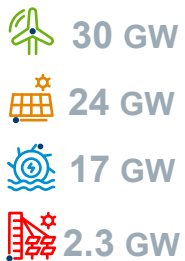


100 %

Sistema eléctrico descarbonizado

2050

## Renovable



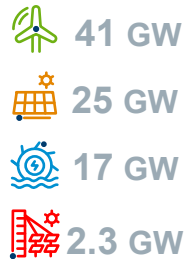
## No Renovable



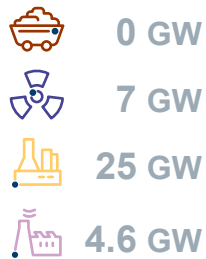
## Almacenamiento



## Renovable



## No Renovable



## Almacenamiento



## Renovable



## No Renovable



## Almacenamiento



- Eólica
- Fotovoltaica
- Hidráulica
- Termosolar
- Consumo bombeo
- Carbón
- Nuclear
- Ciclos combinados
- Cogeneración
- Baterías

# La importancia de las redes:



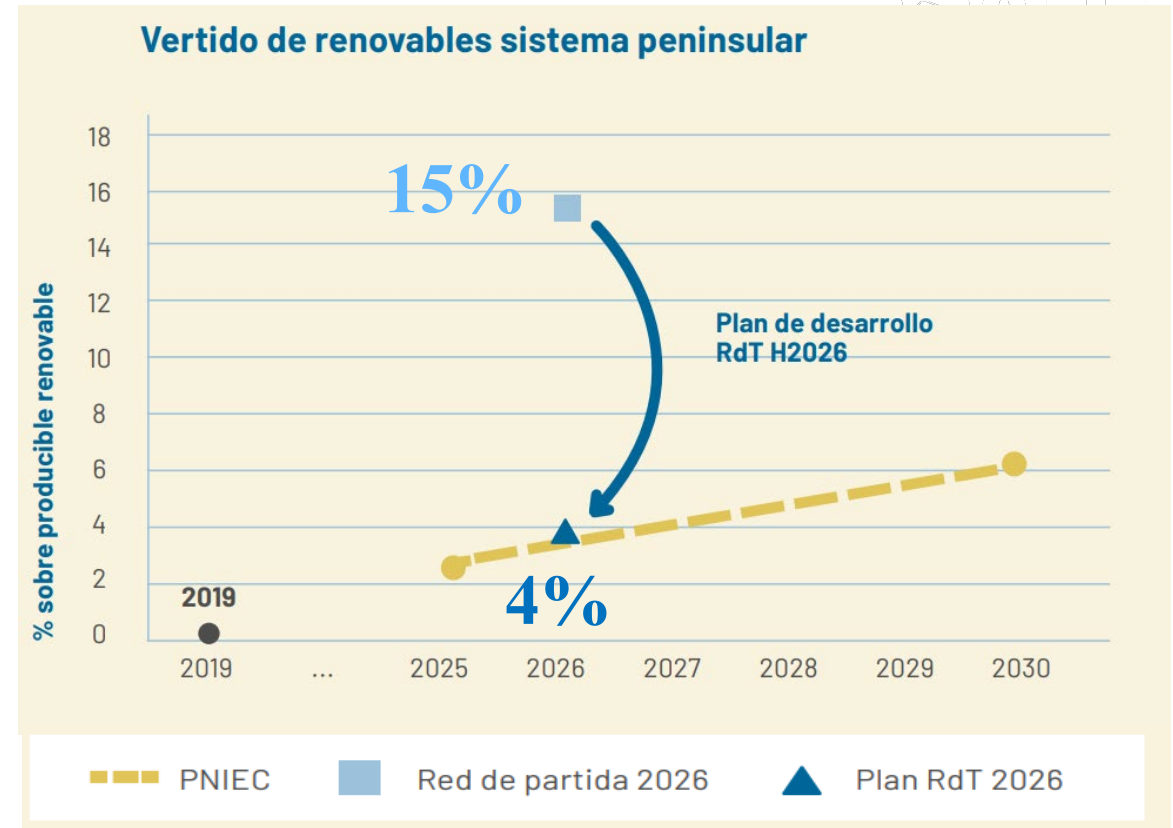
**Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica**  
Período 2021-2026

**Integración de renovables** **68%**

**Vertidos esperados H2026** **4% producible**

**6.500 GWh/año**

Nuevo proceso de planificación 2025-2030 iniciado en la Orden TEC 1375/2023



**↓ 11 puntos porcentuales** **Reducción del vertido por desarrollo de red planificada**



# IGNACIO COBO

SENIOR PRINCIPAL



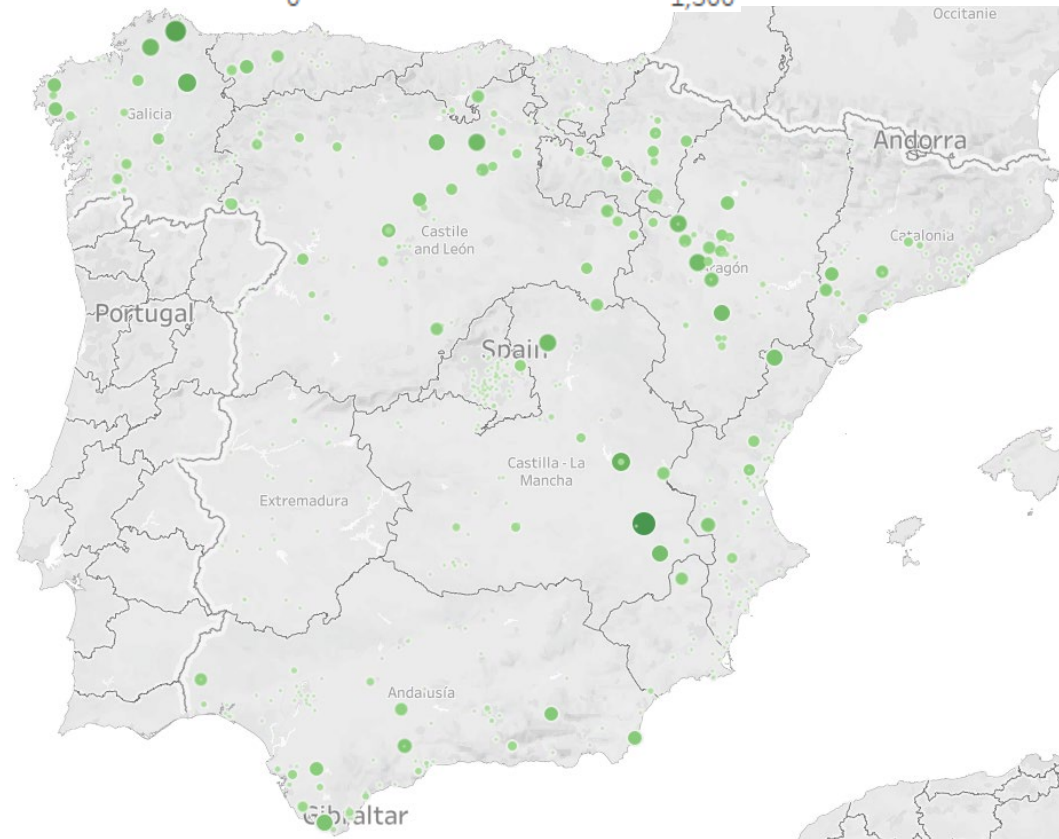
**AFRY**

ÅF PÖYRY

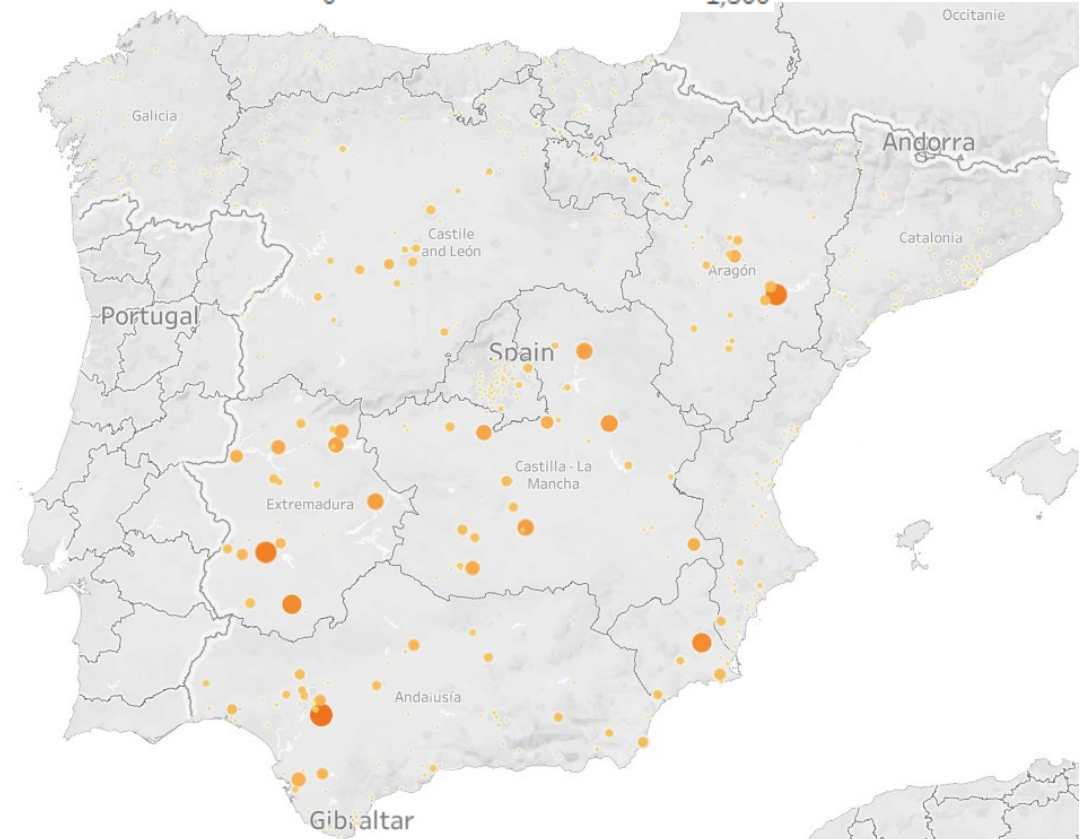
HISTORICAL TECHNICAL CURTAILMENT – REGIONAL CAPACITY

# Location of solar and wind installed capacity at nodal level in Spain

**WIND (MW)**



**SOLAR (MW)**



Sources: REE and AFRY

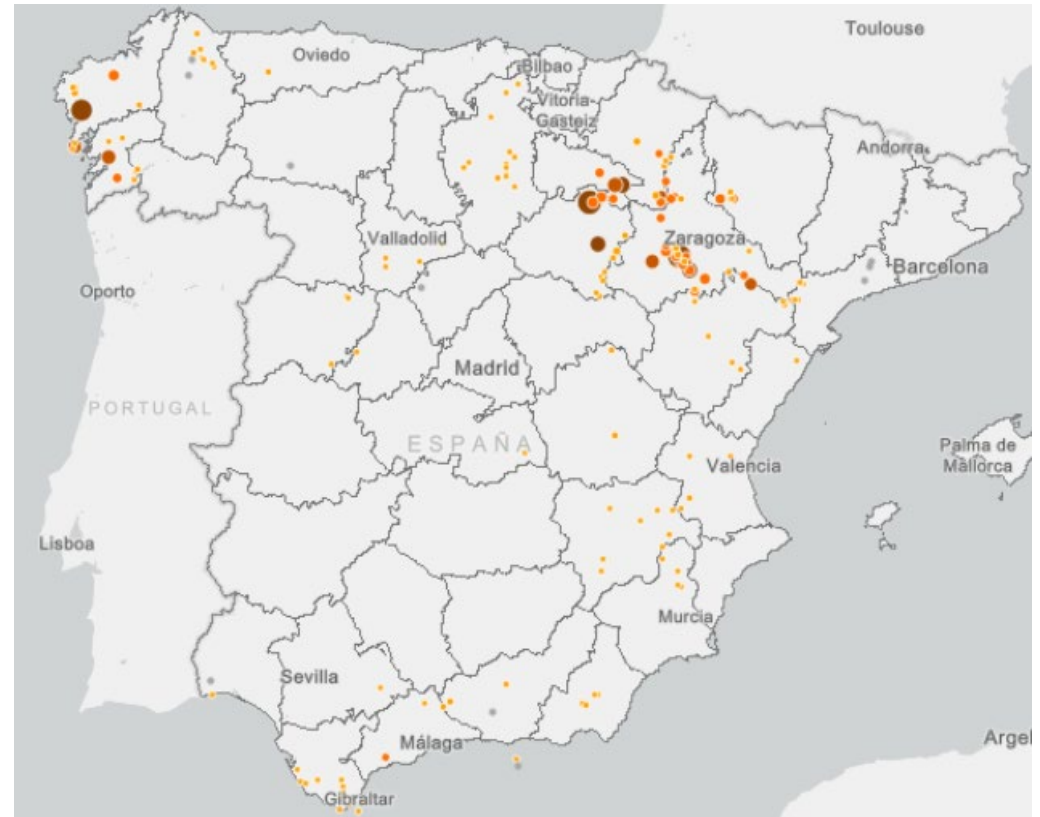
HISTORICAL TECHNICAL CURTAILMENT – LOCATION OF TECHNICAL CURTAILMENT FOR WIND

# Onshore wind curtailments have been present mostly in north in the autonomous community of Aragón

**ONSHORE WIND PROJECTS CURTAILMENT OVERVIEW IN 2022\***



**ONSHORE WIND PROJECTS CURTAILMENT OVERVIEW IN 2023\***

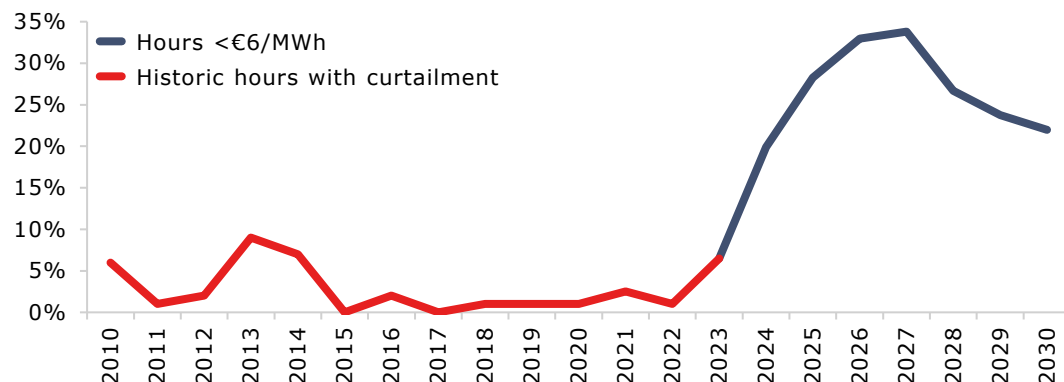


Note: \*these volumes and the ones of the following slides corresponds to the plants identified by AFRY that account the c.40% of the total technical wind restrictions in 2023  
 Source: AFRY Management Consulting analysis based on REE data

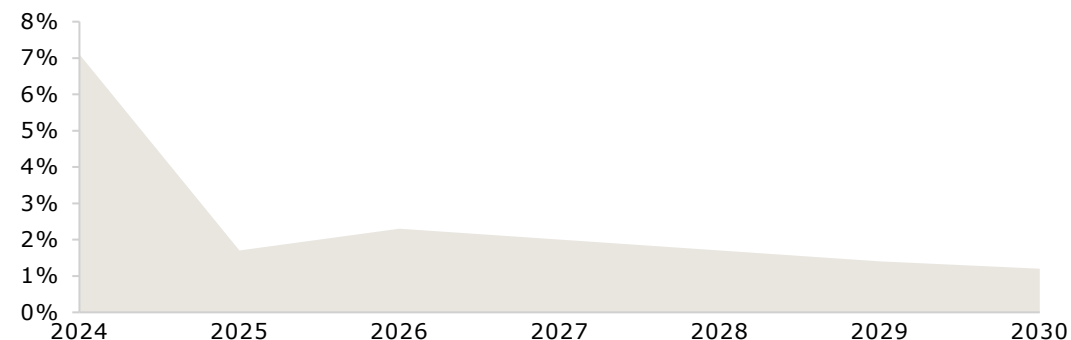
ILLUSTRATION OF TECHNICAL PROJECTION ASSESSMENT

Hours with curtailments will increase in the next decade as more renewables are installed, and will then be balanced by flexibility

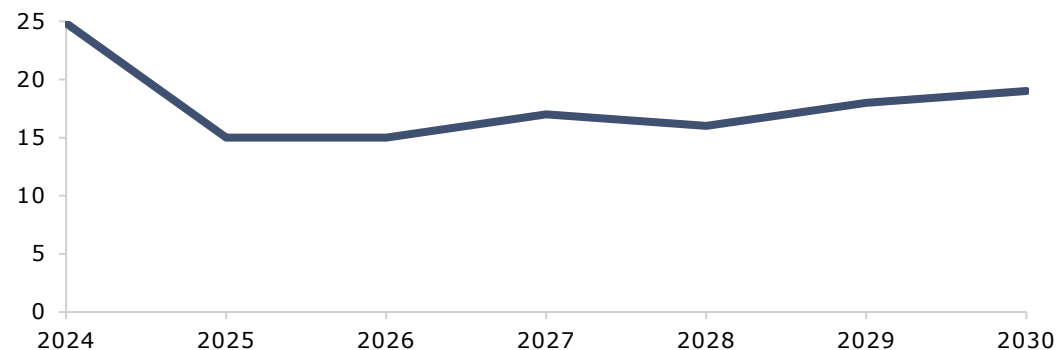
**HOURS WITH CURTAILMENT PROJECTIONS (%)**



**TECHNICAL CURTAILMENT PROJECTIONS (%)**



**CAPTURE PRICE DURING HOURS OF CURTAILMENT (€/MWH)**

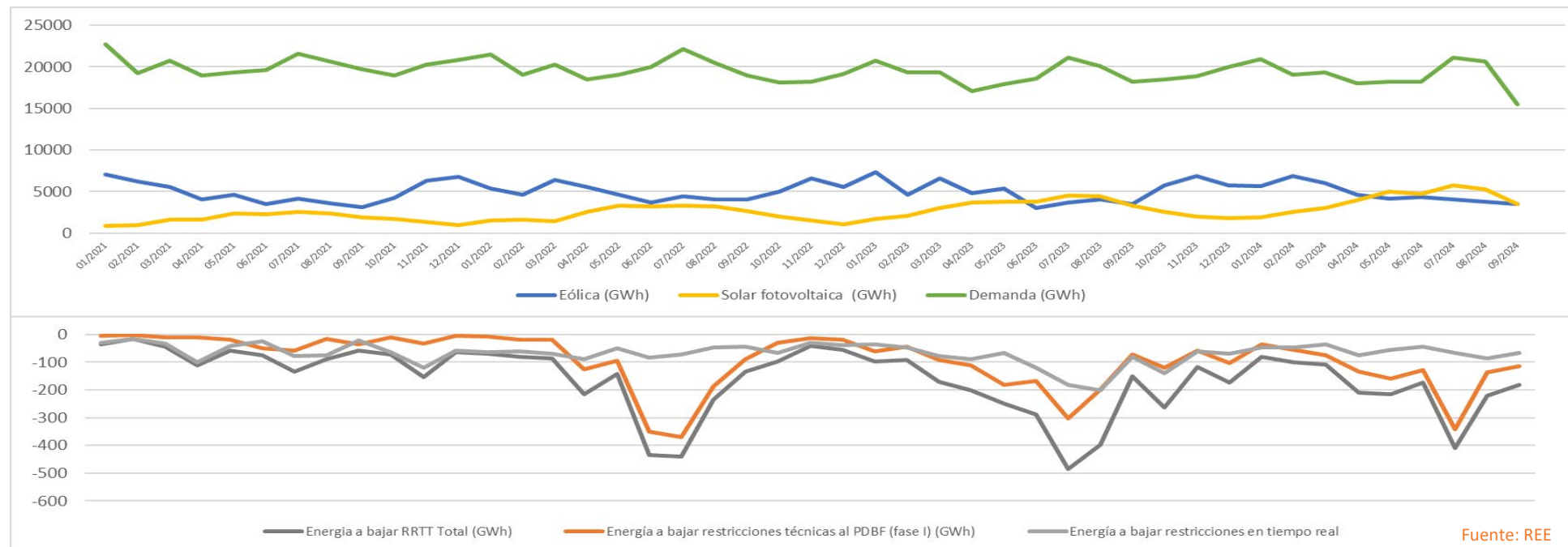


**IKER CHOCARRO**  
CHIEF ENGINEER TRANSMISSION

**RWE**



# EVOLUCIÓN RECIENTE DE LAS RRTT E INCÓGNITAS A FUTURO



A futuro surgen dudas de si el Sistema podrá mantener estos niveles de RRTT. Si bien la planificación de RdT 2021-2026 habla de un 4,6% de vertidos si se acomete al 100%, el nuevo PNIEC contempla 62GW de eólica y 76GW de fotovoltaica frente a los 31.5GW y 28.5GW actuales.



Enero 2022 – Aprobacion del PO3.11 Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP).

Junio/Agosto 2022 – Fuerte incremento en el volumen de RRTT a bajar en el Sistema Peninsular.

Implementación del SRAP limita las RRTT a niveles de 2022, a pesar del incremento de la solar fotovoltaica en más de 5GW de potencia instalada.

Estabilidad en los volúmenes de RRTT con la ayuda del curtailment de mercado por precios cero y negativos.

Fuente: REE

# ANÁLISIS DEL RIESGO DE RRTT EN ACTIVOS EN OPERACIÓN Y DESARROLLO

La red se planifica en base a legislación nacional y europea para limitar los vertidos y redespacho de energía renovable...

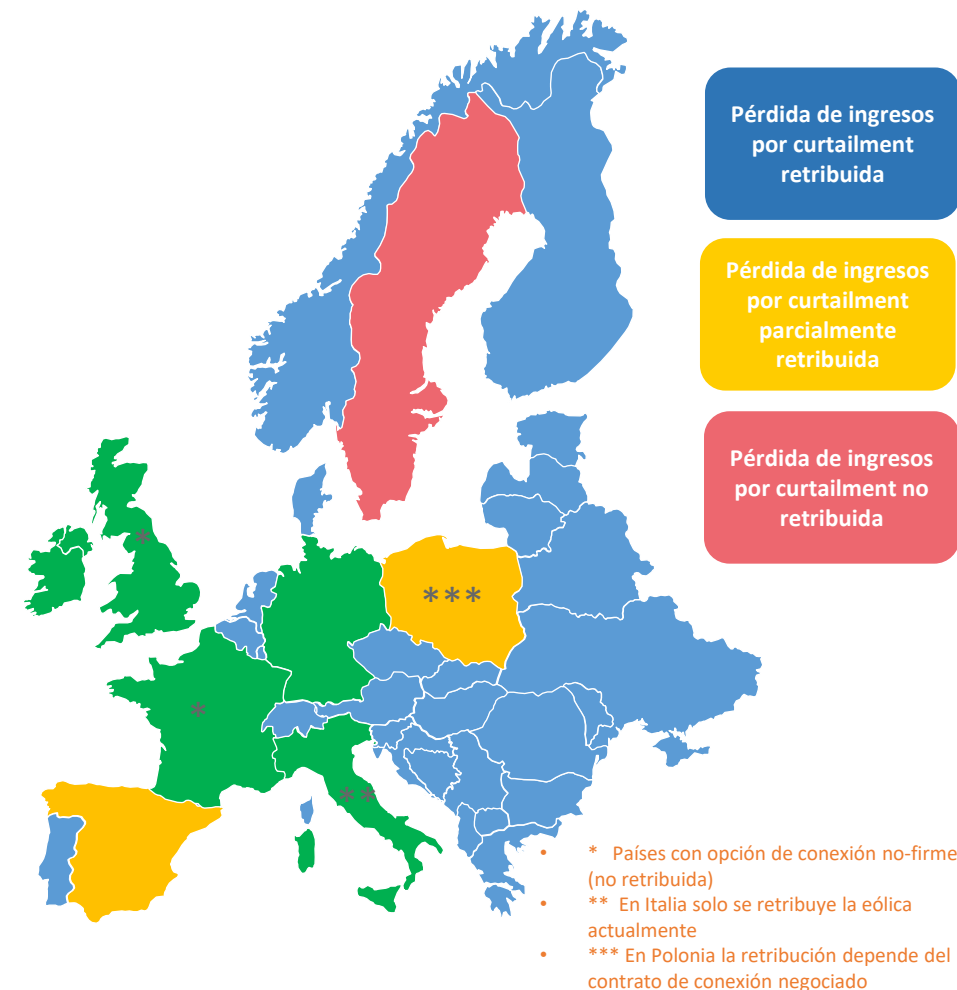
- REE es una TSO de referencia en la integración de EERR en el sistema y el **objetivo de reducción de RRTT y vertidos** está incluido en:
  - la **planificación** de la Red de Transporte.
  - el cálculo de capacidades de **acceso y conexión**.
  - la programación de **trabajos y descargos** en la RdT (P.O. 3.4)
  - La **operación**. El SRAP es una solución innovadora que otras TSOs europeas están analizando.
- Se ha mejorado en la **transparencia** con más información en ESIOS, webinars y otras iniciativas como el CAM y el CTOSEI.

... aun así, los promotores asumen un riesgo con las RRTT, con herramientas e información limitadas para evaluarlo.

- Los **riesgos a nivel de nodo** siguen vigentes, sobre todo si hay retrasos en las actuaciones planificadas. Para caracterizar este riesgo se requiere más transparencia en:
  - el **estado de ejecución**, y descargos asociados, de las actuaciones planificadas en la RdT.
  - las redes de **distribución**, y los planes de inversión de las distribuidoras.
  - la metodología y resultados de los **análisis probabilísticos** para el cálculo de la capacidad de acceso (5% de vertidos, 10% del tiempo) para diferentes tecnologías.
  - En las **suposiciones de operación** con más de 60% de EERR. Por ejemplo, unidades “must run”, o % de implementación de SRAP a largo plazo.

# PÉRDIDA DE INGRESOS POR RRTT Y REDESPACHO. VARIACIONES EN EL MARCO NORMATIVO EN EUROPA

- Artículo 13 del Reglamento Europeo 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad sobre Redespacho:
  - *Los **recursos redespachados** se seleccionarán entre las instalaciones de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta a la demanda utilizando mecanismos de mercado, y **tendrán compensación financiera***
  - ***Limitar el redespacho al 5 % de la electricidad generada anualmente en instalaciones de EERR (salvo disposición contraria de un Estado miembro en el que la electricidad producida a partir de instalaciones de generación de electricidad que utilicen **energía procedente de fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia represente más del 50 % del consumo final bruto anual de electricidad** )***
- Las transposiciones de esta normativa varían tanto en el método, como en la naturaleza de la compensación financiera. Algunas TSO implementan mecanismos de mercado, y otras utilizando soluciones no basadas en el mercado. Asimismo, algunas TSOs ofrecen conexiones no-firmes con cláusulas de no remuneración.
- Aunque basado en mecanismos de mercado, el marco normativo español no compensa una gran parte de la pérdida de ingresos por RRTT, y es por lo tanto percibido como un mercado de **mayor riesgo**.





**IGNACIO LEÓN**

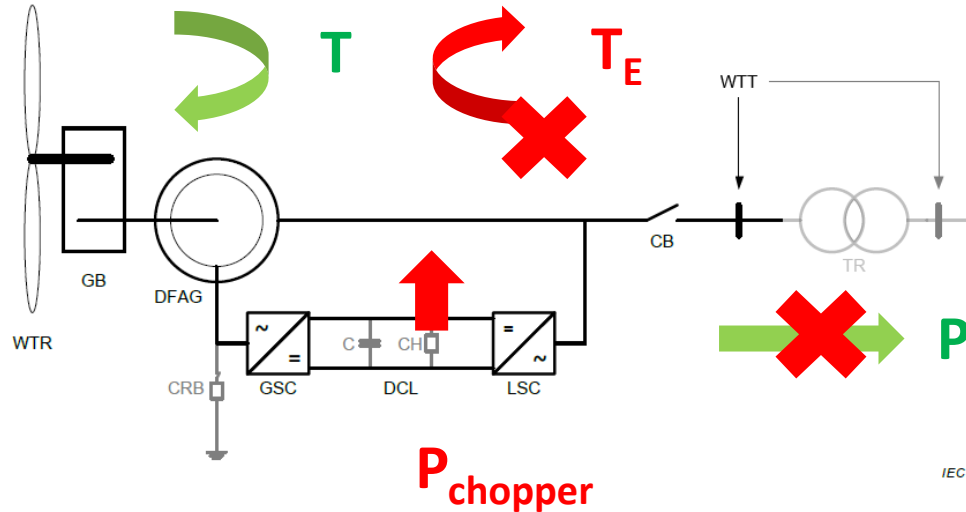
LEAD SPECIALIST POWER PLANT  
SOLUTIONS

***Vestas***®



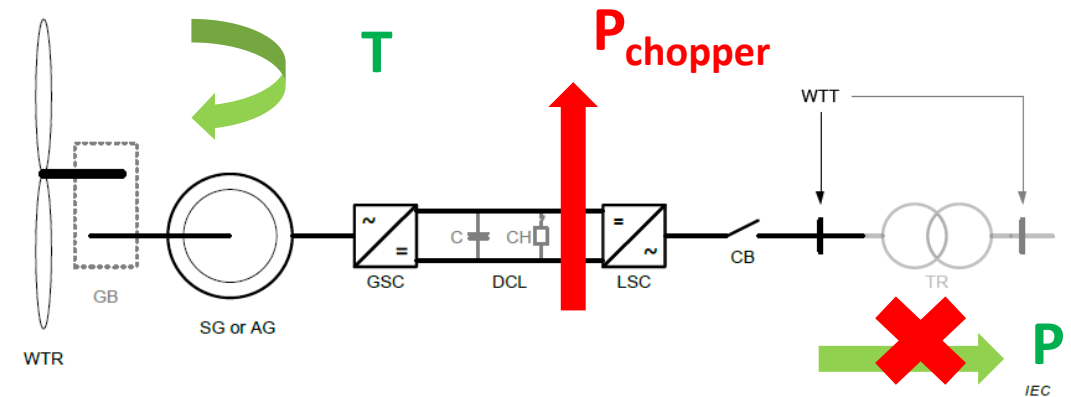
# Activación de SRAP– Aerogeneradores vs disparo en subestación

## TIPO 3 – DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)



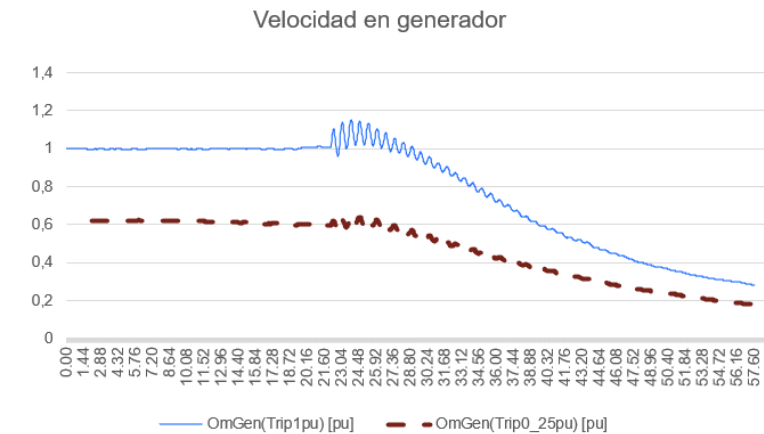
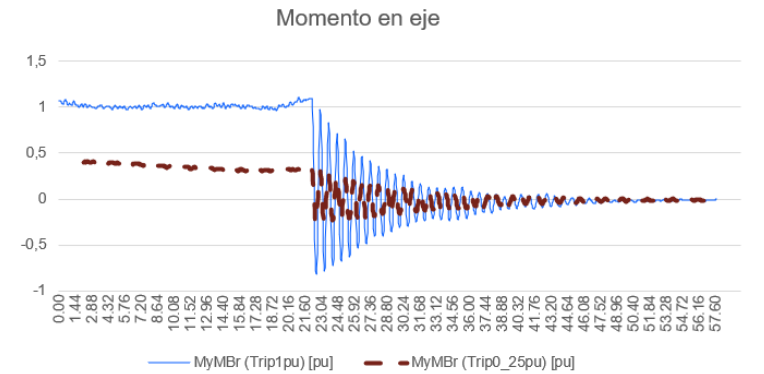
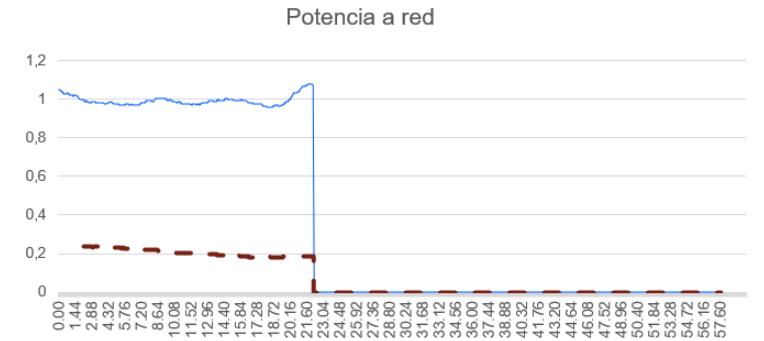
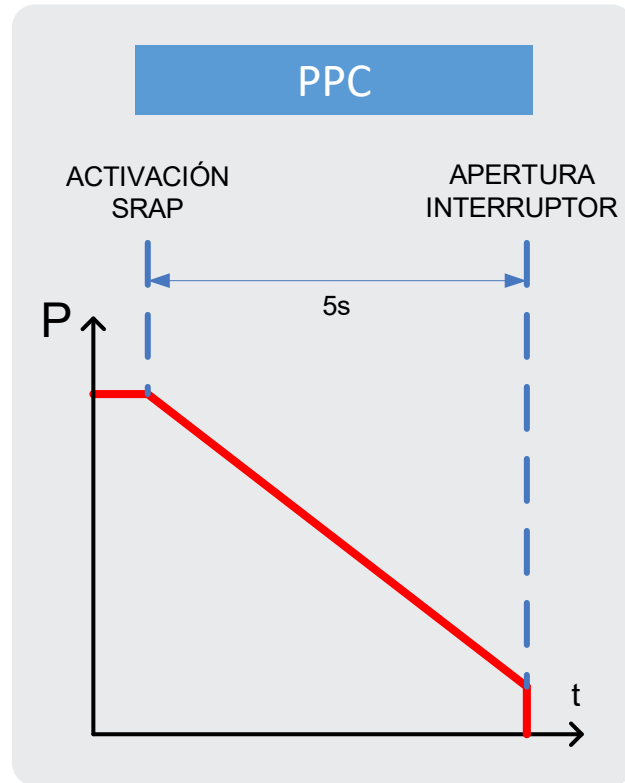
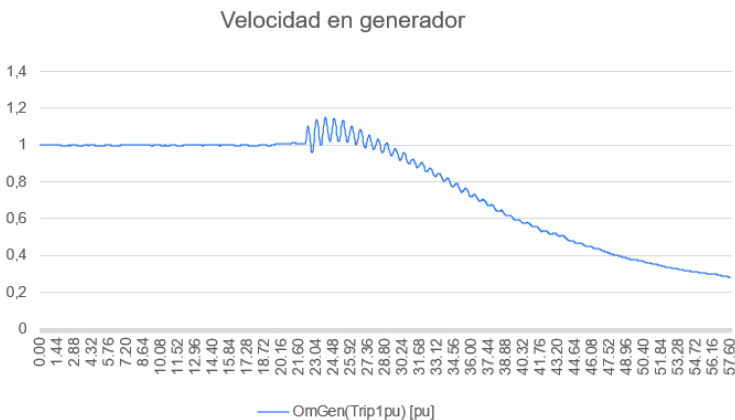
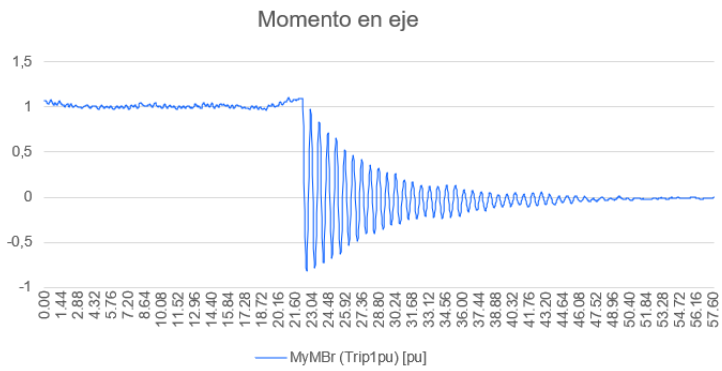
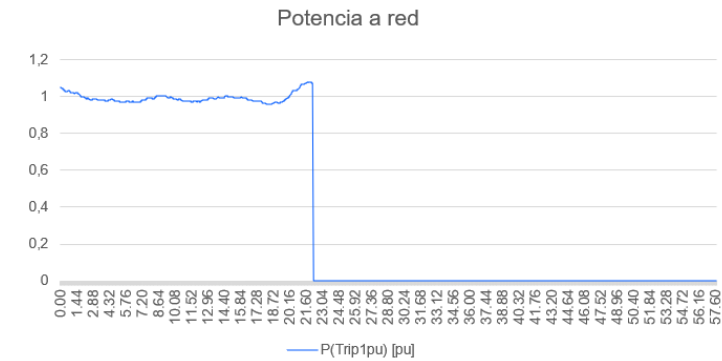
- Transitorio tren de potencia
- Oscilaciones & aumento cargas

## TIPO 4 – FULL CONVERTER



- Tren de potencia “no se entra”
- Parada controlada

# Activación de SRAP– Impacto en DFIG y controles de



# Participación en control de tensión

## AEROGENERADORES

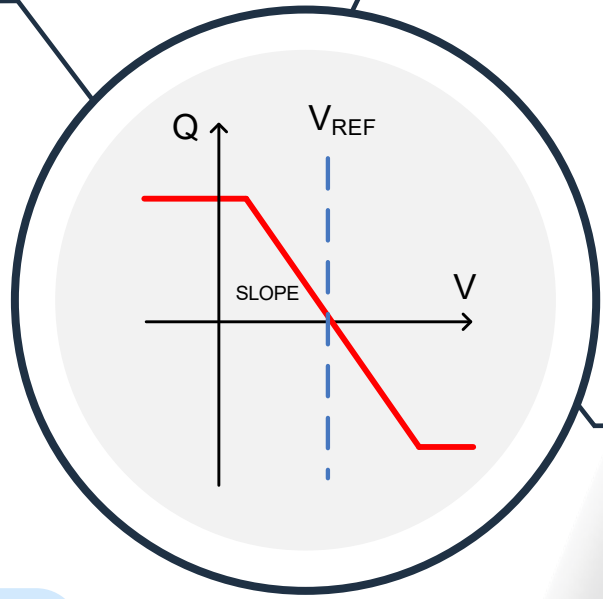
CALENTAMIENTO

PÉRDIDAS

HARMÓNICOS

AISLAMIENTOS

SOBRETENSIONES  
CONMUTACIÓN  
CONDENSADORES



INCREMENTO DE PÉRDIDAS INTERNAS

$V_{REF}$  AGRESIVA?

BANCOS DE CONDENSADORES

BANDAS OFRECIDAS



BANCOS DE CONDENSADORES

AJUSTES

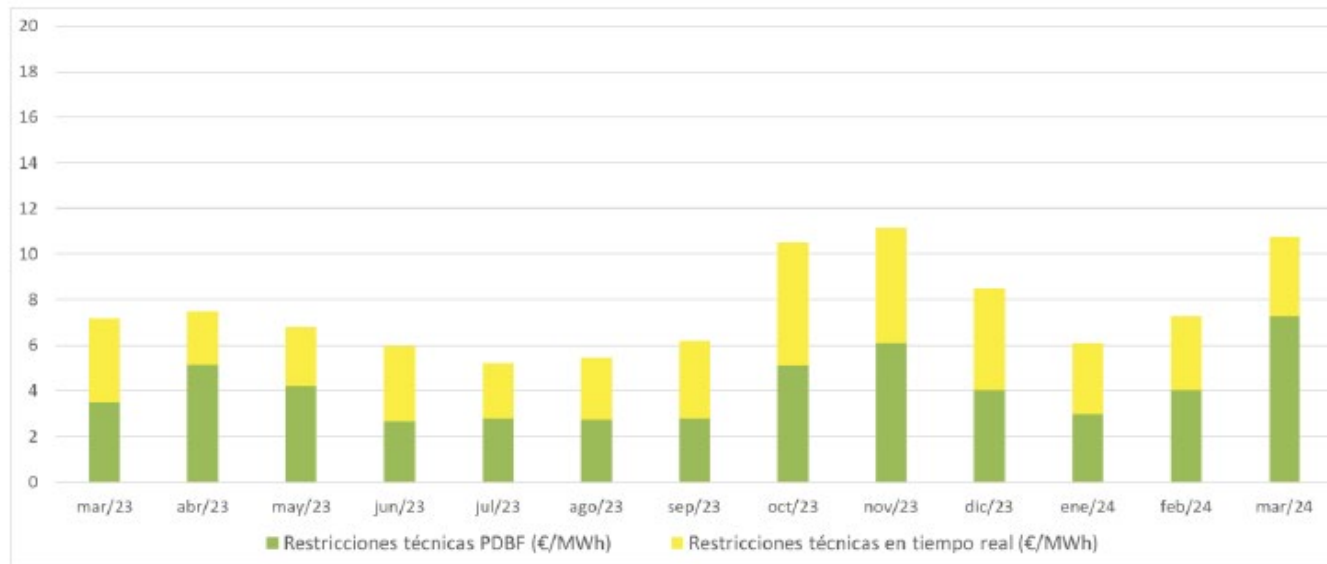
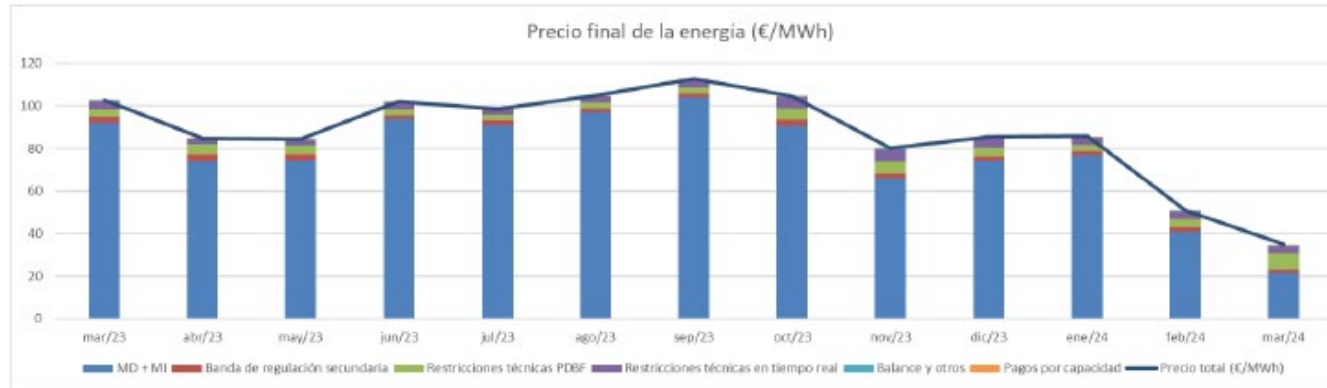
HARMÓNICOS

FRECUENCIA DE CONMUTACIÓN

**ANEXO**

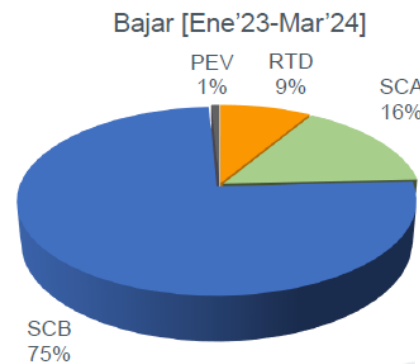
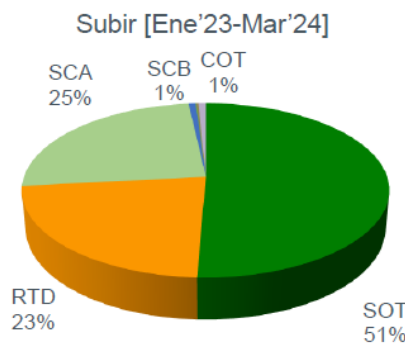
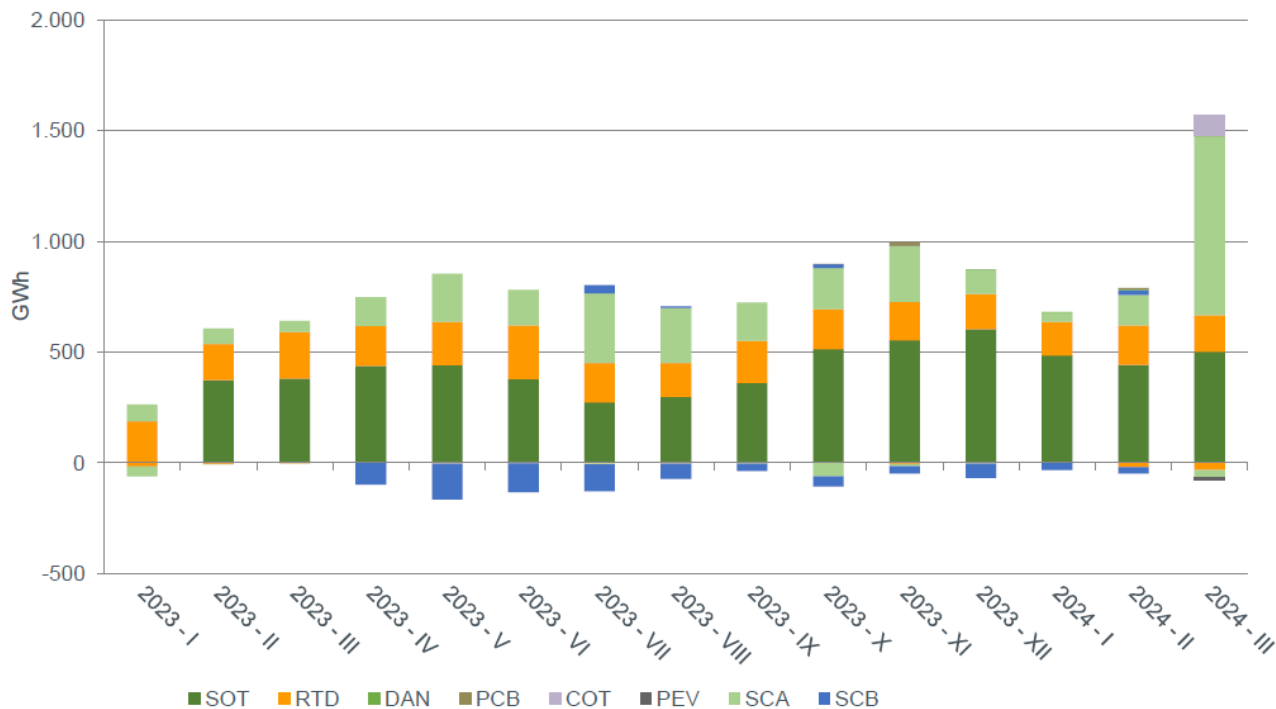


# LAS RRTT ES LA HERRAMIENTA FUNDAMENTAL PARA GARANTIZAR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO



Fuente: REDEIA

# REDESPACHOS A SUBIR Y BAJAR POR TIPO DE LIMITACIÓN PROGRAMADAS EN EL DIARIO (FASE I)

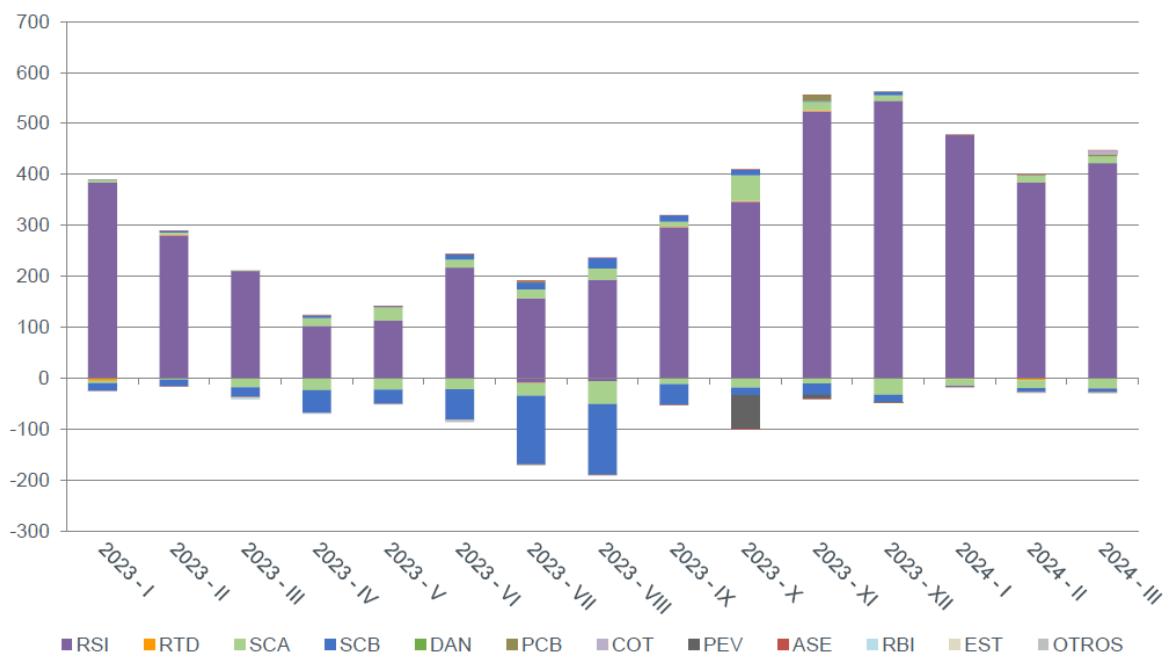


- SOT: Sobretensión
- SUT: Subtensión
- COT: Control de tensión
- SCB: Sobrecarga en situación base
- SCA: Sobrecarga ante contingencia
- DAN: Diferencia Angular
- PEV: Pérdida de Capacidad de Evacuación de Generación
- PCB: Pérdida de Capacidad de Consumo de Bombeo
- EST: Estabilidad
- CEX: Causas Excepcionales

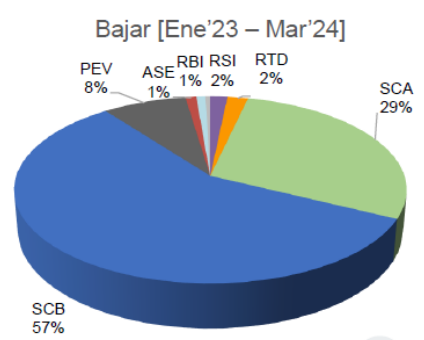
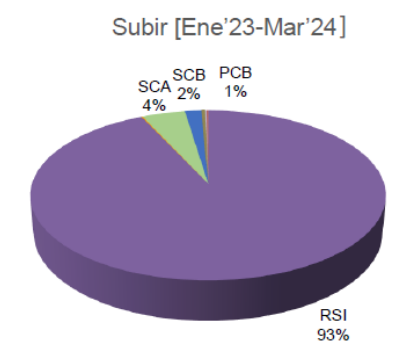
Fuente: REDEIA

# REDESPACHOS A SUBIR Y BAJAR POR TIPO DE LIMITACIÓN PROGRAMADAS EN TIEMPO REAL

Redespachos a subir y bajar por tipo de limitación programadas en RR.TT. Tiempo Real



Abril, 2024

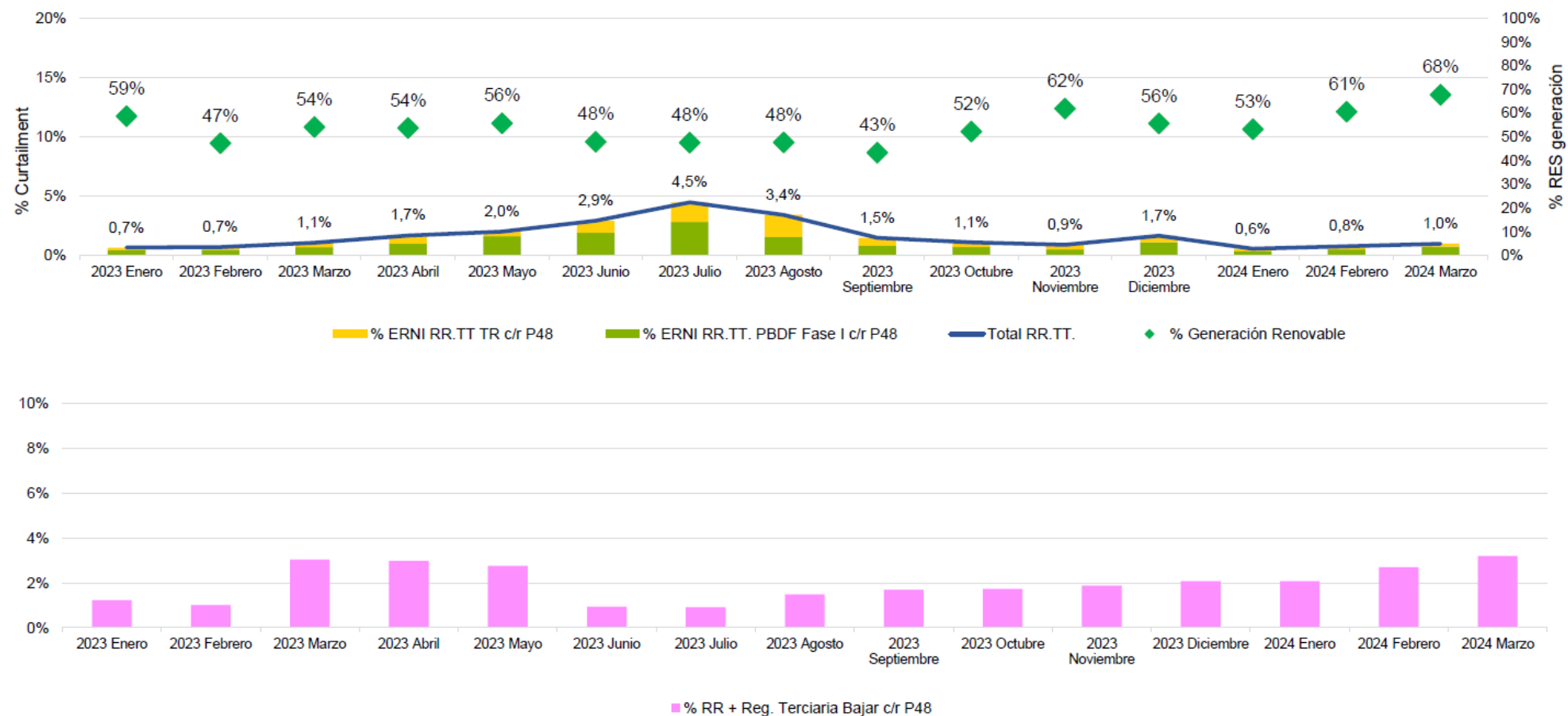


- SOT: Sobretensión
- SUT: Subtensión
- COT: Control de tensión
- SCB: Sobrecarga en situación base
- SCA: Sobrecarga ante contingencia
- DAN: Diferencia Angular
- PEV: Pérdida de Capacidad de Evacuación de Generación
- PCB: Pérdida de Capacidad de Consumo de Bombeo
- EST: Estabilidad
- CEX: Causas Excepcionales

Fuente: REDEIA



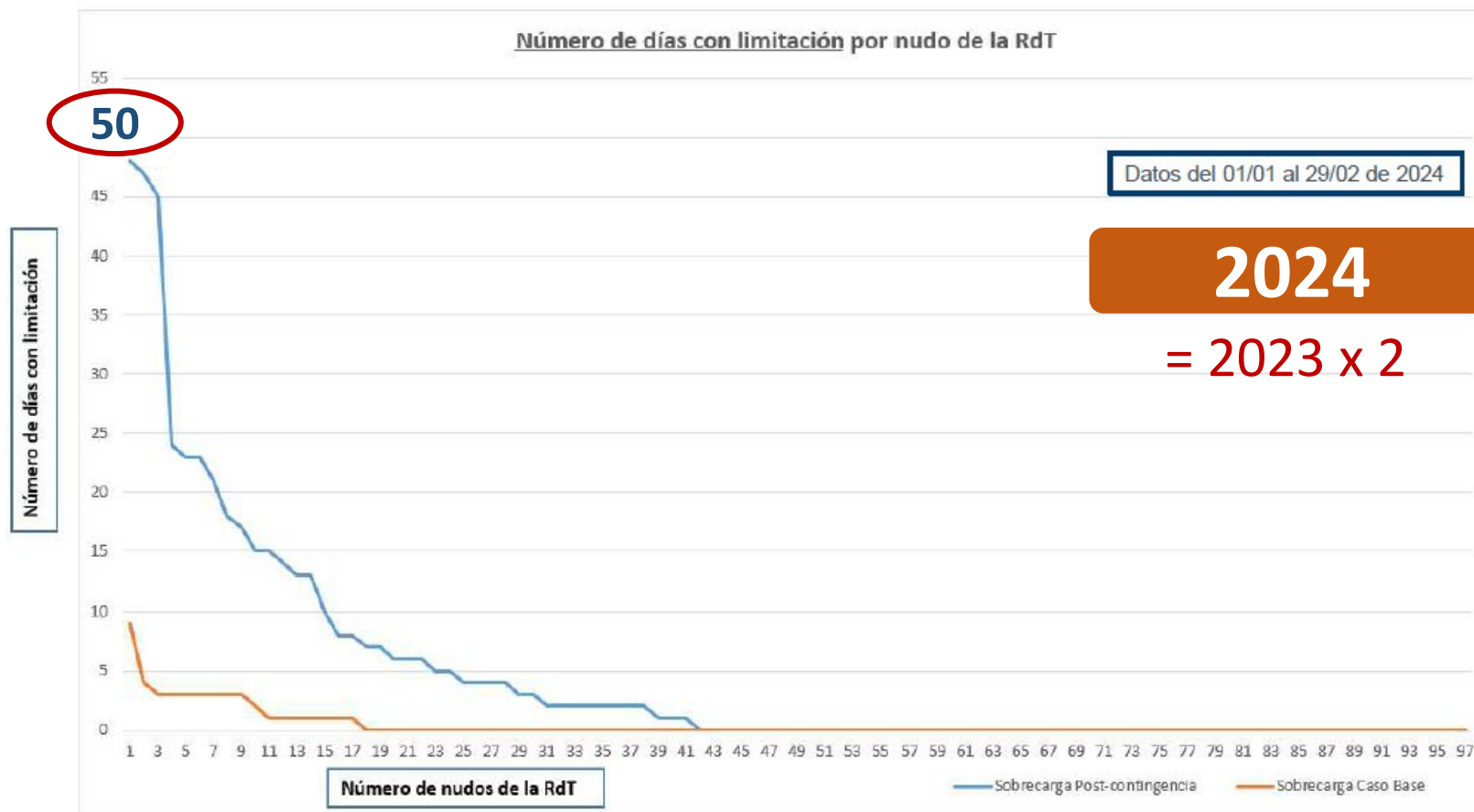
# CURTAILMENT VS FLEXIBILIDAD A BAJAR



Fuente: REDEIA

# SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Número de limitaciones en cada nudo de la RdT red eléctrica



Datos del 01/01 al 29/02 de 2024

2024

= 2023 x 2

La generación RCR vierte en 261 nudos de la RdT

Fuente: REDEIA

# GANANCIA POR RRTT

	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradía (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
ene-23	56,08	-0,11	0,24	56,21 €
feb-23	127,57	-0,08	0,19	127,68 €
mar-23	78,42	0,08	0,17	78,67 €
abr-23	65,89	0,13	0,32	66,34 €
may-23	69,78	0,02	0,26	70,06 €
jun-23	94,97	-0,02	0,54	95,49 €
jul-23	91,29	0,03	0,36	91,68 €
ago-23	91,72	0,02	0,17	91,91 €
sep-23	96,96	-0,05	0,26	97,17 €
oct-23	70,08	-0,13	0,96	70,91 €
nov-23	51,01	-0,05	0,21	51,17 €
dic-23	63,78	-0,18	0,21	63,81 €
ene-24	66,98	-0,12	0,15	67,01 €
feb-24	30,69	-0,06	0,12	30,75 €
mar-24	12,07	0,04	0,26	12,37 €
abr-24	11,59	0,12	0,97	12,68 €

Fuente: AEE a partir del esios

MUCHAS GRACIAS