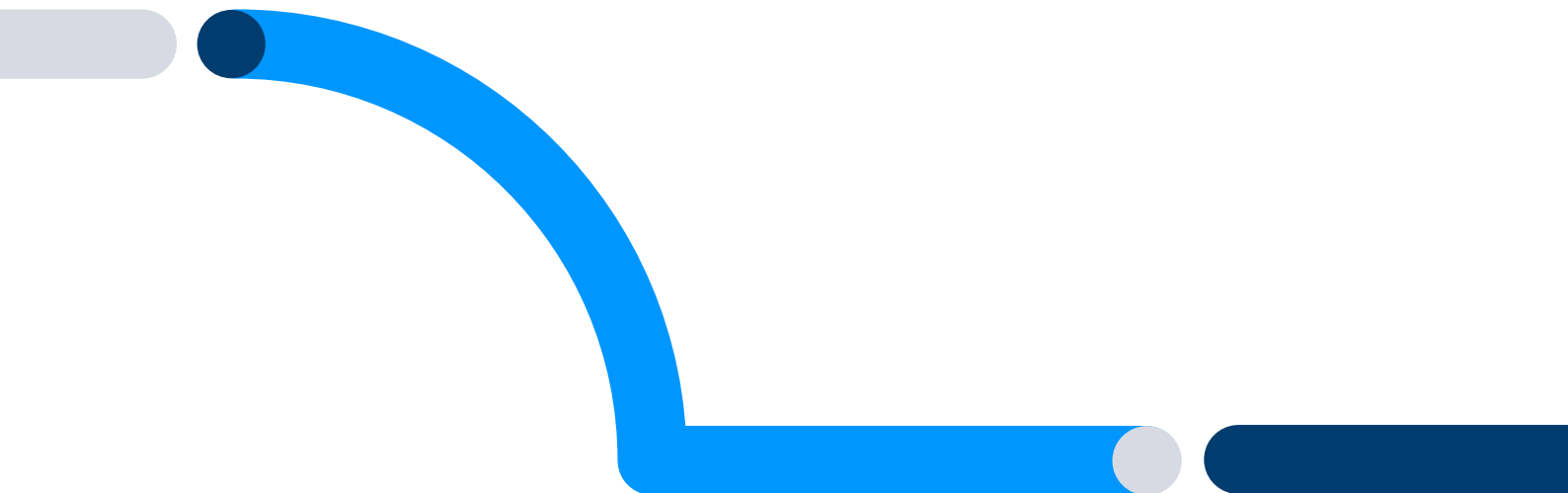


red eléctrica

Una empresa de Redeia



Propuesta de adaptación de los PP.OO. para la participación de demanda y almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación

Dirección General de Operación

Octubre 2022

Índice

1	Introducción	3
2	Alcance.....	3
3	Modificación de la oferta de restricciones técnicas	4
3.1	Características de la actual oferta de restricciones técnicas.	4
3.2	Problemática identificada en la programación de energía por restricciones técnicas.	5
3.3	Propuesta de modificación de la oferta de restricciones técnicas.....	8
4	Participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas.....	9
4.1	Propuesta de participación de la demanda en restricciones técnicas.....	9
4.2	Propuesta de participación del almacenamiento en restricciones técnicas.	10
5	Integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación	12
5.1	Tipos de producción.....	13
5.2	Configuración de unidades de programación y unidades físicas	13
6	Principales cambios en los procedimientos de operación	17
6.1	P.O. 3.1	17
6.2	P.O. 3.2	17
6.3	P.O. 3.7	18
6.4	P.O. 3.8	18
6.5	P.O. 3.11	19
6.6	P.O. 9.2	20
6.7	P.O. 9.3	20
6.8	P.O. 14.1	21
6.9	P.O. 14.4	21
6.10	P.O. 14.8.....	22

1 Introducción

Con fecha 27 de septiembre de 2022, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se aprueban las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*.

En dicha Resolución se establece en el artículo 19, apartado 3 que el **operador del sistema deberá someter a consulta pública las propuestas de adaptación de los procedimientos de operación, antes de transcurridos seis meses desde la publicación en el BOE de dichas condiciones**, para permitir la *participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones de carácter híbrido en los servicios de no frecuencia, y en el proceso de solución de restricciones técnicas*.

Asimismo, el Real Decreto Ley 23/2020 introduce en el artículo 33 de la Ley del Sector 24/2013 la modificación necesaria para dar cabida a la hibridación de instalaciones a través de un mismo punto de conexión y la capacidad de acceso concedida. Con posterioridad, la aprobación del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece la normativa necesaria para el acceso y conexión de la hibridación de tecnologías en sus artículos 27 y 28.

2 Alcance

La finalidad de este documento es justificar la propuesta del OS para la modificación de la oferta de restricciones técnicas y la participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas, de acuerdo con las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español* aprobadas por la CNMC mediante Resolución de 8 de septiembre de 2022 y, detallar los cambios que se proponen incluir en los distintos procedimientos de operación.

Adicionalmente, el Operador del Sistema desarrolla en esta propuesta el modelo de integración de la hibridación en los mercados de producción, ampliando el alcance del mandato del artículo 19 a todos los servicios de ajuste del sistema.

También se presenta la propuesta del nuevo P.O. 9.3 Intercambio de información estructural con el operador del sistema, que recoge la información estructural relativa a instalaciones de almacenamiento, instalaciones híbridas y de demanda.

Para ello, los procedimientos de operación de alcance de esta propuesta y que son necesario adaptar son los siguientes:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.7 Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.
- P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
- P.O. 9.3 Intercambio de información estructural con el operador del sistema.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

- P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

3 Modificación de la oferta de restricciones técnicas

Las características de la actual oferta de restricciones técnicas se detallan a continuación para, en base a la misma, exponer la problemática identificada en la programación de energía por restricciones técnicas y detallar la propuesta de modificación de la oferta de restricciones técnicas.

3.1 Características de la actual oferta de restricciones técnicas.

La solución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular español se realiza conforme a lo establecido en el *Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico*, en la *Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema*, y en el procedimiento de operación 3.2 “Restricciones técnicas”, aprobado mediante Resolución de 13 de enero de 2022, de la CNMC, y publicado en el Boletín Oficial del Estado con fecha 25 de enero de 2022.

De acuerdo con dicha normativa, las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas son, con carácter general, **ofertas simples**, de tal forma que, para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBE, se especifica:

- Para la energía a subir:
 - Energía y precio, en bloques divisibles de precios crecientes, hasta un máximo de 10 bloques.
- Para la energía a bajar:
 - Energía y precio, en bloques divisibles de precios decrecientes, hasta un máximo de 10 bloques.

Además, las unidades de venta de energía correspondientes a **grupos térmicos** podrán presentar **ofertas complejas** que constarán de cuatro términos:

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora (en un único bloque).
- Ingresos por unidad de energía producida.
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

Estas ofertas complejas son tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente, en el caso de ciclos combinados multiteje, el término de arranque en caliente de las ofertas complejas es tenido en cuenta cuando por seguridad del sistema, se requiere un cambio en el modo de funcionamiento que conlleva el arranque de una o más turbinas de gas.

En cada oferta de restricciones técnicas se especifica también la siguiente información:

- Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).
- Tiempos de preaviso para los grupos térmicos, desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente; y, en el caso de ciclos combinados multiteje, por modo de funcionamiento y para el arranque de una turbina de gas adicional.

- Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

3.2 Problemática identificada en la programación de energía por restricciones técnicas.

La actual oferta de restricciones técnicas contempla para los grupos térmicos la posibilidad de presentar, además de una oferta simple, una oferta compleja de restricciones técnicas para la programación de energía a subir. Así, el hecho de que existan **dos ofertas de restricciones técnicas distintas para los grupos térmicos** (simple y compleja), junto con las condiciones establecidas para la aplicación de la oferta compleja, hace que se puedan identificar las siguientes situaciones:

1. Diferencia en el término de precio de la oferta de restricciones técnicas.

La **oferta simple** permite a los participantes en el mercado incorporar un precio para la programación de energía por restricciones técnicas distinto para cada periodo de programación del horizonte diario, mientras que la **oferta compleja** únicamente permite **un solo precio** para todos los periodos de programación del horizonte diario. Además, la oferta simple permite incorporar hasta 10 bloques de precios para la energía en cada periodo de programación, mientras que la oferta compleja no tiene bloques y aplica el mismo precio único por periodo de programación.

Así los participantes en el mercado de grupos térmicos no tienen la flexibilidad necesaria para trasladar, con la oferta compleja, los costes en los que incurren sus grupos térmicos por periodo de programación.

2. Discrepancia en la aplicación de la oferta de restricciones técnicas según el horizonte de programación.

Como se ha detallado previamente, la oferta compleja aplica únicamente a los grupos térmicos que cumplan las siguientes condiciones:

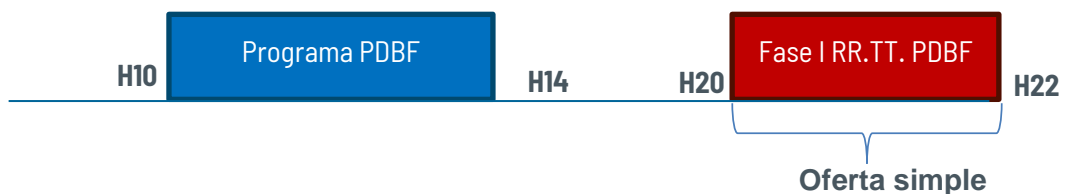
- En el proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), cuando el programa PDBF sea nulo o tenga sólo energía programada en los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación a modo de rampa de desacoplamiento.
- En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, cuando el programa que corresponda, PDVP, PHFC o PHF, sea nulo o tenga sólo energía programada en los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación a modo de rampa de desacoplamiento.

Estas **condiciones en la aplicación de la oferta compleja** pueden dar lugar a programaciones y, en consecuencia, a la aplicación de precios distintos, en cuanto a la retribución del arranque del grupo y de la programación de energía de la unidad, siendo el programa establecido el mismo. A modo de ejemplo, se muestran a continuación los siguientes casos:

- **Caso 1:** Un grupo térmico con programa nulo en el PDBF, resulta programado por seguridad del sistema en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en los periodos de programación H10 a H14 y H20 a H24. De acuerdo con las condiciones establecidas, la energía programada se retribuye en aplicación de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada por el grupo térmico.



- **Caso 2:** Un grupo térmico con programa en el PDBF en los periodos horarios H10 a H14, resulta programado por seguridad del sistema en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en los periodos horarios H20 a H24. De acuerdo con lo establecido, dado que el grupo térmico tiene un programa PDBF no nulo, la energía programada por seguridad en los periodos H20 a H22 se retribuye en aplicación de la oferta simple de restricciones técnicas presentada por el grupo térmico.



- **Caso 3:** Un grupo térmico con programa nulo en el PDBF, resulta programado por seguridad del sistema en la fase I del proceso de soluciones de restricciones técnicas del PDBF en los periodos de programación H10 a H14. Posteriormente en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, se programa por seguridad dicho grupo en los periodos horarios H20 a H22. Dado que el grupo térmico tiene un programa PHF no nulo, la energía programada por seguridad en los periodos H20 a H22 se retribuye en aplicación de la oferta simple de restricciones técnicas presentada por el grupo térmico.



En los casos anteriores, se muestra cómo siendo la misma la energía programada en los periodos horarios H20 a H22, la oferta que aplica puede ser sin embargo distinta (simple o compleja), dando lugar a que la retribución del arranque y del precio de la energía sea en consecuencia también distinta.

Por otra parte, el hecho de que se pueda programar por restricciones técnicas el arranque de un grupo térmico sin que a éste le aplique la oferta compleja y, por tanto, el correspondiente coste de arranque (casos 2 y 3 del ejemplo anterior), obliga al participante en el mercado a incorporar dicho coste en el precio de la energía de la oferta simple, con la incertidumbre de no saber el número de periodos horarios en que se le va a programar. Esta situación puede conllevar un incremento en el precio de la oferta simple y, por lo tanto, en el coste de restricciones técnicas.

1. Distinto criterio en la aplicación del coste de arranque de la oferta compleja de restricciones técnicas.

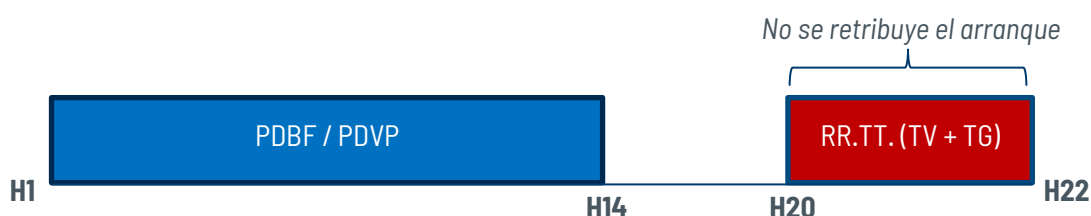
De acuerdo con lo establecido en el P.O. 3.2 en vigor, en el proceso de solución de restricciones técnicas, para el caso de grupos térmicos, se aplica la oferta compleja de restricciones y, en consecuencia, los ingresos por arranque en frío o en caliente, cuando la unidad no tiene programa, o tiene sólo una rampa de parada de la unidad en las tres primeras horas.

Sin embargo, en el mismo P.O. 3.2 se contempla que el cambio en el modo de un funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una turbina de gas tendrá asociado los ingresos por arranque en caliente incorporado en la oferta compleja por el correspondiente ciclo combinado.

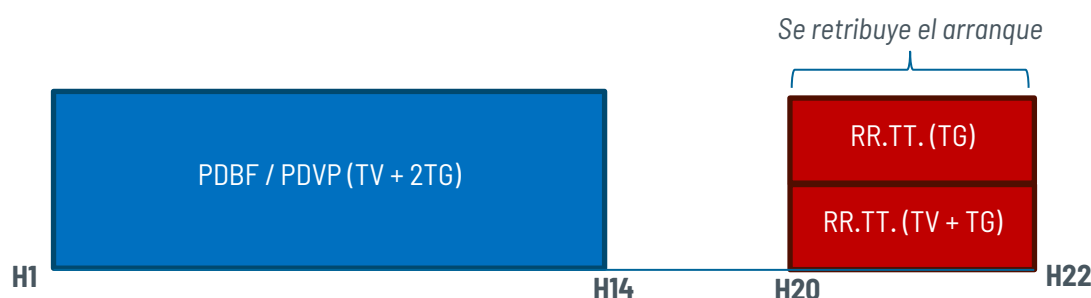
Así, el **criterio para la aplicación del término de arranque de la oferta compleja difiere** según se trate de un grupo térmico o de un ciclo combinado multieje, identificándose situaciones como las que se muestran en el siguiente ejemplo:

- **Caso 1:** Un grupo térmico resulta programado en el PDBF o en el PDVP en los periodos horarios H1 a H14. Posteriormente por seguridad en tiempo real, se programa el grupo térmico de H20 a H22, aplicándose la oferta simple de restricciones técnicas al tener la unidad un programa PHF no nulo.

El arranque del grupo en H20, en caso de producirse de forma efectiva, no se retribuye de acuerdo con el término de arranque correspondiente de la oferta compleja, al no aplicar dicha oferta.



- **Caso 2:** Un grupo térmico correspondiente a un ciclo combinado multieje en modo 2 (2TG+TV) resulta programado en el PDBF o en el PDVP en los periodos horarios H1 a H14. Posteriormente por seguridad en tiempo real, se programa el grupo térmico de H20 a H22, aplicándose la oferta simple de restricciones técnicas al tener la unidad un programa PHF no nulo. Sin embargo, el arranque efectivo de la segunda turbina de gas se retribuye de acuerdo con el coste de arranque en caliente incorporado en la oferta compleja.



2. Utilización del término de arranque en caliente de la oferta compleja.

Conforme a lo expuesto previamente, el término de la **oferta compleja** correspondiente a los **ingresos por arranque en caliente** se utiliza para la retribución del arranque en caliente de un grupo térmico, pudiendo ser este un ciclo combinado multieje, así como para la retribución del arranque (en frío o en caliente), de una turbina de gas adicional para el cambio de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje.

Se trata, por tanto, de un término de la oferta compleja de restricciones técnicas que, para el caso de grupos térmicos que son ciclos combinados multieje, aplica en dos casos distintos, dificultando así la correcta diferenciación de cada coste por parte del participante en el mercado.

3.3 Propuesta de modificación de la oferta de restricciones técnicas.

La propuesta de modificación de la oferta de restricciones técnicas debe ser acorde con lo establecido en las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*, aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022. Así, se deberá tener en consideración lo establecido en el Artículo 15 de dichas condiciones en relación con la oferta de restricciones técnicas:

“2. Con carácter general, dichas ofertas serán ofertas simples de energía y precio. No obstante, lo anterior, se podrá establecer la existencia de términos específicos, así como de condiciones complejas, para dichas ofertas, de acuerdo con lo que se defina en el procedimiento de operación correspondiente”.

Teniendo en cuenta dicho texto y la problemática identificada en el apartado anterior, se propone que las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas sean **ofertas simples de energía y precio**, manteniéndose el número máximo de bloques actuales de 10 por periodo de programación y la energía ofertada respecto a la energía programada en el PDBF. Además, en el caso de grupos térmicos, cada oferta simple de restricciones técnicas podrá incorporar los siguientes **términos específicos**:

- Coste de arranque en caliente del grupo térmico.
- Coste de arranque en frío del grupo térmico.

En el caso de grupos térmicos correspondientes a ciclos combinados multieje, la oferta simple de restricciones técnicas podrá incorporar también el siguiente término específico:

- Coste de arranque de una turbina de gas adicional.

El término de coste de arranque aplicará siempre que se programe un arranque sobre un grupo térmico. El criterio para que el arranque sea en frío o en caliente será el mismo que está establecido actualmente, si bien, se propone que el coste del arranque en caliente sea menor o igual al coste del arranque en frío.

La oferta simple de restricciones técnicas contendrá igualmente los siguientes términos específicos que se incluyen en la oferta actual:

- Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).
- Tiempos de preaviso para los grupos térmicos, desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente; y, en el caso de ciclos combinados multieje, por modo de funcionamiento y para el arranque de una turbina de gas adicional.
- Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

La oferta de restricciones técnicas así definida podrá ser igualmente actualizada de forma continua dentro del plazo de tiempo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Al desaparecer la oferta compleja de restricciones técnicas, se elimina también la valoración económica entre la aplicación de la oferta compleja a la energía programada en el PDVP y a la energía programada en el PHFC descontando los ingresos del mercado intradiario.

La participación en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF será de acuerdo con la oferta de restricciones simple (energía y precio) presentada por las distintas unidades, sin tener en cuenta los posibles términos específicos incorporados en la misma, manteniéndose así el criterio actual. A este respecto, cabe destacar que las modificaciones de programa motivadas

por la participación en la fase II de solución de restricciones técnicas del PDBF no dan lugar a limitaciones por seguridad, pudiendo por tanto dichas modificaciones de programa ser gestionadas en posteriores mercados.

Se incluye la definición de arranque asociada a grupos térmicos, dado que han cambiado las condiciones al eliminarse la oferta compleja.

4 Participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas

En primer lugar, cabe destacar que la Directiva (UE) 2019/943 del parlamento europeo y del consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, establece en su artículo 13 que el redespacho de la generación y el redespacho de la respuesta de la demanda se basarán en crITERIOS objetivos, transparentes y no discriminatorios, y estarán abiertos a todas las tecnologías de generación, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda.

Así, en las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español* aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022, se establece en el Artículo 14, la **participación obligatoria** en el proceso de solución de restricciones técnicas, **para garantizar la seguridad del sistema eléctrico**, de todas las instalaciones o conjunto de instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda asociadas a una **localización eléctrica específica** y de almacenamiento. Sin embargo, en la **segunda fase** del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se establece que participarán las instalaciones o conjunto de instalaciones de demanda y de almacenamiento que hayan **superado las pruebas de habilitación** para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución. Además, todas las unidades físicas integradas en unidades de programación proveedoras del servicio de solución de restricciones técnicas deberán disponer de telemedida en tiempo real.

4.1 Propuesta de participación de la demanda en restricciones técnicas.

Las restricciones técnicas son identificadas por el OS mediante la realización de los **análisis de seguridad** para todo el horizonte de programación, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico. Dichos análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tienen en cuenta los programas de energía, así como la localización eléctrica específica de dichos programas.

La participación de la demanda en el proceso de solución de restricciones técnicas requiere, por tanto, que el OS disponga de la localización eléctrica específica, necesaria para la realización de los análisis de seguridad.

Por otra parte, conforme a lo establecido en las condiciones de no frecuencia, todas las instalaciones o conjunto de instalaciones de demanda asociadas a una localización eléctrica específica **participarán de forma obligatoria** en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico. Dicha participación requiere la **presentación de una oferta de restricciones técnicas, a subir y a bajar, de acuerdo con su mejor previsión de consumo (Artículo 15 de la propuesta de Condiciones)**, para su consideración en los análisis de seguridad del sistema de la siguiente forma:

- Incremento del programa de demanda, como máximo hasta el valor incorporado en la oferta de restricciones técnicas presentada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, valorándose la energía programada al precio de la oferta presentada, siempre que se haya entregado de forma efectiva.

- Reducción del programa de consumo, como máximo hasta el valor incorporado en la oferta de restricciones técnicas presentada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, considerándose en caso de ser asignada dicha oferta, una anulación del programa previsto en el PDBF; y, en tiempo real, valorándose la energía programada al precio de la oferta presentada.

Igualmente, conforme a lo establecido en las condiciones de no frecuencia, en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF participarán las unidades de programación de demanda que **hayan superado las pruebas de habilitación** para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución. Estas pruebas son las definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.

Por tanto, una demanda podrá participar en el proceso de solución de restricciones técnicas para garantizar la seguridad del sistema -fase I de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real-, y/o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

Las **unidades de programación de demanda** que participen en la solución de restricciones técnicas para garantizar la seguridad del sistema deberán estar formadas bien, por una única unidad física con localización eléctrica específica, o bien, por varias unidades físicas, teniendo cada una de las unidades físicas una localización eléctrica específica. A este respecto, cabe destacar que las *limitaciones aplicadas por seguridad pueden afectar únicamente a parte de las unidades físicas que componen la unidad de programación*, sin que quepa considerar, en estos casos, que las limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

La **demanda participará así en el proceso de solución de restricciones técnicas de forma análoga al resto de tecnologías de generación y de almacenamientos**, con la excepción de que se propone que la reducción del programa de demanda no sea por el total de energía programada, sino hasta como máximo el valor de la energía ofertada, dado que por la propia naturaleza de la demanda se justifica que no siempre sea posible reducir el consumo o incluso dejar de consumir.

Finalmente señalar que los costes debidos a las modificaciones de programa realizadas para la solución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español serán sufragados por los titulares de las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos en barras de central en el periodo de programación correspondiente. A este respecto, se propone que los **incrementos de demanda que hayan sido programados para la solución de restricciones técnicas, no se consideren a efectos del reparto del coste de restricciones técnicas**, siempre y cuando dichos incrementos hayan sido provistos de forma efectiva al sistema. Esta propuesta es acorde con lo establecido en el Artículo 16 de las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*.

4.2 Propuesta de participación del almacenamiento en restricciones técnicas.

De forma análoga a lo expuesto en el apartado anterior para la demanda, las instalaciones o conjunto de instalaciones de almacenamientos **participarán de forma obligatoria** en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

Igualmente, las instalaciones de almacenamientos que **hayan superado las pruebas de habilitación** para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución **participarán obligatoriamente en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF** de acuerdo con la oferta de restricciones que haya sido presentada.

Cabe destacar que las instalaciones de almacenamientos, conforme a lo recogido en el procedimiento de operación 3.1 por el que se establece el proceso de programación, aprobado mediante

Resolución de 17 de marzo de 2022 y publicado en el BOE con fecha 29 de marzo de 2022, tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía. En consecuencia, las instalaciones de almacenamientos participarán en el proceso de solución de restricciones técnicas, con cada una de sus unidades (entrega y toma de energía) mediante la **presentación de una oferta de restricciones técnicas a subir y a bajar**, de acuerdo con su recurso almacenado, de la siguiente forma:

- Con la unidad de programación de entrega de energía:
 - Incremento del programa de entrega de energía almacenada, como máximo hasta el valor incorporado en la oferta de restricciones técnicas presentada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, valorándose la energía programada al precio de la oferta presentada, siempre que se haya entregado de forma efectiva.
 - Anulación respecto al PDBF del programa de entrega de energía almacenada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, considerándose en caso de ser asignada dicha oferta, una anulación del programa previsto en el PDBF, y en tiempo real, valorándose la energía programada al precio de la oferta presentada.
- Con la unidad de programación de compra de energía:
 - Incremento del programa de compra de energía almacenada, como máximo hasta el valor incorporado en la oferta de restricciones técnicas presentada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, valorándose la energía programada a la suma del precio de la oferta presentada y del precio resultante de multiplicar por 0,7 el precio marginal horario del mercado diario correspondiente al periodo de programación de la energía.
 - Reducción o anulación respecto al PDBF del programa de compra de energía almacenada, en la fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, considerándose en caso de ser asignada dicha oferta, una anulación del programa previsto en el PDBF, y en tiempo real, valorándose la energía programada al precio de la oferta presentada, siempre que se haya realizado de forma efectiva.

Por tanto, los almacenamientos podrán participar en el proceso de solución de restricciones técnicas para garantizar la seguridad del sistema -fase I de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

Los **almacenamientos participarán así en el proceso de solución de restricciones técnicas de forma análoga a las actuales instalaciones hidráulicas de bombeo**, que igualmente disponen de unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía, y la energía ofertada depende de su recurso almacenado. Se propone además permitir el incremento del programa de compra de energía de instalaciones de almacenamiento para la solución de restricciones técnicas del PDBF. Esta propuesta se haría también extensiva a las instalaciones de consumo de bombeo, de tal forma que las instalaciones de consumo de bombeo y de almacenamiento participarían **de forma análoga al resto de tecnologías de generación y de demanda**.

Finalmente hay que señalar que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 16, apartado 3, de las *condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*, las instalaciones de almacenamiento **quedan exceptuadas del pago de los costes debidos a la solución de restricciones técnicas**.

5 Integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación

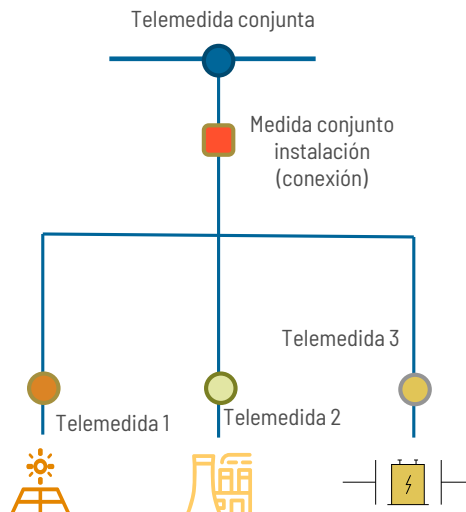
Las instalaciones híbridas se regulan en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en su artículo 33 “Acceso y conexión”, en su versión modificada tras la aprobación del Real Decreto-Ley 23/2020 de 23 de junio.

En un segundo desarrollo normativo se aprueba el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que establece en sus artículos 27 “Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y de conexión concedidos” y 28 “Hibridación de instalaciones de generación de electricidad sin permisos de acceso y de conexión concedidos” la regulación necesaria para posibilitar la hibridación de tecnologías siempre que, al menos una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

De forma complementaria, el Real Decreto 1183/2020 incluye en sus disposiciones adicionales primera, tercera y sexta consideraciones de relevancia para la hibridación de tecnologías a tener en cuenta en el modelo de hibridación en el sistema a desarrollar.

El Operador del Sistema para la realización de esta propuesta de integración de la hibridación en los mercados de producción ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Consideración de hibridación solo si al menos un módulo de generación (MG) es renovable o cuenta con almacenamiento (art. 33.12 Ley 24/2013 y 27/28 RD 1183/2020):
 - 1. *De conformidad con lo previsto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán presentar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones de generación de electricidad híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que, al menos una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. [...]*
- Limitación técnica a la capacidad de acceso (artículo 27.4 RD 1183/220):
 - 4. *Los módulos de generación de electricidad y las instalaciones de almacenamiento que integren la instalación de generación híbrida deberán disponer de un sistema de control coordinado que impida que se supere en algún momento la capacidad de acceso máxima que puede ser evacuada teniendo en cuenta lo establecido en la letra b) del apartado anterior.”*
- Puntos de medida (art. 27/28 RD 1183/2020):
 - 3. *Los módulos de generación de electricidad que forman parte de la instalación híbrida y se encuentren acogidos a la percepción de algún régimen retributivo específico o adicional, deberán disponer de los equipos de medida que permitan llevar a cabo la adecuada retribución de los mismos. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consideraciones que a los efectos retributivos se establecen en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*
- Gestión de la telemida (modificación del Art. 7 “Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” del Real Decreto 413/2014):
 - A efectos de lo previsto en este artículo, las instalaciones de producción híbridas deberán remitir la información intercambiada con el operador del sistema en tiempo real para la instalación en su conjunto y la desagregada para cada módulo de generación de electricidad perteneciente a dicha instalación, así como, en su caso, para las instalaciones de almacenamiento.*



5.1 Tipos de producción

La propuesta del OS para la integración de la hibridación en el mercado de producción modifica la composición de las actuales unidades de programación y unidades físicas de generación (agregadas por tecnología, conforme a lo establecido actualmente en las Condiciones relativas al balance) al objeto de que puedan convertirse en unidades híbridas, integradas por varios módulos de diferente tecnología. Asimismo, mantiene la diferenciación, con unidad de venta y de compra separada en caso de almacenamiento, de forma similar al modelo de las instalaciones de bombeo.

Es en el Procedimiento de Operación 3.1 en el que quedará definida la organización de estas nuevas unidades de programación, agrupadas bajo las siguientes categorías:

- Híbrida renovable
- Híbrida renovable + térmica no renovable
- Híbrida renovable + almacenamiento
- Híbrida térmica no renovable + almacenamiento
- Híbrida renovable + almacenamiento + térmica no renovable

5.2 Configuración de unidades de programación y unidades físicas

Ante las disposiciones regulatorias detalladas anteriormente, la propuesta de configuración de unidades de programación se apoya en los siguientes puntos:

- Se propone imperante mantener el tratamiento actual individualizado en unidades de programación con grupos térmicos mayores de 100 MW.
- Asimismo, el OS considera necesario el tratamiento individualizado de instalaciones renovables hibridadas con generación convencional y para las instalaciones de carácter renovable (híbridas o no) mayores o iguales a 100 MW en su potencia instalada o en su capacidad de acceso.

Ambos casos responden a la necesidad de controlar de forma separada estos grandes generadores de relevancia para la operación y seguridad del sistema.

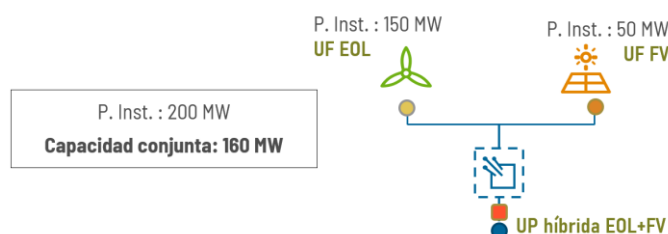
- En el caso de instalaciones de hibridación con almacenamiento se debe considerar de forma distinta aquel almacenamiento con capacidad de tomar energía de la red, de aquel que carezca de ella, ya que la compra de energía para la carga de la instalación de almacenamiento se deberá realizar desde una unidad de programación de compra específica.
- La propuesta también contempla aquellos casos en los que, por aplicación de normativa de rango superior (subastas REER, mecanismo de ajuste...) no es posible establecer este modelo

de hibridación, siendo necesario establecer unidades de programación (y, unidades de oferta) diferenciadas por módulo (CIL) debido a estas especificidades del régimen retributivo.

- Mientras que para los servicios de balance no tiene especial afectación que las unidades de programación sean híbridas o de una única tecnología, este aspecto sí tiene relevancia para la solución de restricciones técnicas, en lo relativo principalmente al tratamiento y la gestión de la capacidad de evacuación del nudo y al cálculo de la reserva, especialmente en casos de hibridación con instalaciones térmicas y con almacenamiento.

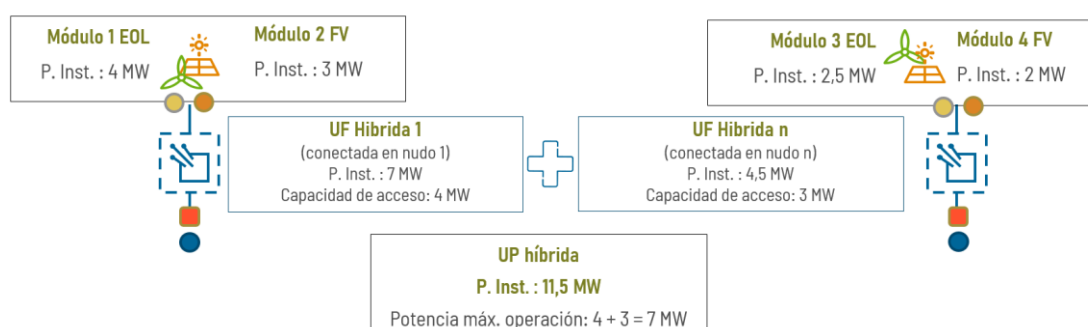
En función de estas premisas se presentan en este informe los siguientes ejemplos de configuración (los ejemplos no detallan todas las combinaciones posibles, representando posibles casos genéricos extrapolables a otras configuraciones):

Hibridación de módulos de generación e instalaciones de almacenamiento de potencia instalada conjunta mayor de 100 MW o capacidad de acceso mayor de 100 MW (sin presencia de generación térmica convencional)



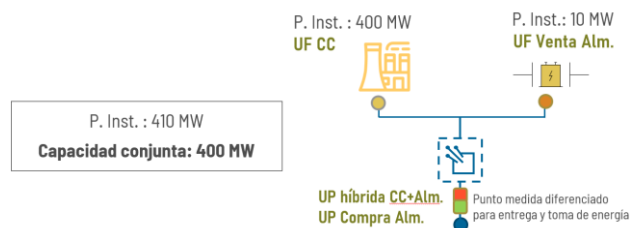
Se establecerá una unidad de programación única de carácter híbrido por capacidad de acceso compartida y una unidad física por módulo de generación o instalación de almacenamiento que compongan la hibridación.

Hibridación de módulos de generación e instalaciones de almacenamiento de potencia instalada conjunta menor de 100 MW o con capacidad de acceso menor de 100 MW



Se establecerá una unidad de programación única para el conjunto de las unidades físicas y una unidad física de carácter híbrido por el conjunto de módulos de generación o instalación de almacenamiento de cada capacidad de acceso compartida.

Hibridación de módulos de generación térmica convencional y módulos de carácter renovable o de almacenamiento con toma de energía de la red



Se establecerá una unidad de programación única de carácter híbrido por capacidad de acceso compartida y una unidad física por módulo de generación o instalación de almacenamiento que compongan la hibridación, así como una unidad de programación de compra para la compra de energía destinada a la carga de almacenamiento.

Consideraciones adicionales a este tipo de hibridación

Para este caso particular, el Operador del Sistema está evaluando la posibilidad de implementar una operativa similar a la actual operación con ciclos combinados multieje, desarrollando modos de funcionamiento para ciclos mono eje o multieje con las distintas de combinaciones de funcionamiento de generación térmica y renovable o almacenamiento.

Estos módulos, definidos por el desglose de las distintas unidades físicas, serían la unidad mínima de limitación, programación y verificación de prestación de los distintos servicios.

Se presenta un ejemplo para la combinación de un ciclo combinado mono eje híbrido con un módulo renovable fotovoltaico y una instalación de almacenamiento podría contar con la siguiente configuración de UF y modos:

- 3 unidades físicas correspondiente al ciclo combinado (con mínimo técnico), al módulo eólico y a la instalación de almacenamiento.
- 3 modos de funcionamiento:
 - Modo 1: UF ciclo combinado (mínimo técnico del ciclo combinado)
 - Modo 2: UF eólica y/o UF almacenamiento (mínimo técnico cero)
 - Modo 3: UF ciclo combinado más UF eólica y/o UF almacenamiento (mínimo técnico del ciclo combinado)

De esta forma, el arranque del grupo térmico, el establecimiento de limitaciones sobre mínimo técnico y las distintas consideraciones para el cálculo de la reserva aportada se realizarían sobre los modos 1 y 3 de la unidad de programación.

Esta opción, que no ha sido contemplada explícitamente en la propuesta de procedimiento de operación 3.1, se expondrá específicamente durante el seminario web a organizar correspondiente a esta consulta para valoración de los participantes en la consulta.

Tablas resumen de la propuesta

Sin almacenamiento

Módulo generación 1	Módulo generación 2...n	Tamaño MG 2...n	Consideración Híbrida en Operación	Organización nº UF / nº UP
Térmica convencional	Renovable	MG < 1 MW	NO	1 / 1
Térmica convencional	Renovable	MG > 1 MW	SÍ	2...n UF / 1 UP
Renovable	RCR	MG < 1 MW	NO	1 / 1
Renovable	RCR	1 MW < Potencia Activa < 100 MW	SÍ	2...n UF híbridas / 1 UP
Renovable	RCR	Potencia Activa > 100 MW	SÍ	2...n UF / 1 UP

Con almacenamiento

Módulo generación	Tipo y tamaño almacenamiento	Consideración Híbrida en Operación	Organización nº UF / nº UP
Cualquiera	Alm. < 1 MW y/o Conexión CC Sin capacidad de carga de la red	NO	1 / 1
Cualquiera	Alm. > 1 MW y Conexión CA Sin capacidad de carga de la red	SÍ	2...n UF / 1 UP
Cualquiera	Independiente del tamaño Con capacidad de carga de la red	SÍ	2...n UF / 2 UP (Venta y compra)

6 Principales cambios en los procedimientos de operación

6.1 P.O. 3.1

El procedimiento de operación 3.1 Proceso de programación tiene por objeto establecer el proceso de programación de la operación del sistema, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

- Los cambios que se proponen incorporar en esta propuesta son los siguientes:
- Se incluyen los nuevos tipos de producción necesarios asociados a las distintas combinaciones de hibridación.
- Se establece la comunicación necesaria de la reserva de potencia a subir y a bajar que pueden aportar las instalaciones de almacenamiento (híbridas o no).
- Se revisa el apartado 2 del Anexo II para contemplar instalaciones híbridas y tratamiento diferenciado para instalaciones mayores de 100 MW.
- En busca de la relación unívoca entre telemedida y unidad física, y teniendo en cuenta la particularidad de las UGH, se incluye un texto específico que contempla que las instalaciones que formen parte de una UGH y cuya potencia sea menor o igual a 1 MW podrán formar una unidad física con el resto de las instalaciones menores o iguales a 1 MW con la misma ubicación eléctrica (aunque tengan diferentes códigos RAIPEE).

Teniendo en cuenta que la modificación propuesta de algunos aspectos de este procedimiento de operación afecta a la configuración actual de unidades físicas y unidades de programación, en función de los plazos normativos de aprobación y de la entrada en vigor de estos procedimientos el Operador del Sistema podría proponer un periodo de adaptación a los mismos.

6.2 P.O. 3.2

El procedimiento de operación 3.2 “*Restricciones técnicas*” tiene por objeto establecer el proceso por el cual se identifican y se resuelven las restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular español.

Los cambios que se proponen incorporar en esta propuesta son los siguientes:

- Modificación de la oferta de restricciones técnicas conforme a la propuesta.
- Incorporación de los cambios necesarios para permitir la participación de la demanda, del almacenamiento y de las instalaciones de carácter híbrido en restricciones técnicas.
- Se adecuan las definiciones de capacidad máxima de potencia activa a efectos de la solución de restricciones técnicas para tener en cuenta la situación de instalaciones en accesos híbridos y la limitación de la capacidad de acceso, y la de instalaciones y grupos térmicos dando cabida a la casuística de la hibridación.

Asimismo, se adecua simplificando la definición de restricciones en caso base del apartado 6.1.3. b) 1.

- Se adecua la obligatoriedad de presentar ofertas de venta de energía para tener en consideración las UP híbridas
- Se especifica dentro del orden de prioridad de despacho por tipo de producción que las instalaciones híbridas contarán con la prioridad de la tecnología más desfavorable.
- Para el caso de grupos térmicos incorporados a instalaciones híbridas, el valor de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la capacidad máxima de potencia activa de la unidad de programación, restando los desgloses comunicados de las unidades físicas con las que el grupo térmico comparte unidad de programación híbrida (afecta al cálculo de reserva y al cálculo de coste para la programación de grupos por RSI).

- Se incluye de forma específica, y para el ámbito de este procedimiento de operación, la relación entre la aplicación de restricciones técnicas a unidades de producción mediante limitaciones de programa y el envío de consignas a la generación renovable, de cogeneración y residuos con obligación de adscripción a centros de control.

6.3 P.O. 3.7

Se ha realizado una revisión general del procedimiento de operación 3.7 *“Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema”* para su adaptación al texto aprobado de condiciones de servicios de no frecuencia y al conjunto de procedimientos de operación.

Los cambios que se proponen en esta propuesta son los siguientes:

- En primer lugar, se modifica el título del procedimiento en línea con la modificación de alcance propuesta y con los cambios recogidos en el mismo, quedando de la siguiente manera: *“Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía no resolubles mediante mecanismos de mercado”*.
- De conformidad con las condiciones de servicios de no frecuencia y con el proceso de adaptación de los procedimientos de operación a las mismas, se modifica el ámbito de aplicación de este procedimiento, limitando su alcance a aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, e instalaciones de generación asociada a autoconsumo, con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación y demanda, incluyendo instalaciones híbridas, que no formen parte de una unidad física con localización eléctrica específica.

La aplicación de solución de restricciones técnicas a las instalaciones de producción que formen parte de una unidad física con localización eléctrica específica queda exclusivamente definida bajo el marco del P.O. 3.2.

Además, se actualizan los sujetos de este apartado en línea con los últimos cambios recogidos en los procedimientos de operación.

- Se modifica el objeto y el cuerpo del procedimiento para alinearlos con los cambios propuestos en el ámbito de aplicación y para clarificar las medidas de operación y los criterios que se aplican en las situaciones descritas en el mismo, así como los motivos por los que puede ser de aplicación. Además, se eliminan textos redundantes e intercambios de información que ya no se precisan.
- Se reemplazan las referencias a los subgrupos del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el orden de prioridad por tipo de producción establecido en el procedimiento de operación para la solución de restricciones técnicas.
- En el apartado 3.2 se incluye, como motivo de reducción de la producción, la potencia de cortocircuito debido a incumplimientos de valores máximos para salvaguardar la seguridad de personas e instalaciones y de valores mínimos que pueda afectar a la calidad de onda y el correcto funcionamiento de las instalaciones y el sistema en su conjunto.

6.4 P.O. 3.8

El procedimiento de operación 3.8 *“Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema”* tiene por objeto establecer las pruebas para la participación de las instalaciones conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular Español en los procesos y servicios gestionados por el OS, así como los criterios de validación de la adscripción a un centro de control de generación y demanda a las instalaciones a las que aplique este requisito.

La propuesta de modificación del P.O. 3.8 tiene como objetivo incluir en el ámbito de aplicación del procedimiento a las instalaciones híbridas, de manera que puedan participar en los servicios y procesos gestionados por el OS en las mismas condiciones que el resto de las instalaciones hasta ahora contempladas. Se incluyen también cambios menores de redacción con los que se pretende

simplificar su lectura, flexibilizar algunos de los requisitos especificados o evitar referencias a normativas que puedan quedar obsoletas.

Todos los cambios se han realizado sobre la versión de P.O. 3.8 sometida a consulta pública por la CNMC entre el 07 de octubre de 2022 y el 08 de noviembre de 2022. El texto propuesto deberá adecuarse a la versión que finalmente apruebe la CNMC.

- Se amplía el alcance de los apartados 1. “Objeto”, 2. “Ámbito de aplicación” y 3. “Definiciones”, incluyendo a las hibridaciones.
- Se incluye la modificación del término de capacidad de acuerdo a la modificación realizada en el P.O. 3.2 consultado en esta misma propuesta.
- En el apartado 4. “Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos”, se especifica que las condiciones que determinan la obligatoriedad de la realización de las pruebas de control de producción se aplicarán sobre el conjunto de módulos RCR de las hibridaciones, independientemente del tipo de tecnologías del resto de módulos. Será el conjunto de módulos RCR el que deba realizar las pruebas en caso de cumplir alguna de las condiciones indicadas.

El cambio propuesto pretende evitar que la adscripción a un centro de control de generación y demanda sea solo una obligación para aquellas instalaciones RCR que no se hibriden con módulos de tecnología convencional.

En el apartado 5. “Pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria” y apartado 6.

- “Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR”:
 - Se proponen cambios en línea con la adaptación normativa (como la mención al PO 9, a la propuesta de implementación nacional del Art. 40.6 de la SO GL y al Artículo 9 de las Condiciones relativas al balance), para evitar que quede obsoleta.
 - Se simplifica la definición de potencia mínima en pruebas, indicando que el valor será el declarado previa realización de pruebas y que deberá ser coherente con el mínimo técnico de la instalación, en caso de existir.
 - Se simplifican las condiciones de realización de pruebas de manera individual y conjunta y se indica que las UF que formen parte de la misma hibridación deberán realizar las pruebas de manera conjunta, dado que la habilitación debe obtenerse para la instalación completa.
 - La hibridación de las instalaciones que han superado pruebas para participar en el servicio será considerada a la hora de determinar la necesidad de que repitan pruebas, bien por modificaciones sustanciales de los requisitos técnicos o de los equipos, que serán valoradas por el OS, o por ampliaciones de potencia habilitada.

Se incluye a las hibridaciones en el apartado 7. *Pruebas para la validación de mínimo técnico*, que deberán realizar estas pruebas en caso de disponer de un valor de mínimo técnico y requerir su modificación.

- En el apartado 8. *Funcionamiento de las instalaciones durante el período de pruebas preoperacionales*, se incluye a las instalaciones híbridas en el ámbito de aplicación, de manera que les apliquen los mismos requisitos que a las instalaciones de producción.

6.5 P.O. 3.11

El procedimiento de operación 3.11 “Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo” tiene por objeto determinar los criterios generales y especificaciones del sistema de reducción automática de potencia.

Los cambios que se proponen en esta propuesta son los siguientes:

- Se modifica el ámbito de aplicación para incluir a las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones de demanda que voluntariamente se habiliten en el sistema de reducción automática de potencia. En consecuencia y para evitar incoherencias, se suprime la definición de “*Instalación*” del apartado de definiciones.
- Se indica que la habilitación en el sistema se realiza a través del Centro de Control de generación y demanda de la instalación quién, en representación del titular o representante de la instalación, realiza la solicitud de alta/baja.
- Tras las consultas recibidas, se añade una aclaración sobre la prioridad de seguimiento de las señales de activación del sistema de reducción automática de potencia frente a otras consignas enviadas por el OS.
- Por último, debido a que para el buen funcionamiento del sistema es necesario que las instalaciones habilitadas cumplan en todo momento con las condiciones para participar en el mismo, se ha definido un nuevo incumplimiento por el que si una instalación incumple con las condiciones durante más del 5% del tiempo de un año móvil podrá ser dada de baja en el sistema por el OS.

6.6 P.O. 9.2

El procedimiento de operación 9.2 “*Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema*” tiene por objeto definir la información en tiempo real que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, así como definir los criterios y los requisitos técnicos para llevar a cabo este intercambio.

Se propone adaptar el P.O. 9.2 para reflejar la información en tiempo real necesaria para la participación de las instalaciones de demanda y las instalaciones de almacenamiento en el sistema de reducción automática de potencia, conforme a la propuesta realizada de P.O. 3.11. Así como adecuar el procedimiento a la redacción aprobada de las Condiciones de Servicios de no Frecuencia.

Todos los cambios se han realizado sobre la versión de P.O. 9.2 aún no aprobada, sometida a consulta pública por la CNMC entre el 07 de octubre de 2022 y el 08 de noviembre de 2022. El texto propuesto deberá adecuarse adicionalmente a la versión finalmente aprobada por la CNMC.

- En el apartado 3 “*Ámbito de aplicación*” se incluye el envío de telemidas en tiempo real por las instalaciones de demanda y las instalaciones de almacenamiento que participan en el sistema de reducción automática de potencia. Además, en línea con la redacción final de las Condiciones de Servicios de no Frecuencia, se suprime la excepción de envío de telemida a las instalaciones que solo participen en el proceso de solución de restricciones técnicas. En consecuencia, se modifica el subapartado 7.1 “*Información en tiempo real facilitada al OS*”.
- Se modifica el apartado 3 del Anexo I conforme a las modificaciones anteriores y, adicionalmente, se incluye la información a remitir por una instalación de demanda habilitada en el sistema de reducción automática de potencia. Se modifica el apartado 4 del Anexo II para incluir estos mismos cambios.

6.7 P.O. 9.3

El nuevo procedimiento de operación 9.3 “*Intercambio de información estructural con el operador del sistema*” tiene por objeto definir la información estructural que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, así como definir los criterios y los requisitos técnicos para llevar a cabo este intercambio.

Este procedimiento de operación se ha realizado sobre la base del vigente P.O. 9, teniendo en cuenta la anterior propuesta de modificación de P.O. 9.3 aún no aprobada, sometida a consulta pública entre el 14 de diciembre de 2020 hasta el 11 de enero 2021 y remitida al MITERD en febrero de 2021, así como los comentarios recibidos en dicha consulta.

En esta nueva versión del P.O. 9.3 se completa la incorporación del intercambio de información derivado de los Reglamentos Europeos de Conexión y sus desarrollos nacionales en el RD 647/2020 y Orden TED 749/2020, además de dar cabida al concepto de hibridación y almacenamiento a nivel peninsular español.

Los cambios que se proponen en esta propuesta son los siguientes:

- Se modifica el ámbito de aplicación, incluyendo las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones no pertenecientes a ninguna de las categorías incluidas en dicho apartado que soliciten su habilitación en aquellos servicios, sistemas o mecanismos que requieran de la información estructural para su participación en los mismos.
- Se recogen los datos relativos a instalaciones de generación conectadas a la red de distribución y a instalaciones de demanda, que habían sido trasladados a la propuesta de Orden que desarrolla el artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, pendiente de aprobación.
- Se modifican en el Anexo I los subapartados referidos a equipamientos de almacenamiento e instalaciones híbridas.
- Se añaden en el Anexo I datos relativos a compensadores síncronos.
- Se incluye en el Anexo I un nuevo subapartado que recoge los datos relativos a instalaciones de demanda conectadas a red de distribución.

6.8 P.O. 14.1

Se introducen en el procedimiento de operación 14.1 “Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema” las referencias correspondientes a almacenamiento e hibridación.

Se establece que el responsable del balance (BRP) de todas las unidades de programación de la hibridación debe ser el mismo, al tratarse de una misma conexión.

6.9 P.O. 14.4

El procedimiento de operación 14.4 “*Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*” tiene por objeto determinar los derechos de cobro y obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación.

Los cambios que se proponen incorporar en esta propuesta son los siguientes:

- Modificación de los derechos de cobro de la energía a subir por restricciones técnicas de acuerdo con la modificación de la oferta de restricciones. Se modifica la formulación de los derechos de cobro de grupos térmicos adaptándola a que existe única oferta. Asimismo, se adapta la formulación del incumplimiento separando el incumplimiento de energía del incumplimiento de los arranques de grupos térmicos.

Se propone un reparto del coste de los arranques uniformemente entre las horas sin que depende de la energía de restricciones programadas en cada hora. Con la aplicación de la oferta compleja, para cada hora el precio que resulta es el mismo por lo que el coste se distribuye entre las horas del día según el valor de la energía. El derecho de cobro total es el mismo para el titular de la instalación de generación, pero el coste del arranque que se repercute a la demanda en cada hora se distribuye mejor entre todas las horas. Asimismo, en caso de retraso en el arranque o disparo fortuito del grupo, el valor del incumplimiento no depende de la energía programada en la hora.
- Incorporación de los cambios necesarios para incluir los derechos de cobro y obligaciones de pago de la participación de la demanda, consumo de bombeo y el almacenamiento en restricciones del PDBF, así como, la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas en tiempo real.
- Se incluye la obligación del pago por incumplimiento de la energía programada a bajar por restricciones al PBF y en tiempo real. El incumplimiento de los redespachos de energía a bajar no

tenía liquidación asociada, contemplando la normativa informe al regulador en caso de incumplimientos reiterados de las reducciones de energía.

- El reparto del coste de las restricciones se realizará sobre la demanda que no ha participado en la resolución de las mismas .
- Modificación del precio de referencia en el cálculo del coste de restricciones técnicas en tiempo real. La referencia del precio de la energía que previsiblemente equilibra la energía programada de restricciones en tiempo real ha sido hasta ahora el precio marginal del mercado diario. Una vez el precio marginal del diario no es en ningún caso el valor del precio del desvío a subir o a bajar, se propone que sea el precio del desvío según haya actuado la energía de restricciones; siendo en ambos casos, el precio del desvío contrario, tanto si las restricciones técnicas en tiempo real van a favor como en contra de las necesidades del sistema.
- Se corrige la definición del parámetro $EMMA_{brp,mes}$ en el Anexo II (bis) “*Medida en barras de central de las unidades de programación*” en coherencia con la definición de este parámetro en el procedimiento de operación 14.3 «*Garantías de pago*», donde se establece el uso de las medidas disponibles en el mes en curso para su cálculo. Este cambio no se incluye en el anexo II porque este anexo quedará sin vigencia en enero 2023.

6.10 P.O. 14.8

Se introducen en el procedimiento de operación 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

Se incluyen las referencias necesarias a la hibridación. En particular, se incluye que en el caso de que la nueva instalación sea parte de una instalación hibridada en la que la otra parte ya está de alta, la nueva instalación se asignará al sujeto de liquidación de la parte ya activa.

Se incluyen las referencias a almacenamiento dado que este procedimiento no formó parte del paquete normativo de adaptación a las condiciones de balance

Se corrige la errata del punto 6.4, proveniente de la versión anterior, y que alteraba de forma sustancial el sentido del párrafo.

