red eléctrica
Una empresa de Redeia

Informe técnico-económico del Proyecto Demostrativo Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión

Dirección de Operación
Departamento de Centro de Control Eléctrico

Septiembre 2023

Índice

1 Objeto 2
2 Resumen ejecutivo 2
3 Introducción 3
4 Pruebas de habilitación 5
5 Sistema de control de tensión de RE: VOLTAIRE 7
6 Desarrollo del proyecto 9
7 Costes de generación/absorción de potencia reactiva para los proveedores 14
7.1 Proveedores basados en electrónica de potencia 14
7.2 Proveedores basados en máquinas síncronas 16
8 Análisis de los mercados zonales de capacidad reactiva 17
8.1 Características del mercado 17
8.2 Análisis de los requerimientos solicitados 18
8.3 Análisis de estrategias de oferta y algoritmo de asignación 19
8.4 Análisis de los resultados del mercado 21
8.5 Análisis de liquidez y concentración del mercado 25
8.6 Análisis de la operativa y los sistemas de información del mercado 26
9 Conclusiones 27

1 Objeto

El objeto de este documento es presentar el análisis y conclusiones del Proyecto de Demostración Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión (PDR), aprobado por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 8 de agosto de 2022, día en el que se publicaron asimismo las Condiciones y Requisitos del Proyecto Demostrativo Regulatorio (Condiciones) en las que se establecían los requerimientos para el desarrollo del mismo.

El PDR, bajo el marco regulatorio de la Circular 03/2019 de 20 de noviembre de la CNMC, está destinado a analizar la viabilidad técnica-económica de la propuesta de nuevo P.O. 7.4 “Servicio de control de tensión” que el Operador del Sistema (OS) sometió a consulta pública en 2020. Asimismo, las conclusiones del PDR servirán para mejorar dicha propuesta, de forma que, está previsto que el OS lance un nuevo trámite de audiencia durante el último trimestre de 2023.

2 Resumen ejecutivo

Una vez finalizado el periodo de presentación de solicitudes el 19 de septiembre de 2022, RE estableció 2 zonas eléctricas, Galicia y Andalucía occidental, como resultado de un análisis de sensibilidad eléctrica y de la necesidad de control de tensión, así como un número mínimo de proveedores que permitiese la competencia en los mercados.

El desarrollo en operación del PDR comenzó el 15 de febrero a las 11:00 h. En las zonas seleccionadas, después de superar satisfactoriamente las pruebas de habilitación, 42 proveedores (21 en la zona gallega y 21 en la andaluza) participaron a través de sus respectivos centros de control.

RE ha podido regular el perfil de tensión de la red de transporte en tiempo real mediante la herramienta VOLTAIRE que se encuentra integrada en el sistema de control del CECOEL/CECORE. VOLTAIRE consta de una regulación terciaria que optimiza las consignas de tensión a enviar a las subestaciones de la red de transporte, y de una regulación secundaria que minimiza el error entre dicha consigna y la medida de tensión de las subestaciones. Dicha regulación secundaria se articula a través de un control proporcional integral que finalmente envía la consigna en tiempo real a los proveedores.

Durante el desarrollo del PDR se han podido analizar diferentes escenarios, incidentes y casuísticas que han permitido mejorar los planteamientos iniciales. Dichas mejoras han supuesto varias actualizaciones de las Condiciones del PDR a lo largo de su duración. La validación del servicio ha demostrado que los sistemas de control de los proveedores han funcionado satisfactoriamente, siendo las penalizaciones aplicadas inferiores al 2% del total de Mvarh asignados en el mercado.

En cuanto a mercado se refiere, la variabilidad en los precios de las ofertas presentadas por los proveedores viene principalmente condicionada por el tipo de tecnología. Así, el precio de las ofertas de capacidad reactiva de los grupos síncronos ha sido superior al de la generación basada en electrónica de potencia, principalmente debido a la internalización de los costes de arranque de los grupos síncronos.

El mercado de ambas zonas se ha caracterizado por la escasa liquidez de capacidad reactiva adicional debido al limitado número de proveedores disponibles por tratarse de un proyecto. Tras la aprobación del P.O. 7.4, se crearán mercados zonales según se vaya garantizando un número suficiente de proveedores para garantizar la liquidez de cada mercado. Asimismo, las condiciones de indivisibilidad y de ingresos mínimos han restado liquidez al mercado, por ello el diseño de los mercados zonales debe contemplar nuevas estructuras y metodologías que ayuden a aflorar la capacidad reactiva adicional de todas las tecnologías participantes.

3 Introducción

En la actualidad RE no dispone de herramientas suficientes para evitar que las tensiones en la red de transporte (RdT) alcancen valores muy elevados, llegando en ocasiones a superar los rangos admisibles establecidos en la normativa e incluso llegando a provocar, en momentos puntuales, la desconexión por sobretensión de instalaciones de generación y de consumo.

Este problema se ha visto agravado en los últimos años motivado por varios factores:

- Descenso de la demanda peninsular que, en términos de energía anual, es similar a la que había hace 20 años y, en concreto, el descenso de la demanda industrial que cubría un porcentaje significativo de la demanda total en horas valle.
- Aumento muy relevante en el mix energético de generación renovable, de cogeneración y residuos (RCR) que, hoy en día, no sigue consignas de tensión en tiempo real, sino que mantiene rangos de factor de potencia fijos que no son efectivos para controlar tensión.
- Disminución en el mix energético de generación síncrona que controla tensión mediante consignas de tensión fijas.
- Alta variabilidad en los intercambios de potencia con Portugal y Francia que se traducen en volatilidad en los flujos de potencia y consumo/generación de potencia reactiva de la RdT y, por tanto, en un perfil de tensión en la RdT muy variable.

Las sobretensiones provocan un envejecimiento prematuro de los equipos, un mayor riesgo de falta por pérdida de aislamiento y una mayor probabilidad de actuación de las protecciones de sobretensión de generadores y consumidores, circunstancia que empieza a suceder cada vez con mayor frecuencia.

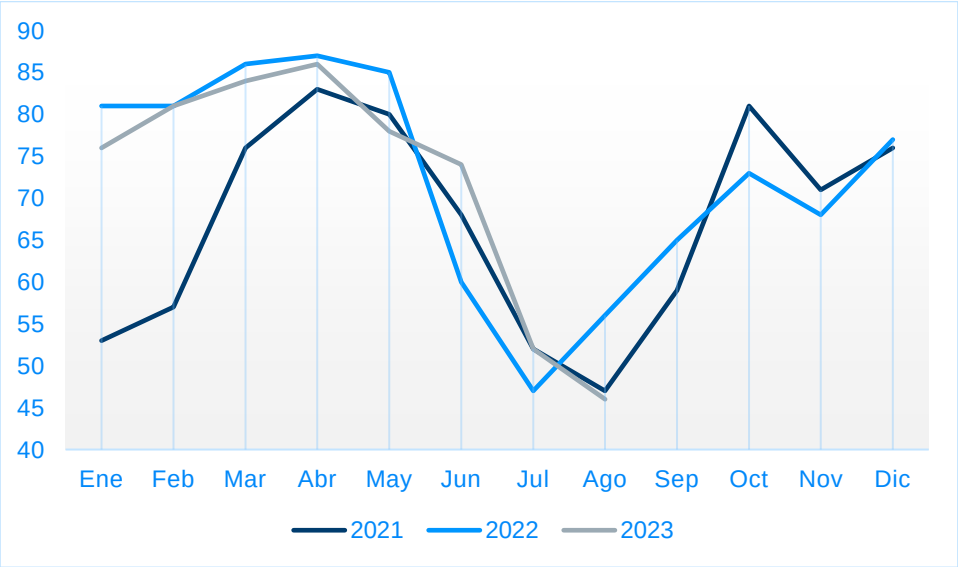
RE es responsable de que la tensión en los nudos de la red de transporte se mantenga dentro de los rangos admisibles establecidos en la normativa, utilizando para ello todos los recursos disponibles a su alcance:

- Maniobra de reactancias y condensadores en la red de transporte.
- Requisitos de absorción y generación reactiva a generadores bajo el ámbito del actual P.O. 7.4.
- Requisitos de factor de potencia a consumidores y generación RCR.
- Apertura de líneas de la red de transporte.
- Instrucciones a los gestores de la red de distribución para el control de tensión en el punto frontera RdT-RdD.

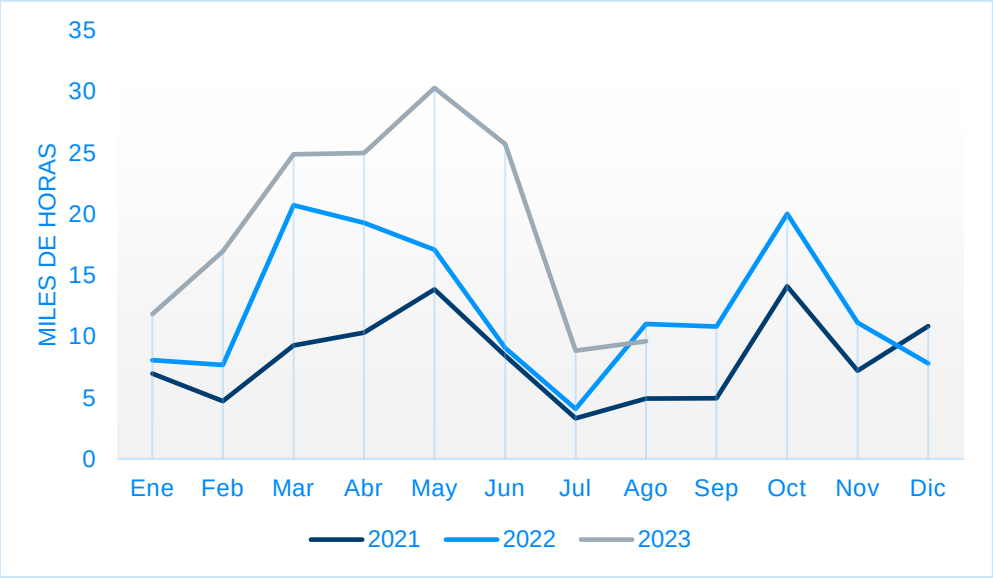
RE hace uso de estas herramientas a diario, llevando los recursos disponibles al límite, llegando a desacoplar más de 100 líneas de la RdT siendo 70 el promedio. Asimismo, el uso medio de las reactancias en el SEPE durante el 2022 asciende al 85% (1,5% de indisponibilidad) y dándose aun así frecuentemente situaciones en las que se agota el recurso de control de tensión en alguna zona[1].

[1] Datos promedio de 2022

En las siguientes figuras se expone con mayor detalle la progresión de la situación en los párrafos anteriores durante los últimos años.



Gráfica 1. Promedio de líneas abiertas en la RdT por control de tensión



Gráfica 2. Número de horas con tensión superior a 420 / 240 kV en nudos de la RdT

Esta situación demanda una nueva metodología de control de tensión en la que el servicio sea dinámico y continuo, soportado por la capacidad de los proveedores para controlar la tensión de manera más distribuida en el sistema aprovechando la capacidad reactiva de la generación RCR que actualmente no se adapta a las necesidades en tiempo real del sistema y podría contribuir a mantener la tensión de una forma más efectiva.

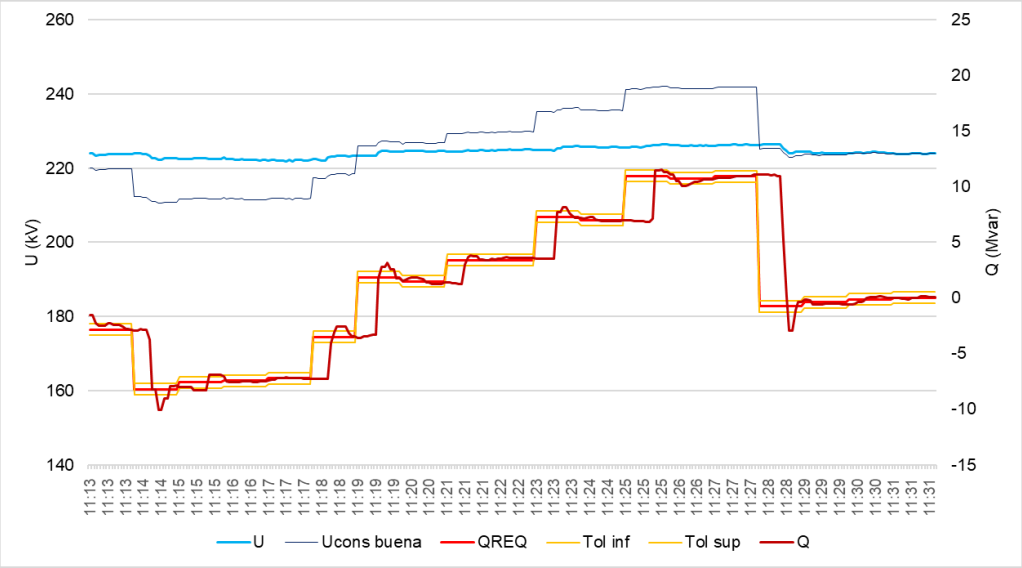
4 Pruebas de habilitación

Según los tiempos establecidos por la Resolución, el periodo de realización de pruebas de habilitación comenzaba el 16 diciembre y acababa el 15 de enero. No obstante, durante el periodo de habilitación se detectaron varios casos en los que el control implementado en los proveedores no era acorde a lo especificado den las Condiciones. Esto supuso que algunos proveedores tuvieran rediseñar sus reguladores de tensión y repetir las pruebas. En ese sentido, a 15 de enero, solo se hubo 20 instalaciones habilitadas (15 en Galicia y 5 en Andalucía) que no garantizaban la suficiente liquidez en los mercados. Debido a ello, RE extendió el plazo de realización de pruebas de manera que a finales de enero el 63% de los proveedores ya se encontraban habilitados y a término del proyecto el 100% de los proveedores, que solicitaron realizar las pruebas, las superaron satisfactoriamente.

Se establecieron los siguientes criterios de validación para la superación satisfactoria de las pruebas:

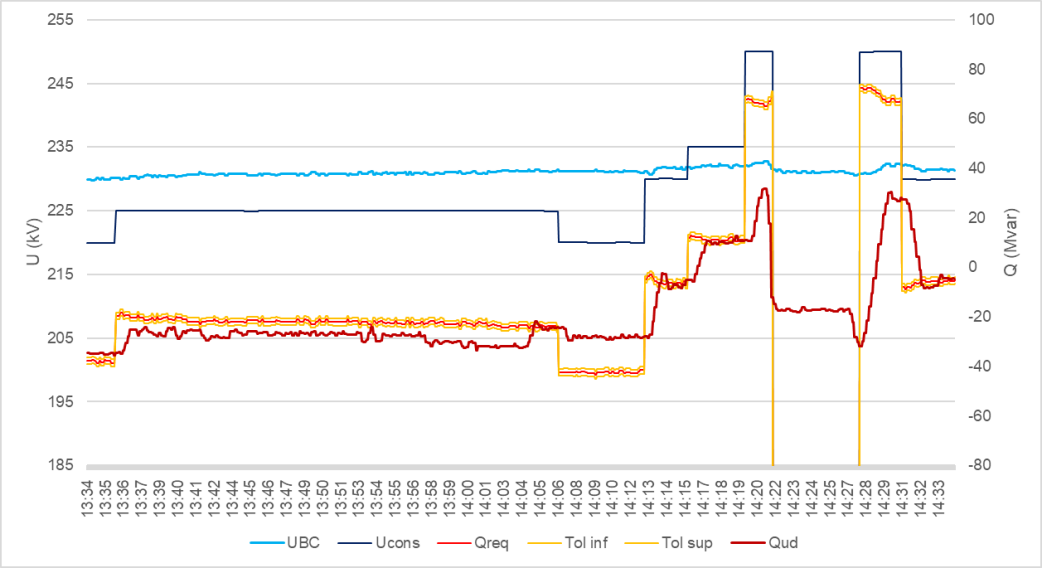
- Seguimiento correcto de la ley de control de tensión proporcional, sin presencia de oscilaciones no deseadas.
- Respuesta adecuada ante variación de consigna, tanto para generación como para absorción de potencia reactiva. Aunque el tiempo de respuesta ante consigna exigido en las Condiciones era menor de 1 minuto, durante las pruebas se detectó que este valor fue demasiado estricto para la adecuada parametrización del control de algunos proveedores. Se concluyó que este valor debía ser revisado de cara permitir reguladores de tensión más lentos que minimicen el riesgo de oscilaciones no deseadas.
- Validación de la prestación del servicio acorde a la tolerancia definida en las Condiciones. A petición de varios proveedores esta toleración se amplió del 5% de Qmax al 10% de Qmax al resultar demasiado restrictiva técnicamente en algunos proveedores.

El proceso de habilitación de instalaciones fue un periodo iterativo de gran aprendizaje mutuo. Las pruebas permitieron analizar el grado de madurez en los desarrollos implementados en las distintas tecnologías, permitiendo detectar errores y casuísticas no contempladas en un principio. Se presentan a continuación varios ejemplos de pruebas de habilitación.



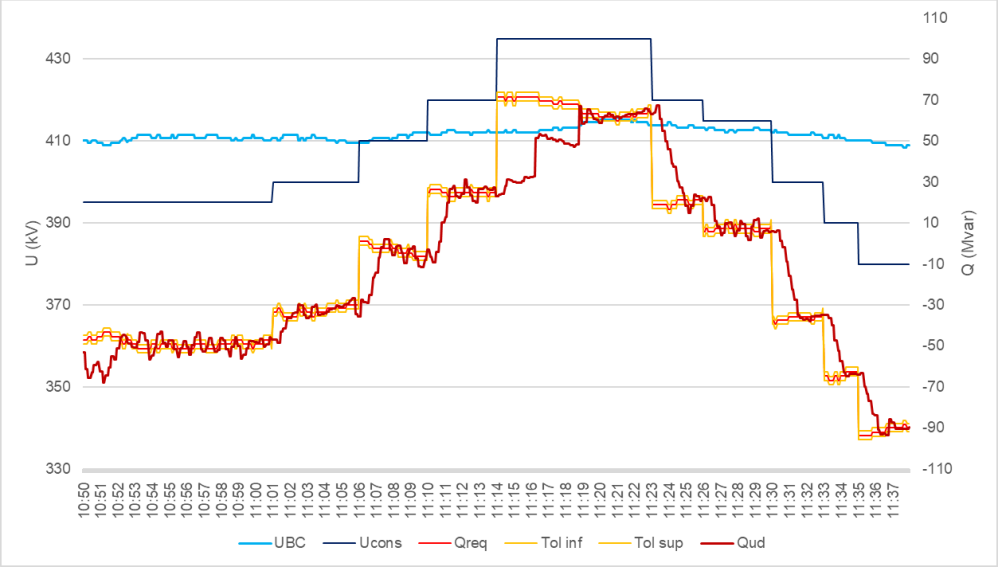
Gráfica 3. Pruebas de habilitación no satisfactoria de proveedor basado en electrónica de potencia

Motivo: Sobrepaso en la respuesta



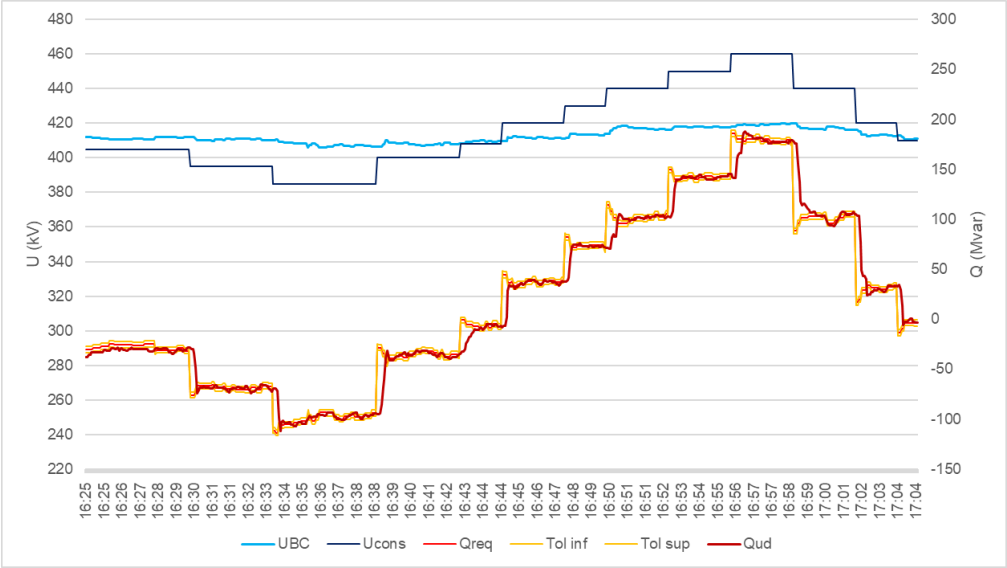
Gráfica 4. Pruebas de habilitación no satisfactoria de proveedor síncrono

Motivos: 1- No sigue la consigna adecuadamente. 2- Lentitud en la repuesta. 3- Sobrepaso en la respuesta. 4- Pérdida de comunicaciones

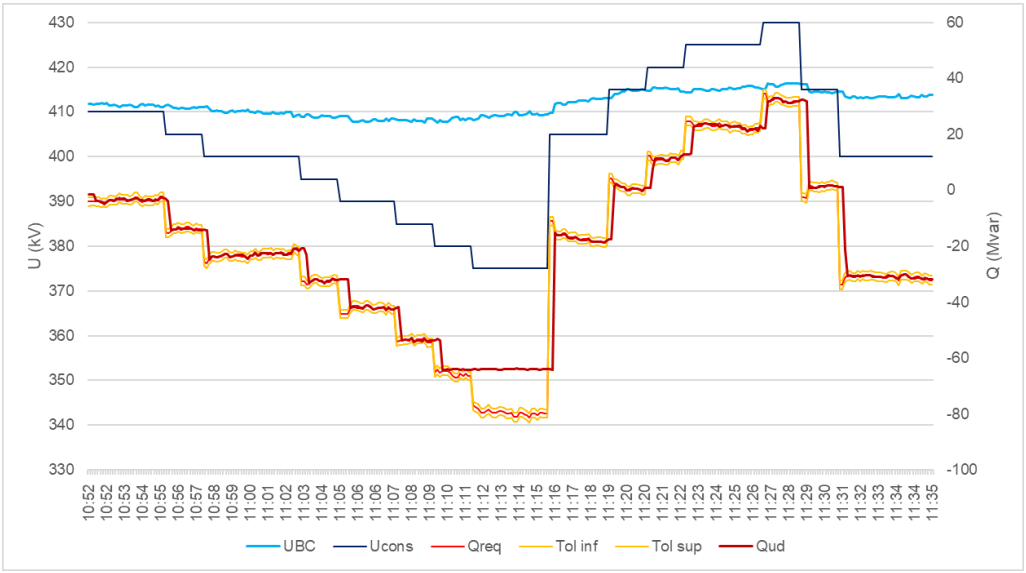


Gráfica 5. Pruebas de habilitación no satisfactoria de proveedor síncrono

Motivos: 1- Lentitud en la repuesta. 2- Control poco amortiguado (oscilaciones con amplitud superior a la tolerancia)



Gráfica 6. Pruebas de habilitación satisfactorias de proveedor síncrono



Gráfica 7. Pruebas de habilitación satisfactorias de basado en electrónica de potencia.

Se seleccionaron inicialmente 43 proveedores conectados a subestaciones de la RdT ubicadas en las zonas eléctricas de Galicia y Andalucía Occidental, considerando el potencial requerimiento de capacidad reactiva y la existencia de un nivel de competencia razonable en las zonas seleccionadas. Sin embargo, un proveedor de Andalucía occidental no consiguió implementar los desarrollos pertinentes a tiempo por lo que no llegaron a participar en el desarrollo del PDR. El 28 de junio se habilitó el último proveedor participante en el PDR, quedando 21 participantes en Galicia y 21 en Andalucía Occidental, es decir, 42 participantes en total.

5 Sistema de control de tensión de RE: VOLTAIRE

Una de las novedades del PDR es el empleo de un sistema de control automático denominado VOLTAIRE capaz de calcular, enviar y validar periódicamente consignas de tensión, reactiva o factor de potencia en tiempo real a los proveedores.

VOLTAIRE es una aplicación diseñada por RE e integrada en su sistema de control que calcula, a partir de las tensiones óptimas de los nudos piloto[2] de la red de transporte enviadas por un optimizador de flujos de carga (OPF)[3] o de manera manual por propio operador, las consignas de cada uno de los proveedores con el objetivo de alcanzar las mejores tensiones posibles en los nudos piloto de la red de transporte. Estas consignas son enviadas a los proveedores a través de los enlaces de comunicaciones establecidos con los sistemas de control de los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD). Adicionalmente, VOLTAIRE se coordina con otras aplicaciones de RE como e·sios, del que recibe la capacidad reactiva asignada a cada proveedor en el mercado y al que, tras validar el servicio, le envía la cantidad de Mvarh a penalizar por incumplimiento del seguimiento de consignas en tiempo real.

VOLTAIRE funciona en paralelo de manera autónoma en los dos sistemas de control CECOEL/CECORE, con lo que se garantiza la redundancia. En cada momento RE envía una señal a los CCGD para indicar qué sistema es el maestro y, por tanto, qué consignas deben seguir. El PDR ha servido para validar y depurar tanto el funcionamiento de VOLTAIRE como su comunicación con e·sios y los CCGD.

Se han detectado las siguientes mejoras que han sido implantadas en el trascurso del proyecto:

- Limitación de la diferencia entre el requerimiento de reactiva y la telemedida de reactiva con objeto de evitar variaciones bruscas de tensión cuando el proveedor pase a ON su control de tensión.
- Ajuste de las inecuaciones establecidas en las Condiciones para la validación del servicio. Aumento de la tolerancia a tenor de lo experimentado en las pruebas de habilitación.
- Implementación de filtro anti wind-up en la regulación secundaria de VOLTAIRE.
- Nuevas funcionalidades para facilitar el seguimiento del servicio por parte de los operadores del centro de control eléctrico.
- Modificación de la metodología de reparto de la reactiva requerida a nivel de cada subestación de la red de transporte.

Por todo ello, se concluye que la parte técnica del proyecto ha sido un éxito en tanto en cuanto las consignas emitidas en tiempo real por el OS han ayudado a mejorar el perfil de tensión de las zonas del proyecto, los proveedores han seguido dichas consignas correctamente la mayoría del tiempo (las penalizaciones han sido menores al 2% del total de la capacidad reactiva asignada [Mvarh] (ver tabla 1) y no se han producido interacciones no deseadas entre controles que hayan puesto en peligro la seguridad del sistema. No obstante, es importante resaltar que ha habido momentos puntuales en los que se ha agotado la capacidad reactiva en alguna zona y, por tanto, VOLTAIRE no ha tenido más margen para optimizar el perfil de tensión de la RdT como consecuencia del limitado número de proveedores al tratarse de un proyecto piloto.

[2] Nudo piloto: Subestación de la red de transporte elegida como referencia de tensión de su zona

[3] OPF: Optimizador de Flujos de Carga que calcula las consignas de tensión óptimas en las subestaciones de la RdT

Detalle	Zona	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	TOTAL
Penalización [Mvar]	Andalucía	1.176	3.725	2.643	3.319	3.06	1.090	**15.023**
	Galicia	1.974	2.744	7.644	1.730	6.941	4.281	**25.318**
Requerimiento [Mvar]	Andalucía	70.038	190.663	292.189	274.427	414.845	213.416	**1.455.580**
	Galicia	118.291	213.133	338.808	275.814	633.624	310.288	**1.889.961**
% Penalizado	Andalucía	1,68%	1,95%	0,90%	1,21%	0,74%	0,51%	**1,03%**
	Galicia	1,67%	1,29%	2,26%	0,63%	1,10%	1,38%	**1,34%**

Tabla 1. Capacidad reactiva penalizada, requerimientos y porcentaje penalizado

6 Desarrollo del proyecto

El 14 de febrero, tras la publicación del programa diario viable provisional (PDVP), se abrió el buzón de ofertas de los mercados zonales de capacidad reactiva a partir de la hora 12 para el día 15 de febrero, dando así comienzo al PDR. A las 11:00 h del 15 de febrero, VOLTAIRE empezó a enviar consignas en TR a los 26 proveedores que se encontraban habilitados en esa fecha (17 en Galicia y 9 en Andalucía Occidental). Los proveedores empezaron a seguir las consignas recibidas sin registrarse ningún incidente durante la puesta en marcha. Desde ese momento se realiza la validación del servicio sin incidencia alguna.

Los proveedores estuvieron plenamente operativos a través de sus respectivos CCGD: ENEL, Energya VM, Iberdrola, Ignis, Naturgy y Repsol. Entre dichos proveedores, se encuentran representadas la mayoría de las tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia (eólica y fotovoltaica) y síncrona (solar-térmica, hidráulica y ciclo combinado).

El volumen total de capacidad reactiva disponible por tecnología y zona para el proyecto se muestra en esta tabla:

Zona	[Mvar] Convencionales	[Mvar] RCR	[Mvar] TOTAL
Galicia	525	272	**797**
Andalucía	1.960	150	**2.110**
TOTAL	**2.485**	**422**	**2.907**

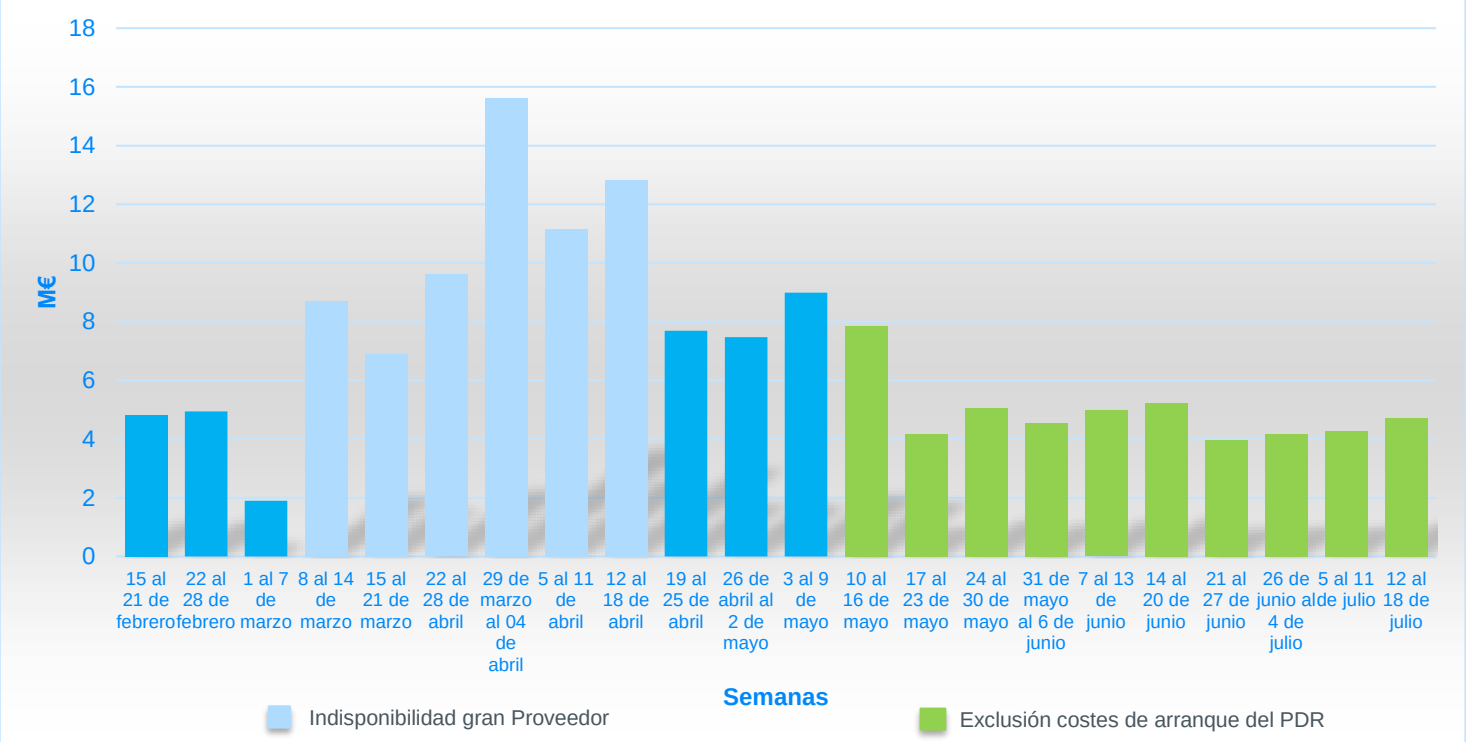
Tabla 2. Capacidad reactiva disponible por zona

La escasa participación de generación RCR en el PDR no ha permitido sacar a la luz toda la capacidad reactiva disponible de ambas zonas. Si la gran mayoría de generación RCR hubiera participado, ambos mercados zonales hubieran gozado de mayor liquidez y competencia.

Esta escasez de capacidad reactiva disponible se ha agudizado en varios escenarios que se analizan a continuación tanto desde el punto de vista de costes como de seguridad de suministro.

- **Escasez de oferta de capacidad reactiva**

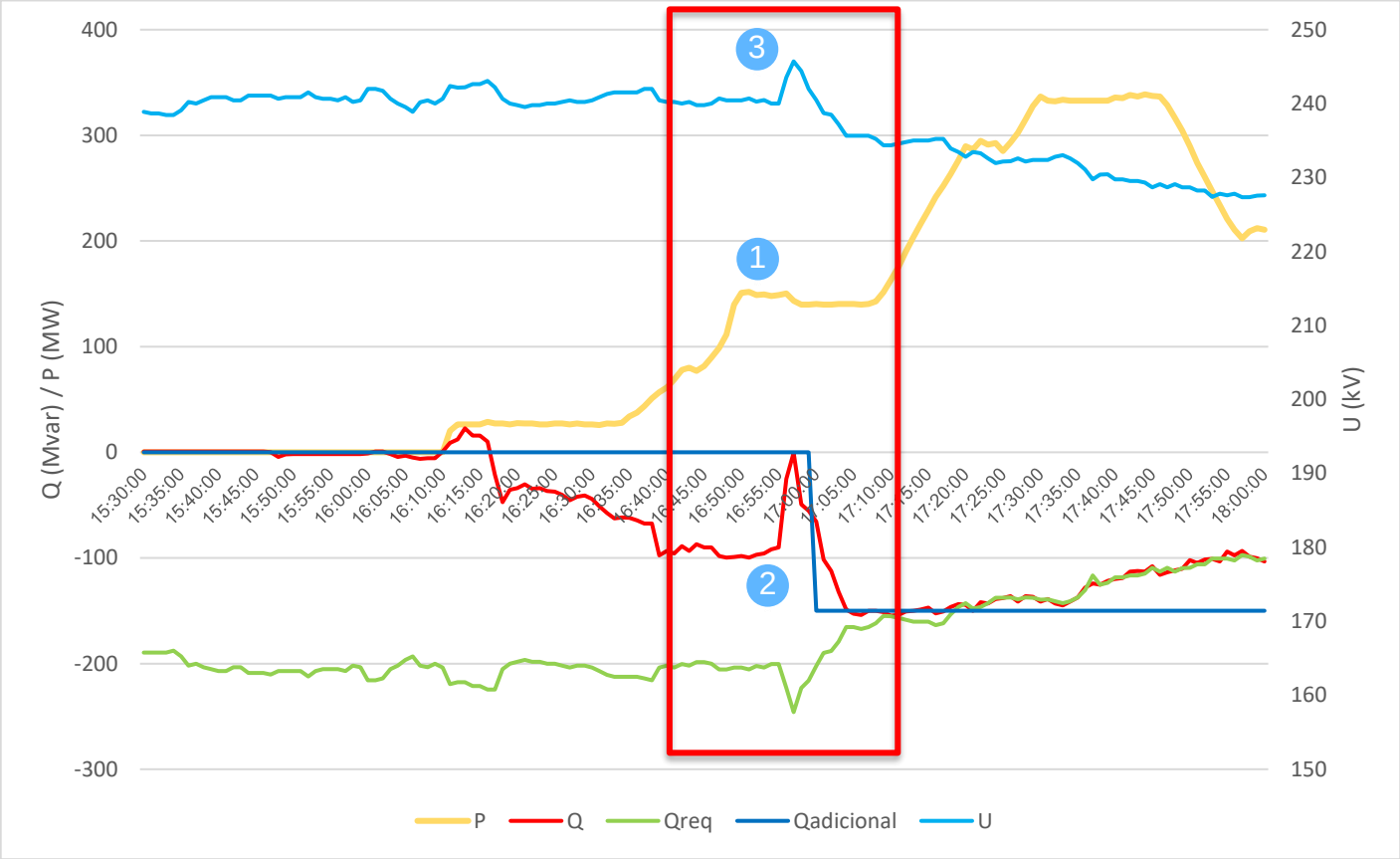
A lo largo del PDR se han dado varias indisponibilidades de proveedores relevantes en cuanto a su capacidad de absorción/generación de reactiva. Sumado a la ausencia de participación en el PDR de los proveedores renovables que existen en ambas zonas, estas indisponibilidades han provocado situaciones de poca oferta de capacidad reactiva y, por tanto, elevado poder de mercado. En la gráfica 8 se resalta en azul claro como el coste del proyecto aumentó notablemente durante las semanas de indisponibilidad de un proveedor relevante. Es importante señalar que en la futura implantación del P.O. 7.4, cuando participe la mayoría de la generación renovable en el control de tensión, estas situaciones de poder de mercado tenderán a minimizarse o incluso podrían ser inexistentes.



Gráfica 8. Costes semanales de influencia de la indisponibilidad de un gran proveedor y de exclusión costes de arranque del mercado de Reactiva Diario y Tiempo Real

- **Incidente de oscilaciones de tensión**

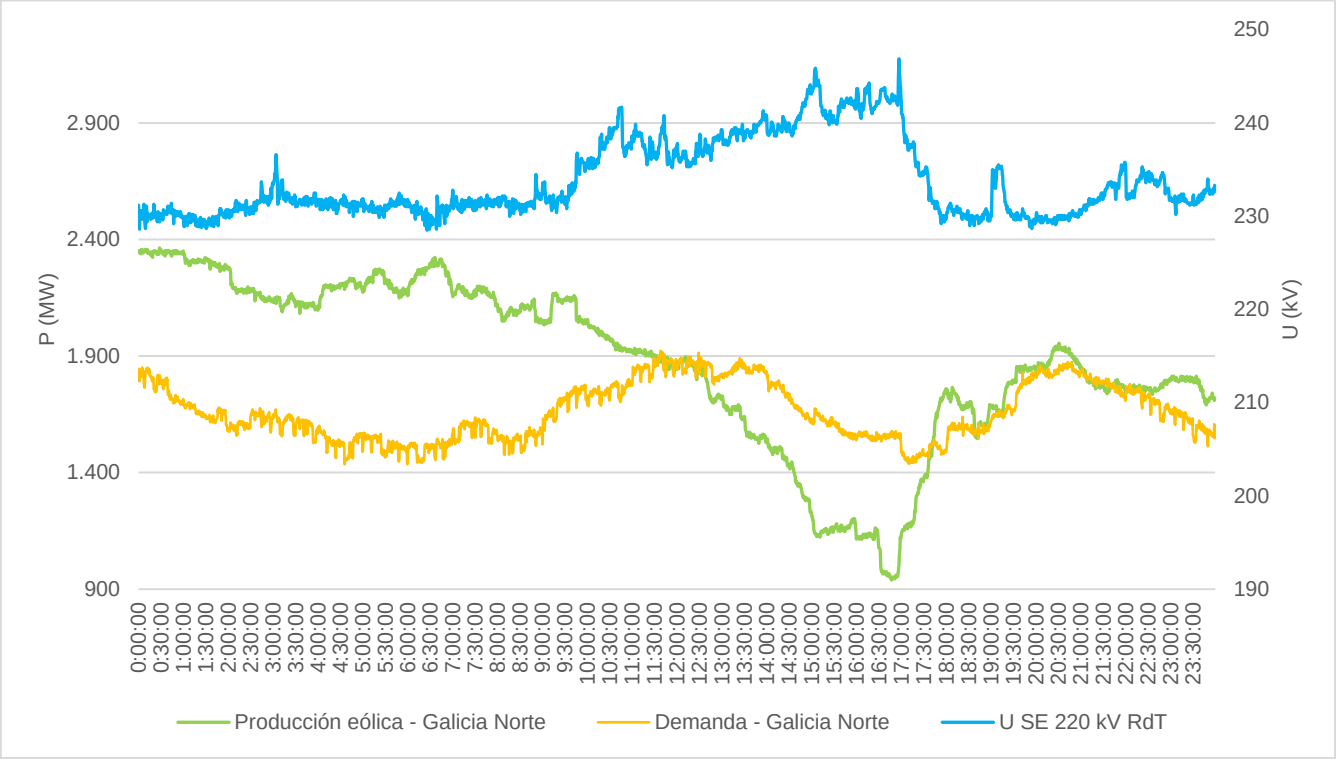
Se ha puesto de manifiesto que la ausencia de capacidad reactiva obligatoria puede provocar oscilaciones de tensión, asociadas a los cambios en las capacidades de reactiva, que pueden poner en riesgo la seguridad del sistema. En la gráfica 9 se muestra un ejemplo de esta situación que se vio agravada por la incertidumbre del consumo/generación de reactiva durante el arranque de un grupo térmico (ausencia de controlabilidad de tensión por parte del RE dado que se trata de un punto de funcionamiento no estable).



Gráfica 9. Incidente debido a ausencia de capacidad reactiva obligatoria

Tal y como se observa en la gráfica 9, el proveedor inicia el arranque a las 16:10 h, a lo largo de este proceso el grupo absorbe una reactiva de 100 Mvar de la red para mantener la tensión de su subestación de conexión dentro de los rangos de operación normal. Una vez el proveedor alcanza su mínimo técnico en el punto 1, pasa a activar su regulador de tensión que inmediatamente satura su seguimiento de la consigna a su capacidad asignada en el mercado para la hora en curso que era igual a 0 Mvar. Esto provoca un descenso en escalón de la absorción de 100 Mvar de la red, punto 2, lo que generó un incremento de la tensión del nudo de la RdT hasta un valor de 248 kV, punto 3. Esta sobretensión provocó la actuación de las protecciones de sobretensión de consumos cercanos y de instalaciones de generación renovable y cogeneración.

Actualmente, los generadores deben cumplir con unos requerimientos obligatorios mínimos de absorción/generación de reactiva de acuerdo con la normativa vigente que le sea de aplicación (P.O. 7.4 o RD 413/2014) con el objetivo de mantener un perfil adecuado de tensiones en la red que garantice la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Sin embargo, el PDR se diseñó para que los proveedores no se les requiriera ninguna capacidad obligatoria. En la siguiente gráfica se aprecia como Galicia no dispuso de la capacidad reactiva necesaria para mantener las tensiones dentro de los rangos admisibles en una situación de baja demanda y baja eólica.



Gráfica 10. Perfil de tensión de Galicia con escenarios de baja producción renovable

Cabe mencionar que a lo largo del desarrollo del PDR, se han registrado los siguientes incidentes que han supuesto la actuación de las protecciones de sobretensión de varios generadores RCR motivado por el agotamiento de los recursos de control de tensión en las zonas:

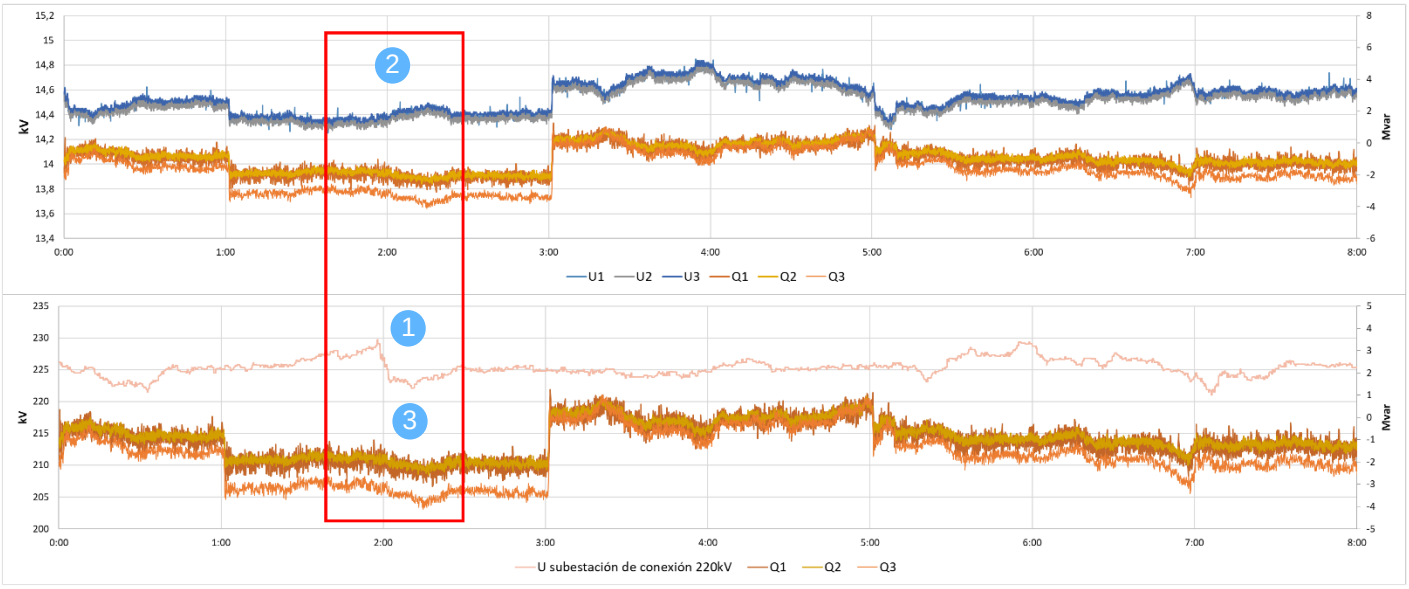
- 24 de febrero a las 06:06 horas. Tensión en el nudo = 245 kV. Pérdida de P = 51 MW.
- 27 de febrero a las 16:06 horas. Tensión en el nudo = 245 kV. Pérdida de P = 36 MW.
- 5 de marzo a las 04:05 horas. Tensión en el nudo = 246 kV Pérdida de P = 49 MW.
- 11 de marzo a las:
  - 15:00 horas. Tensión en el nudo = 246 kV. Pérdida de P= 52 MW
  - 16:56 horas. Tensión en el nudo = 248 kV. Pérdida de P = 7 MW.
- 19 de marzo a las:
  - 03:38 horas. Tensión en el nudo = 246 kV. Pérdida de P = 0,5 MW
  - 03:50 horas. Tensión en el nudo = 247 kV. Pérdida de P = 0,3 MW
  - 06:12 horas. Tensión en el nudo = 246 kV. Pérdida de P = 52 MW.
  - 06:30 horas. Tensión en el nudo = 245 kV. Pérdida de P = 1 MW.
  - 07:27 horas. Tensión en el nudo = 246 kV. Pérdida de P = 4 MW.
  - 07:43 horas. Tensión en el nudo = 245 kV. Pérdida de P = 0,1 MW.
- 3 de junio a las 20:10 horas. Tensión en el nudo = 435 kV. Pérdida de P = 2 MW.

Control de tensión en redes en antena de evacuación no transporte

La puesta en servicio de extensas redes de evacuación de generación está en auge debido a la integración de generación renovable en el sistema eléctrico peninsular. No pertenecen a la RdT por lo que RE no dispone de observabilidad ni controlabilidad en dichas redes. Se han realizado algunas pruebas de envío de consignas de tensión a proveedores conectados a la misma red de evacuación y no se han presentado interacciones no deseadas ni recirculaciones de potencia reactiva entre ellos. No obstante, se han observado casos en los

que las necesidades de control de la tensión en la RdT no se trasladan a la tensión en barras de central, pudiéndose dar escenarios de subtensión en una de las redes y sobretensiones en la otra, o viceversa.

En la gráfica 11 se presenta un ejemplo de esta situación, la tensión en la subestación de RdT de conexión (nivel de tensión: 220 kV) descendió, punto 1, mientras la tensión en barras de central de los generadores aumentó ligeramente, punto 2. Debido a que estas instalaciones controlaban tensión siguiendo consigna de U, el aumento de tensión en la red de 15 kV hizo que los generadores disminuyeran la absorción de potencia reactiva, punto 3, lo que iba en contra de las necesidades del sistema.



Gráfica 11. Proveedores síncronos controlando tensión en una red de evacuación

En caso de que los proveedores compartan transformador de evacuación una solución adecuada a este tipo de sistemas es la participación conjunta en PPS (en el lado de alta de este transformador), en participación individual solo sería adecuada la modalidad de seguimiento de consignas de potencia reactiva.

Este caso permitió considerar nuevas metodologías de reparto de consigna, para lo que se llevaron a cabo pruebas adicionales con algunos proveedores. Tras éstas, se concluyó que la mejor metodología de cálculo de consignas en este tipo de configuraciones consiste en el reparto de la potencia reactiva necesaria en los nudos para alcanzar la tensión objetivo en base a las capacidades asignadas en el mercado y de la potencia instalada de cada proveedor.

- **Modificación de las condiciones del proyecto para recoger nuevas condiciones de oferta**

El 3 de mayo el OS publicó la actualización de las Condiciones y requisitos del proyecto por las que se establece como requisito de admisión de la oferta tener programa de activa o un límite mínimo de potencia activa mayor o igual a mínimo técnico en el periodo horario de dicha oferta. La entrada en vigor de la actualización de las Condiciones se hizo efectiva el día 10 de mayo de 2023.

Al no integrar ya en las ofertas el coste de arranque, a partir de esta actualización redujo el coste medio semanal de los mercados zonales (tanto en las sesiones diarias como de Tiempo Real) de 8,4 M€ a 4,9 M€ como puede apreciarse en la gráfica 8. Asimismo, tuvo influencia en el volumen de ofertas disponibles en el mercado por lo que RE programó proveedores por Restricciones Técnicas para disponer de la capacidad reactiva obligatoria de dichas proveedores.

7 Costes de generación/absorción de potencia reactiva para los proveedores

Si bien los costes más relevantes de generación/absorción de reactiva difieren según sea la tecnología de generación, existen costes que afectan a todos los proveedores:

a) Afectación a vida útil y riesgo de averías, dado que el control de tensión basado en consignas de tensión en tiempo real es novedoso, no hay históricos y la estimación de este coste es subjetivo y difícil de evaluar. Es esperable que cuando el sector tenga más experiencia, el margen de seguridad aplicado a la oferta debido a este coste disminuya.
b) Costes del tecnólogo y de los desarrollos de sistemas de control en concepto de mejoras del regulador de tensión del proveedor. Solo aplicable a los proveedores que no están bajo el ámbito del código de red europeo “Requirements for Generators”, pues ya cumplen con los requisitos de control de tensión necesarios.
c) Costes de capital humano tanto del proveedor, como de su CCGD y de su sujeto de mercado.

A continuación, se detalla la estimación de costes específicos de cada tecnología.

7.1 Proveedores basados en electrónica de potencia

Este tipo de proveedores presentan un coste variable de generación/absorción de reactiva debido a las pérdidas de activa por el flujo adicional de intensidad eléctrica que fluye por su red de evacuación debido al flujo adicional de potencia reactiva, es decir, aguas abajo de sus barras de central (BC). No se dispone de los parámetros de dichas redes de evacuación por lo que no se puede calcular el valor de pérdidas de forma precisa. No obstante, se estima que dicho valor debe de ser reducido debido a que las pérdidas en el cobre de los transformadores de evacuación y la resistencia eléctrica de los cables/líneas que la componen también lo son. Se puede estimar que las pérdidas de activa oscilan entre el 0,1% y el 1% de la potencia reactiva entregada en BC. Por tanto, dicho coste depende del precio de la producción activa para cada hora, considerando un rango de precios de producción activa entre 20 €/MWh y 200 €/MWh, el coste debido a pérdidas oscilaría entre 0,02 €/Mvar y 2 €/Mvar.

Dicha estimación de costes se puede contrastar con las ofertas realizadas por varios proveedores durante el proyecto. En la siguiente figura, se aprecia como durante las horas con recurso solar y por tanto producción de potencia activa (de la H10 a la H19), un proveedor FV establece ofertas proporcionales al coste variable de pérdidas de activa que encajan con el rango explicado en el párrafo anterior:

Proveedor	Detalle	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
P1	Mvar	5	5	5	5	5	5	5	5	5	30	30	30
	€/Mvar	19,69	19,06	18,91	17,08	16,65	17,42	19,89	21,48	22,72	0,62	0,6	0,58
	Detalle	**H13**	**H14**	**H15**	**H16**	**H17**	**H18**	**H19**	**H20**	**H21**	**H22**	**H23**	**H24**
	Mvar	30	30	30	30	30	30	5	5	5	5	5	5
	€/Mvar	0,56	0,49	0,49	0,48	0,51	0,58	20,56	21,85	20,87	19,97	19,96	16,42

Tabla 3. Ejemplo de ofertas horarias de absorción de reactiva de proveedor fotovoltaico

En las horas sin producción activa (de la H19 a la H9), los convertidores de este tipo de instalaciones basadas en electrónica de potencia necesitan consumir potencia activa de la red. Se puede estimar que la suma de dicho consumo más las pérdidas de activa en la red de evacuación, oscila entre el 5% y el 10% de la potencia

reactiva entregada en BC y, por tanto, el coste oscila entre 1 €/Mvar y 20 €/Mvar. Adicionalmente, tienen un coste fijo de aumento de potencia contratada con su comercializadora que habría que evaluar caso por caso.

Sin embargo, en las siguientes figuras, se aprecia como varios proveedores eólicos ofertan a 10 €/Mvar e incluso a 60 €/Mvar durante horas con producción de activa. Este comportamiento probablemente no se podría interpretar desde una perspectiva de oferta basada en múltiplos sobre costes sino desde la perspectiva de maximizar el beneficio económico gracias a la escasa competencia y por las razones mencionadas anteriormente. Es razonable pensar que cuando se apruebe el nuevo servicio de control de tensión y puedan participar más proveedores, aumentará la competencia y no se asignarán ofertas tan alejadas de los costes.

Proveedor	Detalle	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
P2	Mvar	0,2	-	0,1	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
	€/Mvar	10,04	-	10,03	-	10,03	10,03	10,04	10,04	10,04	10,04	-	-
	Detalle	**H13**	**H14**	**H15**	**H16**	**H17**	**H18**	**H19**	**H20**	**H21**	**H22**	**H23**	**H24**
	Mvar	0,1	0,2	0,1	-	0,2	0,5	1,1	1,8	2,5	2,6	2	1,3
	€/Mvar	-	10,03	10,03	-	10,03	10,05	10,09	10,13	10,17	10,17	10,13	10,08
P3	Mvar	-	-	-	-	-	-	-	11,4	9,5	9,5	9,5	9,5
	€/Mvar	-	-	-	-	-	-	-	63,06	62,56	62,56	62,56	62,46
P4	Mvar	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	9,5	9,5	9,5
	€/Mvar	-	-	-	-	-	-	-	-	63,06	63,06	63,06	63,06

Tabla 4. Ejemplo de ofertas horarias de absorción de reactiva de proveedor eólico

El caso particular del proveedor 2 (P2) de la tabla 4 con ofertas de capacidad mínima (0,1 Mvar) a 0 €/Mvar durante las horas sin producción activa es debido a que, a producción activa nula, este proveedor en concreto no tiene capacidad de absorber reactiva. Por tanto, en dichas horas, generan reactiva normalmente en contra de las necesidades del sistema y, por tanto, si no ofertasen, serían penalizados proporcionalmente al precio medio de asignación en dicha zona. Con su oferta a 0 €/Mvar consiguen anular dicha penalización.

Es necesario también señalar que varios proveedores han sido penalizados por exceso de consumo de reactiva ya que, sin producción de potencia activa, se les considera bajo el ámbito de la Circular 3/2020 conforme al artículo 3.j) por lo que les aplica el término de facturación del término de reactiva cuando superan unos límites máximos de consumo de reactiva durante los periodos P1 al P5. Esto ha hecho que sumen dicha penalización a su oferta aumentando por tanto el coste total del PDR. Para evitar este incremento en los costes, se propone que dichos proveedores estén exentos del pago de dicha penalización cuando sean proveedores del servicio de control de tensión sin producción de potencia activa. Se concluye que para dichos consumos propios debería aplicar la exención definida en el apartado 3.4.4 del Anexo de la Resolución de 16 de diciembre de 2020 de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se establecen los criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

Como resumen, es importante destacar que el PDR refleja de forma fiel la filosofía técnica del nuevo servicio de control de tensión propuesto en el borrador de P.O. 7.4 y los resultados obtenidos en el PDR corroboran que dicha filosofía es eficiente para mantener el perfil de tensión en la RdT cuando existe capacidad reactiva disponible. Sin embargo, desde el punto de vista del funcionamiento del mercado, el PDR no ha podido reflejar la situación final en la que gran parte de la generación RCR, particularmente los 50 GW instalados de generación eólica y FV, ejercerán una presión competitiva que forzará a las ofertas a reducir sus márgenes de beneficio acercándose de manera razonable a sus costes.

7.2 Proveedores basados en máquinas síncronas

Este tipo de proveedores también presenta un coste variable de generación/absorción de reactiva debido a las pérdidas de activa por el flujo adicional de intensidad eléctrica que fluye por su red de evacuación debido al flujo adicional de potencia reactiva. Sin embargo, en esta ocasión la resistencia eléctrica de los cables/líneas es menor ya que se trata de grandes instalaciones directamente conectadas al trafo de evacuación. Se puede estimar que las pérdidas de activa oscilan entre el 0,05% y el 0,5% de la potencia reactiva entregada en BC. Dicho coste depende pues del coste de la producción activa para cada hora, considerando un rango de precios de producción activa entre 20 €/MWh y 200 €/MWh, el coste debido a pérdidas oscila entre 0,01 €/Mvar y 1 €/Mvar.

En las siguientes figuras, correspondientes al día 16 de febrero, se aprecia como los proveedores ofertan entre 5 €/Mvar y 110 €/Mvar en horas en las cuales se encuentran ya acoplados por encima de su mínimo técnico y habiendo vendido su energía en mercados de activa previos. Este comportamiento no puede guardar relación con una metodología de oferta basada en múltiplos sobre costes sino desde la perspectiva de maximizar el beneficio económico gracias a su poder de mercado y es esperable que se resuelva cuando participen más proveedores en el nuevo servicio de control de tensión tal como ya se ha indicado en el apartado anterior.

Cuando no se encontraban acoplados por encima de su mínimo técnico, al no haber vendido energía en mercados de activa previos, los proveedores ofertan entre 140 €/Mvar y 1.132 €/Mvar ya que en algunos casos internalizaron el coste de arranque, la incertidumbre de desconocer el precio al que iban a poder vender su energía activa en horas de precios bajos (incluso negativos en el MIC) y la incertidumbre del número de horas en las que resultarán asignados. Para evitar esto, el algoritmo y las ofertas disponen de una condición de ingresos mínimos que han utilizado algunos participantes para no resultar casados si el ingreso no les compensa el coste de arranque. Aun así, esta condición de ingresos mínimos es mejorable introduciendo alguna condición más, como la de asignar periodos consecutivos, e incluyendo una optimización del coste en el propio algoritmo, como se describe más adelante en este informe.

Proveedor	Detalle	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
P5	Mvar	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	€/Mvar	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132
P6	Mvar	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
	€/Mvar	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
P7	Mvar	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	-
	€/Mvar	318,4	327	328,8	354,8	360,9	350,1	315,6	293,8	276,4	300,7	311,2	-
Proveedor	**Detalle**	**H13**	**H14**	**H15**	**H16**	**H17**	**H18**	**H19**	**H20**	**H21**	**H22**	**H23**	**H24**
P5	Mvar	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	€/Mvar	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	1.132	975,7
P6	Mvar	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
	€/Mvar	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
P7	Mvar	-	-	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	€/Mvar	-	-	360	365,4	349,4	319,9	306	289,1	303,2	315,6	329,4	365,4

Tabla 5. Ejemplo de ofertas horarias de absorción de reactiva de proveedor síncrono SIN programa de potencia activa previo al mercado de reactiva

Proveedor	Detalle	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
P8	Mvar	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	€/Mvar	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
P9	Mvar	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	€/Mvar	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
P10	Mvar	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
	€/Mvar	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29
Proveedor	**Detalle**	**H13**	**H14**	**H15**	**H16**	**H17**	**H18**	**H19**	**H20**	**H21**	**H22**	**H23**	**H24**
P8	Mvar	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	€/Mvar	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
P9	Mvar	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	€/Mvar	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
P10	Mvar	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
	€/Mvar	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29

Tabla 6. Ejemplo de ofertas horarias de absorción de reactiva de proveedor síncrono CON programa de potencia activa previo al mercado de reactiva

8 Análisis de los mercados zonales de capacidad reactiva

En este apartado se analiza el mercado de reactiva y su proceso desde la definición de requerimientos, ofertas y algoritmo de asignación, así como resultados obtenidos y comparativa de costes antes y durante el proyecto. Por último, se extraen conclusiones a tener en cuenta en la elaboración del P.O. 7.4.

8.1 Características del mercado

En las condiciones del proyecto se estableció la realización de una sesión diaria 30 minutos después de la publicación de los resultados del mercado de capacidad de Secundaria y la posibilidad de realizar asignaciones de tiempo real a criterio del OS con 10 minutos de preaviso.

Las sesiones del mercado son de resolución horaria, existiendo una sesión diaria en cada zona0. El sentido de la capacidad de reactiva en cada periodo puede ser de absorción o de generación, pero no simultáneos en el mismo periodo. Las sesiones de tiempo real pueden ser de únicamente una zona y un periodo, o múltiples zonas y periodos si es necesario. El requerimiento de capacidad de reactiva por zona, sentido y periodo se establece por el OS, pudiendo dividirlo en dos valores (priorizable y no priorizable). En caso de haber requerimiento priorizable, para ese volumen requerido se asignarían primero aquellas ofertas de proveedores capaces de seguir consigna de tensión. A lo largo del PDR, RE nunca ha necesitado requerir capacidad priorizable. No obstante, se considera que puede ser una herramienta útil en el futuro en escenarios en los que el sistema necesite más proveedores capaces de controlar tensión rápido ante contingencia (el control con consigna de reactiva reacciona con más retardo ante contingencia que el de consigna de tensión y puede no ser suficiente para garantizar la seguridad del sistema en determinados casos). Este requerimiento solicitado por el OS no es público para limitar el poder de mercado al haber una oferta limitada del recurso de reactiva.

Las ofertas que envían los participantes pueden contener hasta 10 bloques por zona, sentido y periodo, pudiendo ser indivisibles todos los bloques. Además, pueden establecer una condición de ingresos mínimos

para los 24 periodos de la sesión de mercado diaria, con un término fijo y otro variable, que evite asignar ningún bloque en esa zona si la suma de las retribuciones de bloques asignados no alcanza el ingreso mínimo establecido en la oferta de la UP para esa zona. Esta condición de ingresos mínimos sólo está disponible en la sesión de diario.

Los participantes están obligados a ofertar toda su capacidad reactiva disponible. Por otro lado, RE está obligado a agotar todas las ofertas disponibles antes de utilizar limitaciones por Seguridad de Tiempo Real para mantener el control de tensión.

La retribución de cada bloque asignado es el precio de oferta de dicho bloque.

Cada proveedor debe generar o absorber la reactiva que consigne VOLTAIREE en tiempo real siempre y cuando el valor de la consigna no supere la capacidad reactiva asignada en el mercado. En caso de incumplimiento fue penalizado al precio medio ponderado de las asignaciones que tuviera en ese periodo aumentado por un coeficiente de 1,2.

8.2 Análisis de los requerimientos solicitados

El cálculo de los requerimientos del mercado realizado por RE tiene en consideración la previsión de potencia renovable en ese periodo, así como la laboralidad y datos históricos de tensiones.

Durante el PDR, en ambas zonas de mercado han convivido proveedores participantes en el proyecto junto con otros que no lo eran. Esto ha implicado que los valores de requerimiento hayan sido inferiores a la reactiva total realmente necesaria en las zonas puesto que las proveedores no participantes seguían proveyendo capacidad reactiva obligatoria acorde la normativa vigente. Es importante señalar que en el nuevo servicio de control de tensión la existencia capacidad reactiva obligatoria es imprescindible tanto para garantizar el mantenimiento de un perfil de tensión admisible en la RdT como un coste razonable del servicio.

El valor del requerimiento no se ha hecho público a los participantes para evitar el ejercicio de poder de mercado en zonas con poca competencia. Sin embargo, este criterio podría ser revisable mejorar la estrategia de ofertas de proveedores que necesitan asignar varios periodos para minimizar el impacto del coste de arranque en el precio de su oferta.

Las sesiones de tiempo real realizadas durante el proyecto han buscado complementar la capacidad asignada en la sesión diaria, bien porque el recurso solicitado en la sesión diaria fue inferior a la necesidad identificada en tiempo real o porque la liquidez de ofertas en la sesión diaria no cubrió el requerimiento solicitado debido a rechazos por incumplimiento de la condición de ingresos mínimos u ofertas indivisibles.

Tras los primeros días de operación, se introdujo un aviso a través de e·sios para informar previamente a la realización de una sesión de tiempo real informando de la zona, sentido y periodos que iban a ser asignados, sin indicar el valor de requerimiento. Con esta acción, se pretendió mejorar la información a los participantes para actualizar sus ofertas disponibles para hacerlas más competitivas en esa asignación.

En la siguiente figura se muestran datos de los requerimientos medios y máximos solicitados por zona, periodo y sesión, para todos los días del proyecto.

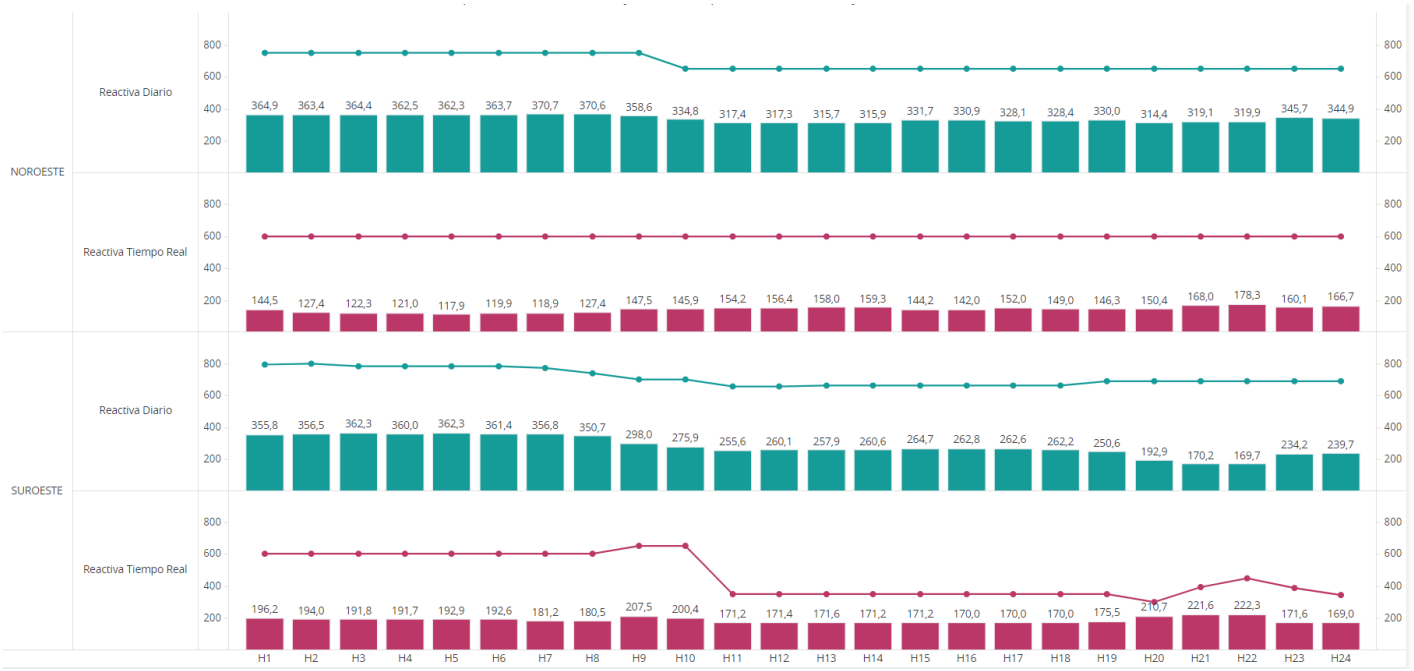


Tabla 7. Requerimientos medios y máximos por periodo, zona y sesión (Mvar)

8.3 Análisis de estrategias de oferta y algoritmo de asignación

Se han identificado los siguientes comportamientos de los participantes asociados a diferentes situaciones o tecnologías, en línea con lo analizado en el apartado 7 de este informe:

1. Internalización de los costes de arranque en las ofertas de reactiva

A pesar de contar con una condición de ingresos mínimos en las ofertas de reactiva se ha observado que, sin conocer en qué periodos ni en qué cantidad va a resultar asignado el servicio, las ofertas simples de grupos que necesitan arrancar para proveer capacidad de reactiva han internalizado, en la oferta de cada periodo, la posibilidad de ser arrancados en un número reducido de periodos, sin saber a priori cuántos ni cuáles iban a ser, ni tampoco qué cantidad se les iba a asignar en esos periodos. Esto ha llevado a recibir ofertas que contemplaban las peores situaciones posibles (pocos periodos y poca capacidad asignada).

Los valores de oferta más comunes observados en estas situaciones han sido del orden de 200 a 400 €/Mvar en ofertas de 150 a 200 Mvar por periodo. Esto quiere decir que se ha retribuido entre 30 a 80 k€ por periodo asignado. Para costes de arranque de aproximadamente 150 k€, asignaciones de 3 periodos ya cubren los costes de arranque, y asignaciones de más periodos suponen remuneraciones muy por encima de ese coste de arranque.

El rango con más frecuencia de valores de ingresos mínimos declarados ha sido de entre 70 a 400 k€. Con estos valores, los periodos esperados de asignación por los participantes en base a sus precios de oferta fueron de al menos 4 periodos en algunos casos y hasta 15 periodos en otros.

Este análisis indica que tanto el formato de oferta como el algoritmo de asignación no han sido los óptimos para realizar asignaciones a este tipo de proveedores. Más adelante en este documento, se tratará de dar posibles soluciones a esta situación.

2. Internalización del coste de oportunidad de la energía activa en las ofertas de reactiva

En algunos proveedores participantes, principalmente de tecnología hidráulica, se ha observado que el precio de las ofertas incluía costes de oportunidad cuando no disponían de programa de activa suficiente para proveer la capacidad de reactiva asignada en el mercado de reactiva.

En detalle, el coste de oportunidad observado se acercaría a la diferencia entre el precio de activa deseado por el proveedor y el precio del siguiente mercado de activa tras la asignación de reactiva (sesión 2 de intradiario tras sesión de diario de reactiva). En este comportamiento también se presupone una gestión del recurso intentando no agotarlo en periodos de menor precio en los mercados de activa, así como el cumplimiento de cotas mínimas de embalses.

3. Ofertas de bajo volumen a precio nulo para minimizar coste de penalización

Como se ha mencionado previamente, algunos proveedores con recurso primario intermitente han ofertado muy poco volumen a precio nulo. Este comportamiento buscaba evitar penalizaciones en periodos en los que se encontraban conectados a la red, pero sin programa de activa. Debido a las redes de evacuación, en esta situación generan cantidades relevantes de potencia reactiva. Al asignarse algo de capacidad reactiva de absorción a precio nulo, su penalización fue valorada al precio medio ponderado de su asignación, es decir, cero. Es algo que tendremos en cuenta en la redacción de P.O. 7.4 para evitar este tipo de comportamientos

4. Uso de la condición de indivisibilidad de bloques

La condición de indivisibilidad de bloques redujo la liquidez del mercado, provocando exceso de rechazos de ofertas y quedando requerimiento sin asignar. Esta condición se reevaluará si es adecuada usarla o no en el futuro diseño del mercado de reactiva.

Respecto al algoritmo de asignación, a lo largo del proyecto se realizaron varias evoluciones importantes buscando mejorar su comportamiento para contener los costes asociados a las diferentes estrategias observadas.

Por un lado, desde el 11 de mayo se impidió ofertar en aquellos periodos donde el programa de activa fuera inferior al mínimo técnico, o que no hubiera una limitación de mínimo mayor o igual al mínimo técnico. Con esta limitación a la oferta se buscaba evitar grandes costes debido a la ineficiencia del algoritmo a retribuir correctamente los costes de arranque. Para poder disponer de recurso suficiente para el control de tensión, en caso de no disponer de ofertas suficientes en el mercado, se asignarían proveedores por Seguridad de Tiempo Real.

Por otro lado, durante el mes de mayo se mejoró el algoritmo de asignación para que, tras rechazar ofertas por ingresos mínimos, buscase una solución alternativa con las siguientes ofertas más caras no incluidas en la primera iteración. Adicionalmente, se añadió la condición de ingresos mínimos en las sesiones de tiempo real, aunque no se usó por los grupos no arrancados al no poder realizar ofertas desde el 11 de mayo.

Ninguna de estas mejoras ha sido suficientemente válida para optimizar los costes asociados a este mercado a la vez que haya resuelto la asignación de recurso de control de tensión en un solo proceso sin tener que seguir usando la asignación por Seguridad de Tiempo Real. Por ello, se estima necesario seguir evolucionando el algoritmo de asignación de reactiva hacia un modelo de algoritmo con optimización de costes basado en la retribución de arranques, bien por medio de la actual oferta de restricciones o bien por medio de algún término específico en la oferta de reactiva. La solución obtenida por el optimizador sería la de menor coste global para el día de asignación.

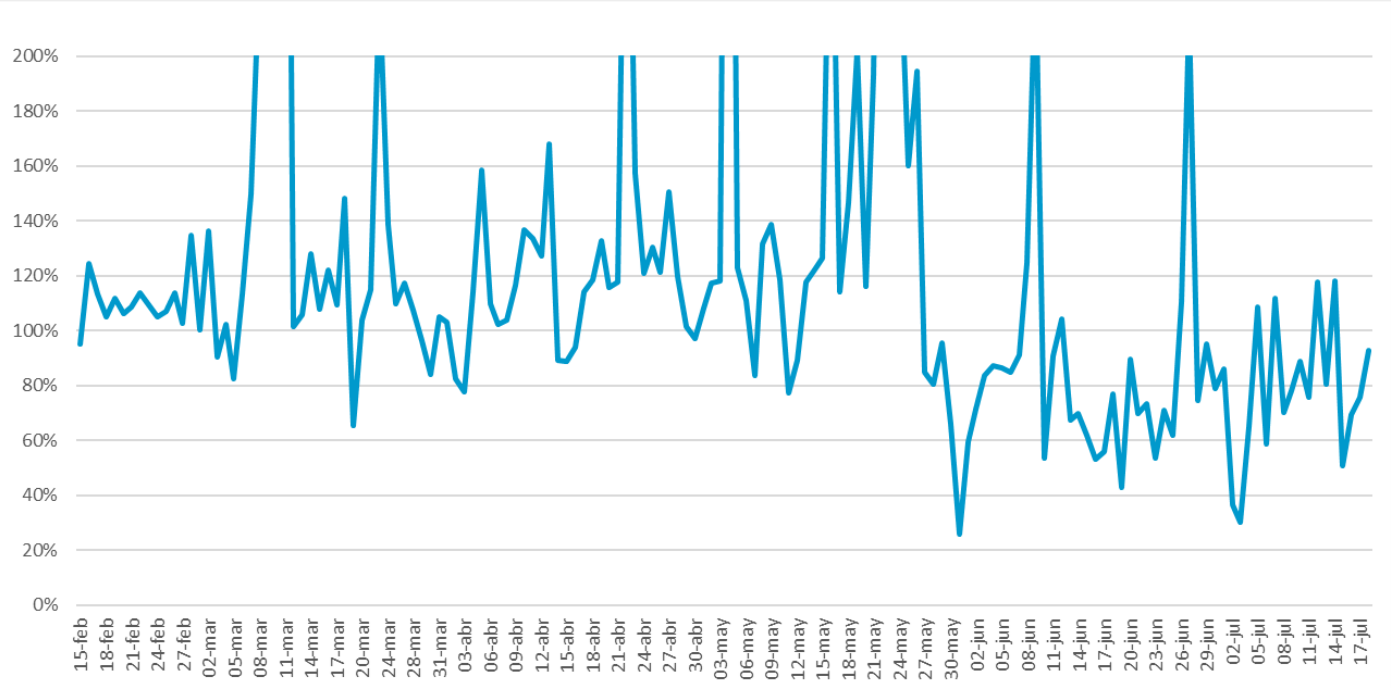
8.4 Análisis de los resultados del mercado

Una característica importante de estos mercados es su baja liquidez al ser un mercado zonal, algo acentuado durante el proyecto al no contar con todos los proveedores de la zona. Esto se refleja en el volumen de ofertas con respecto al requerimiento, como se muestra en la siguiente tabla. Este volumen se considera notablemente escaso para que un mercado pueda considerarse competitivo, especialmente en la zona de Galicia.

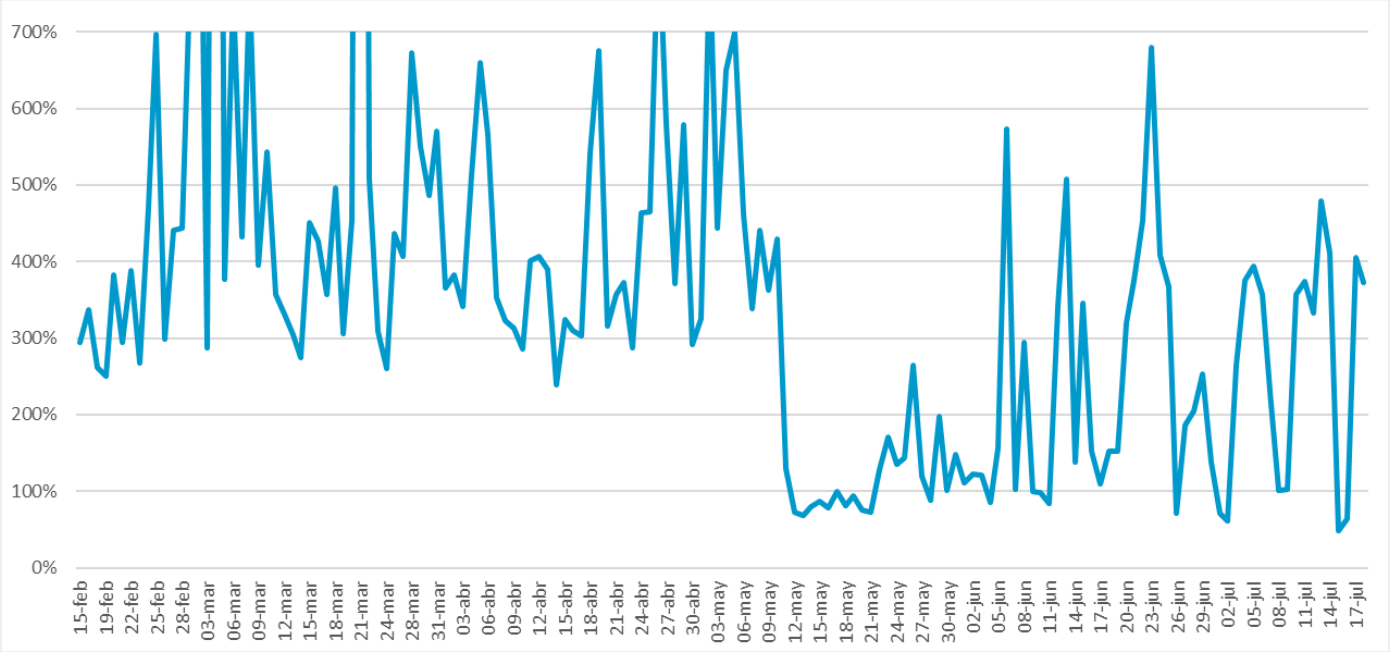
Zona	Volumen ofertas / Volumen requerido
Galicia	118%
Andalucía	375%

Tabla 8. Promedio del volumen de ofertas respecto del requerimiento por zona durante el PDR

En los siguientes gráficos se compara el volumen de ofertas con respecto al volumen requerido por día y zona. En ambos gráficos puede observarse el efecto de la modificación de las condiciones realizada el día 11 de mayo, donde el volumen ofertado respecto al volumen requerido se redujo al no aceptar ofertas de proveedores sin programa de potencia activa.

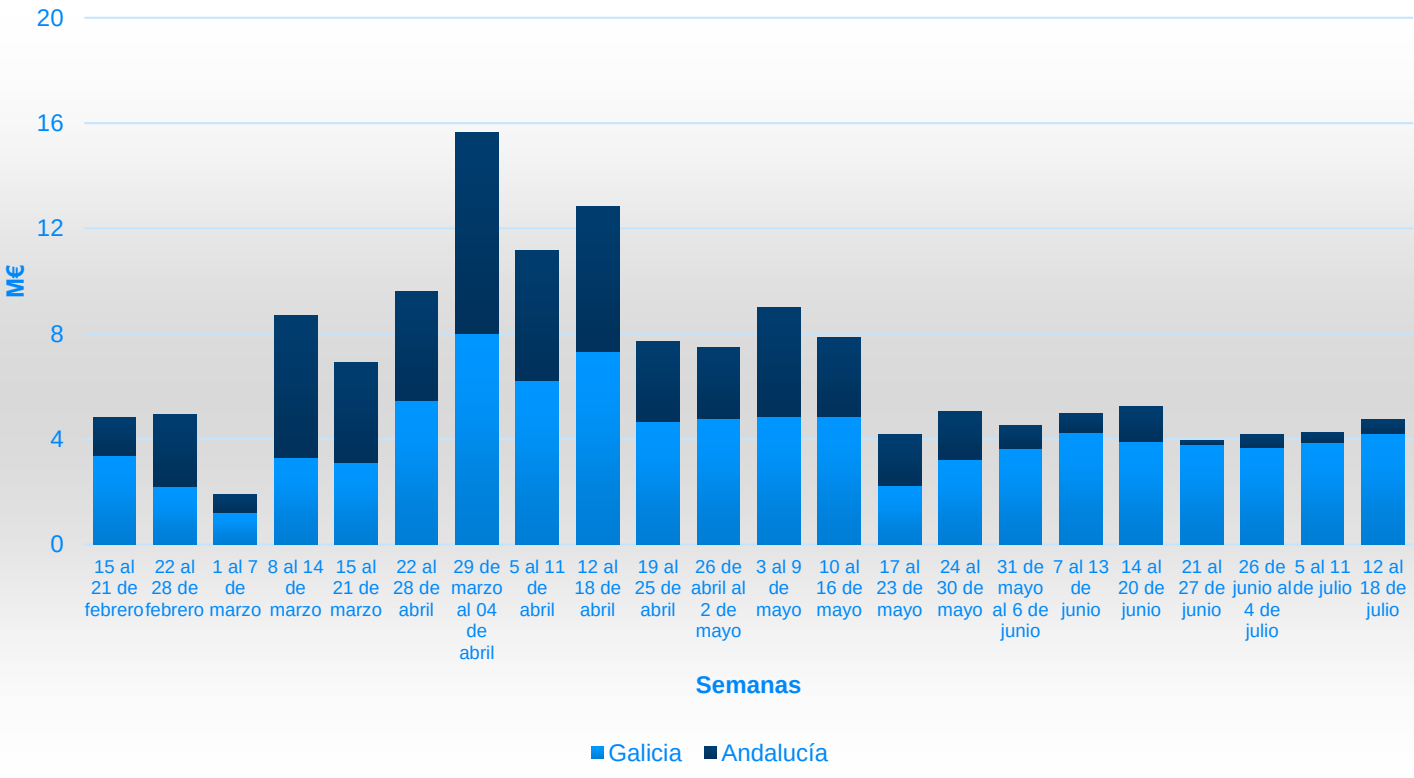


Gráfica 12. Promedio diario de ofertas respecto a requerimientos en la zona de Galicia



Gráfica 13. Promedio diario de ofertas respecto a requerimientos en la zona de Andalucía

Esta diferencia en la liquidez de ambas zonas provocó que el coste de la zona de Andalucía fuese notablemente inferior que en la zona de Galicia como se aprecia en el siguiente gráfico[4].

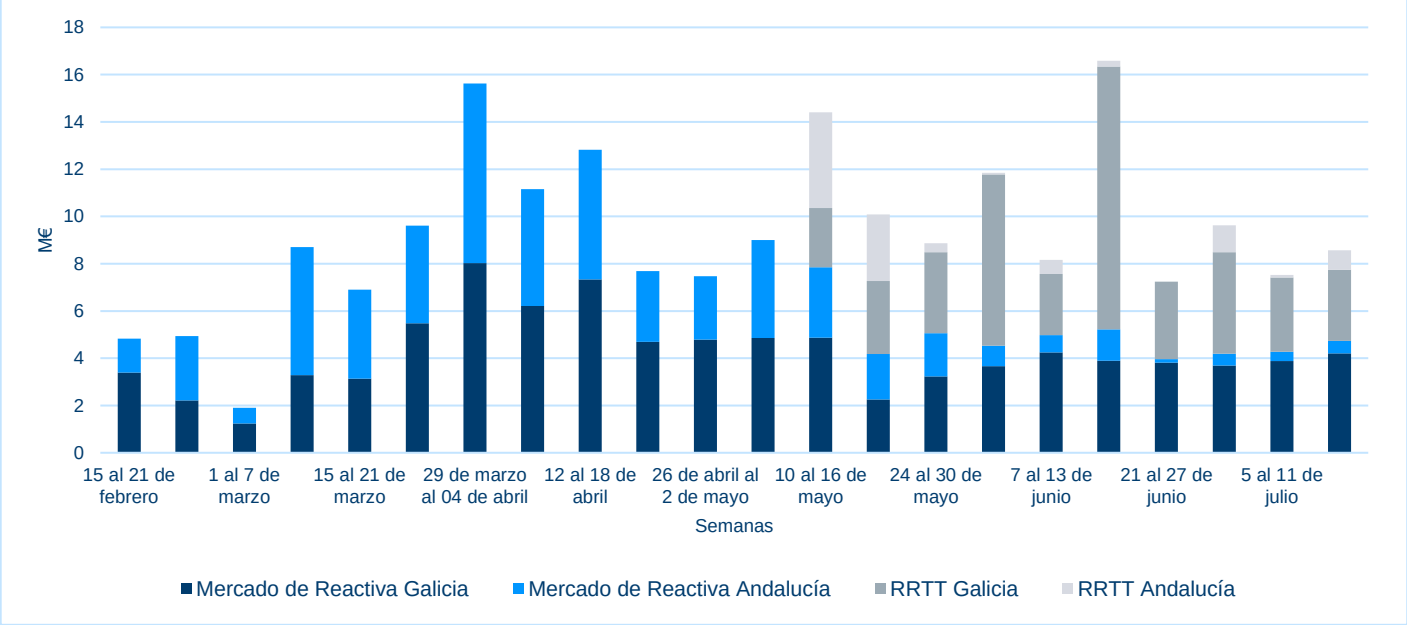


Gráfica 14. Costes semanales por zona

[4] Este coste no incluye los costes por programaciones por Seguridad en Tiempo Real para el control de tensión a partir del 11 de mayo.

Como se describe en el *apartado 6*, el coste del proyecto se ha visto afectado por la indisponibilidad de un ciclo combinado en las semanas del 8 de marzo al 18 de abril y por la modificación de las condiciones a partir del 10 de mayo.

El coste total del proyecto incluyendo el coste de las asignaciones de grupos por Seguridad en Tiempo Real (RRTT), se muestra en el siguiente gráfico:



Gráfica 15. Coste desglosado por semana y concepto (Mercado/Restricciones Técnicas)

La semana del 14 de junio la producción eólica en periodo valle y a primeras horas de la mañana fue muy escasa, lo que se tradujo en la necesidad de acoplar mayor número de ciclos combinados por sobretensiones en Seguridad de Tiempo Real, elevando el coste de esa semana entorno a los 17 M€.

En la siguiente gráfica se observa la capacidad reactiva asignada de media en cada periodo y zona en la sesión diaria del mercado de reactiva del proyecto.



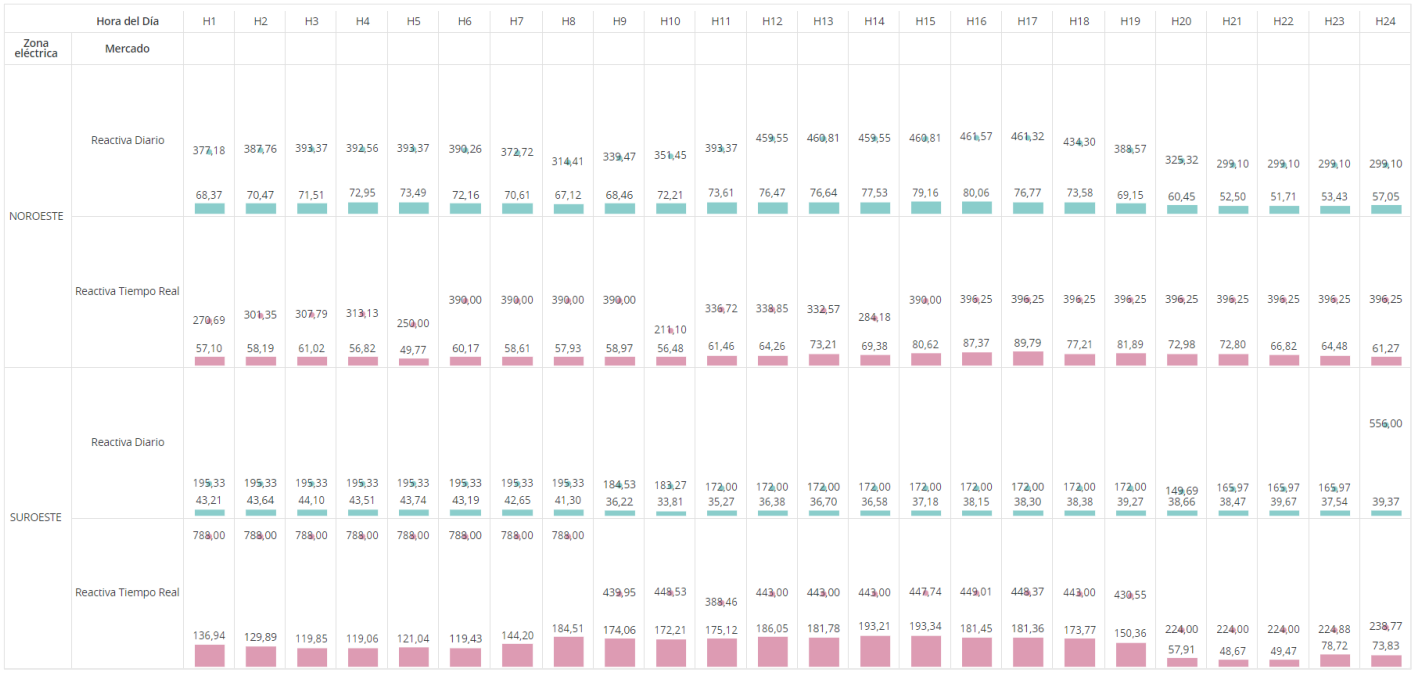
Gráfica 16. Promedio de energía reactiva asignada (Mvarh)

La capacidad asignada fue suficiente para cubrir la mayoría del requerimiento excepto en las sesiones de tiempo real de la zona Noroeste, como se muestra el siguiente gráfico desglosado por periodo, zona y sesión de mercado. No se consiguió cubrir el 100% del requerimiento debido a la escasez de liquidez y a los rechazos debidos a la condición de ingresos mínimos o indivisibilidad de las ofertas.



Gráfica 17. Ratio capacidad asignada respecto al requerimiento

Los precios medios y máximos de asignación por periodo, zona y sesión de mercado se muestran en el siguiente gráfico:



Gráfica 18. Precios medios y máximos de asignación (€/Mvar)

Los precios medios de asignación por periodo, zona y unidad de programación se muestran en esta tabla:

Zona eléctrica	Hora	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
	Unidad de Programación	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)	Precio medio (€/Mvar)
NOROESTE	EEGPEM	46,51	46,59	46,03	46,24	45,83	44,57	44,31	44,54	45,19	46,18	45,53	45,56	46,14	46,14	47,86	48,60	47,69	48,31	47,60	43,51	41,16	42,15	42,17	43,65
	EGASNE2	80,38	80,19	80,52	80,05	80,03	81,28	84,83	87,58	88,83	93,33	92,36	92,21	88,94	88,77	87,14	87,32	84,13	80,91	78,91	74,81	65,64	65,40	63,72	63,27
	EREGPEM	25,53	25,70	25,38	25,21	25,12	25,26	25,33	25,21	25,18	24,84	24,64	24,39	24,92	25,10	25,42	25,62	25,18	25,24	25,45	25,43	24,99	24,78	24,95	25,14
	HXAL1	122,52	131,33	135,65	137,20	138,41	128,93	128,26	116,68	120,44	143,61	176,13	181,63	189,96	191,90	195,26	199,95	198,09	191,75	164,34	137,25	112,05	101,68	107,91	116,39
	PGR5	51,31	52,06	52,65	52,65	52,65	52,65	52,31	52,30	51,83	56,82	58,65	58,52	58,46	59,01	58,54	58,54	59,03	57,78	55,89	48,46	39,59	39,26	38,73	39,82
	SBEU	3,21	2,76	2,72	3,23	3,15	3,25	4,20	4,84	4,86	4,31	3,49	2,48	2,03	2,30	2,94	3,06	3,20	2,71	3,26	3,56	4,89	5,89	6,21	3,99
	SBO3	97,36	94,56	93,67	93,67	93,67	92,79	95,35	96,52	97,69	104,37	104,17	101,03	105,10	103,85	107,09	104,14	101,99	89,76	90,15	74,16	63,95	64,14	64,64	66,54
	SIL	86,11	100,76	107,38	117,66	121,61	116,04	94,03	74,53	79,35	93,82	107,66	123,88	130,81	139,59	139,04	146,35	135,38	120,81	101,94	74,50	55,70	48,87	58,09	74,00
	UFMI	150,00	152,25	154,16	153,26	153,28	152,04	155,27	153,31	157,57	160,00	158,92	164,39	162,58	163,27	169,48	170,50	165,07	159,66	155,96	148,54	136,24	134,51	135,88	142,32
SUROESTE	ALG3	5,17	5,24	3,81	3,85	4,13	4,55	4,56	4,93	1,54	2,76	2,57	3,39	3,27	3,51	3,78	3,76	3,79	3,96	3,45	2,62	1,45	1,81	3,89	4,15
	ARCOS1																			430,55					
	ARCOS2	100,03	108,62	108,42	113,41	116,25	110,68	98,04	86,95	79,80	91,67	92,08	101,14	123,24	128,57	129,76	130,60	134,68	105,33	86,15	41,35	43,16	42,35	42,99	50,13
	ARCOS3	80,41	83,03	85,59	86,76	89,89	87,11	84,39	80,08	86,14	85,91	27,49	30,99	31,89	31,16	33,60	37,62	41,00	38,45	44,46	41,73	36,75	38,27	24,08	26,29
	EFGASN	85,20	84,52	84,73	83,32	84,05	83,67	85,36	87,69	91,52	94,99	92,24	89,44	89,74	91,91	92,40	94,50	94,91	92,97	89,79	89,15	100,54	97,02	93,59	92,97
	FHIBGES	15,43	13,98	14,36	14,23	14,01	14,22	15,26	15,00	5,83	4,44	3,93	3,64	3,49	3,36	3,22	3,09	3,12	3,34	3,55	3,71	4,91	9,06	9,33	8,53
	FREGPE	43,27	43,91	42,54	42,57	42,46	43,03	43,78	43,70	41,44	37,28	36,53	37,45	37,88	37,60	37,63	38,13	38,04	37,68	38,14	37,19	42,25	45,14	39,22	39,89
	FVALDES	13,98	13,24	12,97	12,74	12,58	12,96	12,42	13,42	7,15	3,56	3,16	2,86	2,81	2,76	2,72	2,72	2,73	2,99	4,35	5,42	5,03	7,72	13,00	12,61
	PALOS1	60,84	60,74	65,64	65,51	66,23	66,04	61,78	60,50	61,15	69,60	74,30	73,23	73,23	73,33	72,79	72,45	72,28	71,01	72,24	67,74	62,78	65,22	60,47	60,47
	PALOS2	76,83	77,12	75,88	75,67	75,76	76,02	78,80	83,54	48,91	42,53	61,81	61,66	61,43	61,71	61,55	61,24	61,14	60,79	68,27	58,32	54,81	57,16	47,60	49,28
	PALOS3	45,25	44,06	47,41	48,63	48,45	47,98	43,48	45,99	51,37	76,32	57,10	46,24	51,65	51,65	47,66	49,27	50,43	50,49	55,92	70,87	93,72	65,64	42,14	42,14
	SROQ1	96,07	96,21	103,63	103,28	96,09	97,67	101,53	120,66	143,10	124,10	157,80	179,24	179,24	179,24	179,24	179,24	179,24	179,24	130,57	108,41	118,01	118,51	112,02	161,35
	SROQ2	51,81	51,84	50,39	49,99	51,83	51,71	52,88	52,37	47,39	48,21	62,31	65,02	67,96	67,58	67,42	64,70	64,83	63,45	64,14	52,88	39,77	36,27	35,90	36,09
	STSERRE	50,06	52,96	58,96	57,70	57,13	33,72	49,09		56,44	43,56	52,83	61,43	63,40	61,68	63,26	64,77	64,42	63,56	61,97	57,49	47,71	44,20	45,52	49,79

Tabla 9. Precios medios de asignación por Unidad de Programación y periodo

8.5 Análisis de liquidez y concentración del mercado

Para analizar la liquidez y la posible concentración del mercado del PDR se han utilizado los índices Residual Supply Index (RSI) y Herfindahl-Hirschman Index (HHI) en todas las horas con requerimiento del 15 de febrero al 10 de mayo, cuando se aplicaron las modificaciones de las Condiciones.

- **Residual Supply Index:** El RSI mide la dependencia de un mercado de su mayor proveedor. Un proveedor se denomina fundamental si la energía de balance combinada ofrecida por todos sus competidores no es suficiente para satisfacer la demanda total. Si en un momento dado el RSI es igual o superior a 1 (es decir, 100%), el proveedor más grande no es fundamental para el mercado porque la capacidad de suministro de los demás proveedores es suficiente para satisfacer la demanda. Si el

RSI es inferior a 1, el proveedor respectivo se considera fundamental y, por lo tanto, se considera que no existe suficiente liquidez

$$RSI = \frac{(Oferta\ Total - Participante\ máx\ Mvar)}{Requerimiento}$$

Donde:

Oferta Total – La cantidad máxima de Mvar ofertados por zona y día.
Participante máx Mvar – Participante de Mercado con mayor volumen de Mvar ofertados.
Requerimiento – Requerimiento total del día por zona.

- **Índice Herfindahl-Hirschman:** El HHI es una medición empleada en el estudio económico que analiza los niveles de concentración existentes en los mercados. Es decir, el número de empresas que operan en los mismos y su capacidad de poder de control sobre ellos. Si el índice es mayor de 2.500 puede concluirse que el mercado es concentrado y, por tanto, los participantes disponen de un poder de mercado excesivo. Por el contrario, a medida que el índice se aproxime a 0, el mercado es menos concentrado, es decir, existen más participantes y su influencia en el mercado es menor.

$$HHI = \sum_{i=1}^{n} s_i^2$$

Donde:
s_i – cuota de mercado de cada participante
n – número total de participantes

Zona Noroeste

En el periodo analizado, hay 1.899 horas con requerimiento distinto de 0. Sobre este total, en 1.771 horas el RSI es inferior a 1, lo que significa que aproximadamente, en un 93% de las horas no habría sido posible cubrir el requerimiento sin el mayor participante del mercado.

El valor del HHI es de 3.421, confirmando una elevada concentración en el mercado.

Zona Andalucía Occidental

En el periodo analizado hay 545 horas donde el RSI inferior a 1, lo que significa que, aproximadamente, en un 32% de las horas no habría sido posible cubrir el requerimiento sin el mayor participante del mercado.

El valor del HHI es de 2.898, confirmando una elevada concentración en el mercado, aunque en menor medida que en la zona Noroeste.

8.6 Análisis de la operativa y los sistemas de información del mercado

Los proveedores han tenido dificultades para mantener actualizados los desgloses por unidad física de sus ofertas asignadas por UP. Dado el escaso tiempo de preaviso de las sesiones de tiempo real, el tiempo disponible para desglosar dichas asignaciones es de 7 minutos. Esto se ha solucionado con aplicación de desgloses por defecto basados en la potencia instalada de cada proveedor, esta solución no ha resultado satisfactoria para los proveedores en todos los casos.

Por otro lado, los tiempos de refresco de envío a VOLTAIRE de la información de desgloses de capacidad realizados en e·sios no han sido totalmente adecuados, sobre todo en lo relativo a limitaciones e

indisponibilidades. Las indisponibilidades de capacidad solo eran enviadas a VOLTAIRE para horas completas y no se podían anular. Se va a implementar una resolución minutal tanto para indisponibilidades como para limitaciones para resolverlo.

9 Conclusiones

El PDR ha resultado de gran utilidad para validar y mejorar las tesis del nuevo servicio de control de tensión que ha demostrado ser más eficiente que el actual al optimizar el perfil de tensión en la RdT mediante el envío de consignas en tiempo real a los proveedores a través de sus CCG. Dicha optimización se realiza de forma coordinada por una regulación terciaria en el horizonte de diez minutos y una regulación secundaria en el horizonte de minuto, ambas integradas en el sistema de control de RE a través de las aplicaciones VOLTAIRE y e·sios. En ese sentido, todas las aplicaciones y algoritmos desarrollados, tanto en RE como en los CCG y en los proveedores se han coordinado con éxito durante el PDR.

Se ha puesto en valor la capacidad reactiva adicional de la generación RCR, especialmente a producciones bajas de potencia activa en las que dicha capacidad no era utilizable mediante consignas de factor de potencia. Al encontrarse este tipo de generación distribuida por la red tiene mucho potencial para mejorar el perfil de tensión en el sistema de manera uniforme. Su participación en el nuevo servicio de control de tensión permitirá un menor desmallado de la RdT, así como un mejor cumplimiento de los rangos admisibles de tensión.

La utilización de los recursos disponibles para control de tensión en la RdT durante el PDR ha continuado siendo máxima, llegando a abrirse en algunos momentos más de 100 líneas por control de tensión y siendo el porcentaje de utilización de las reactancias de un 81,4% (2,9% de indisponibilidad). Esto encuentra su explicación en que en el PDR solo ha participado un porcentaje limitado de generación RCR. Es esperable que el sistema cuente con mucha más capacidad reactiva cuando la mayoría de la generación RCR participe en el nuevo servicio de control de tensión.

Se concluye que una capacidad reactiva obligatoria mínima es necesaria para salvaguardar la seguridad del sistema en cualquier escenario de asignación de capacidad del mercado tal y como se ha detectado en varios incidentes descritos en el apartado 6. Es imprescindible que el sistema siga contando con una capacidad reactiva mínima homogéneamente distribuida entre todos los generadores del sistema debido al carácter proporcional del control de tensión y a su sensibilidad eléctrica local. Asimismo, dicha capacidad mínima ayudaría a contener los costes del futuro servicio de control de tensión.

Los mercados zonales de capacidad reactiva se han desarrollado aceptablemente habida cuenta que se trata de mercados innovadores tanto para los proveedores como para RE. Los mercados han permitido hacer una asignación eficiente y no discriminatoria de la capacidad reactiva en ambas zonas eléctrica participantes.

Adicionalmente, se han identificado varios puntos de mejora en los mercados zonales:

Relación de los mercados zonales con otros mercados

Los mercados se activan en el siguiente orden cronológico: mercado de secundaria, mercado de capacidad reactiva y asignaciones en tiempo real por reserva insuficiente a subir. Tras la experiencia del PDR, se considera que sería más eficiente realizar las asignaciones en tiempo real por reserva insuficiente a subir con anterioridad a los otros dos mercados.

Optimización de la asignación de ofertas

Los costes pueden optimizarse por medio de una estructura de oferta adecuada a los proveedores que les reduzca la incertidumbre en caso de ser asignados en este mercado. Para ello es necesario un algoritmo que realice un proceso de optimización que considere condiciones en las ofertas y asignaciones en periodos consecutivos para permitir que se puedan retribuir correctamente los arranques de los grupos síncronos.

Garantizar la suficiente competencia de los mercados zonales

El mercado ha tenido poca liquidez y el poder de mercado ha sido alto. Se concluye que es conveniente aplicar la metodología descrita en el apartado 8.5 para detectar en el nuevo servicio, cuando poder habilitar un mercado zonal garantizando una competencia suficiente.

En resumen, el PDR ha demostrado que el nuevo servicio de control de tensión es una herramienta útil para resolver los nuevos retos del sistema eléctrico peninsular español, especialmente su creciente dinamismo en términos de flexibilidad de la generación, interconexiones internacionales, demanda, autoconsumo y almacenamiento. Asimismo, la experiencia obtenida permitirá mejorar el diseño de unos mercados zonales de capacidad reactiva que hagan aflorar y asignen de manera eficiente los recursos de capacidad reactiva de los proveedores, mejorando la flexibilidad y la competencia actuales.

red eléctrica

Una empresa de Redeia