

red eléctrica

Una empresa de Redeia

Asignación de capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España

Guía descriptiva

Diciembre 2024

Control de modificaciones

Versión	Fecha	Modificaciones
1.0	9/12/2024	Versión inicial del documento



Índice

Control de modificaciones	2
1 Exención de responsabilidades	1
2 Objeto.....	1
3 Alcance y ámbito de aplicación.....	1
4 Normativa Aplicable.....	1
5 Mecanismos de asignación de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia - España	2
6 Cálculo de la capacidad de intercambio.....	3
7 Participación en las subastas explícitas de PTRs + UIOSI	4
8 Usos de los PTRs + UIOSI	5
8.1 Uso del principio “UIOSI”	5
8.2 Uso físico del PTR	5
9 Proceso de Nominación del PTR (lado español):.....	6
9.1 Alta de Unidades de Programación.....	6
9.2 Comunicación de las Nominaciones al OS	8
9.3 Participación en el mercado de energía.....	8
10 Reducción y compensación de PTRs	8
11 Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales	9
12 Subastas de Respaldo.....	9
13 Publicación de Información.....	10
14 Glosario y anexos.....	10



1 Exención de responsabilidades

El Operador del Sistema publica este documento con el propósito de facilitar la comprensión del proceso que describe. Este documento no tiene ningún valor normativo. Procuramos que la información esté actualizada y sea exacta, si bien el Operador del Sistema declina toda responsabilidad en cuanto a la información contenida en este documento. Dicha información es de carácter general y no alude a circunstancias específicas de clientes concretos y no constituye opiniones profesionales o jurídicas.

El Operador del Sistema declina toda responsabilidad por pérdidas sufridas como consecuencia de decisiones, acciones u omisiones basadas en la información publicada en este documento. En particular, el Operador del Sistema declina toda responsabilidad por pérdidas económicas o perjuicios indirectos, incluidos, sin restricciones, cualquier pérdida comercial o lucro cesante resultantes directa o indirectamente de, o relacionados con, la publicación de este documento por el Operador del Sistema, y el uso que pudiera hacerse de este documento.

Ha de tenerse en cuenta que no se garantiza que la información difundida en esta guía reproduzca de manera exacta textos oficiales. Únicamente se consideran auténticos los textos de la normativa según se publicaron en el Boletín Oficial del Estado.

La última edición actualizada de esta guía está disponible en el área de clientes de la web corporativa www.ree.es.

2 Objeto

Red Eléctrica publica esta guía con el propósito de facilitar la comprensión del proceso de asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España a través de los distintos horizontes de negociación de la energía del Mercado Interior de la Electricidad tal y como prevé la Circular 3/2019, 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

3 Alcance y ámbito de aplicación

Este documento va dirigido, tanto a aquellos participantes del mercado activos o con interés de participar activamente en los procesos de asignación de derechos de capacidad de intercambio en la interconexión entre Francia y España, como a aquéllos que deseen conocer el proceso de gestión de la interconexión en el conjunto de horizontes de programación de la energía.

4 Normativa Aplicable

En ámbito nacional, la normativa española que establece los procesos descritos en esta guía se corresponde con la **Circular 3/2019**, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-17287>) y los procedimientos de operación relevantes ([Procedimientos de operación](#)), principalmente P.O. 3.1 y P.O. 4.0.

En ámbito europeo, la normativa aplicable a los diferentes horizontes de programación es la siguiente:

- Horizonte de largo plazo: **Reglamento (UE) 2016/1719**, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a largo plazo (**GL FCA** por sus siglas en inglés) así como las metodologías que se derivan de este Reglamento. En particular, cabe destacar las **Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el Largo Plazo** (“**Harmonised allocation rules for long-term transmission rights**” o “**HAR Rules**”) y, ya en ámbito regional, las metodologías de cálculo y reparto de capacidad de intercambio en los distintos horizontes.



- Horizonte diario e intradiario: **Reglamento (UE) 2015/1222**, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (**GL CACM** por sus siglas en inglés) así como las metodologías que se derivan del mismo.
- Horizonte de balance: **Reglamento (UE) 2017/2195**, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (**GL EB** por sus siglas en inglés) así como las metodologías que se derivan del mismo.

En el siguiente enlace pueden consultarse las metodologías derivadas de cada uno de estos reglamentos: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](http://www.ree.es)

5 Mecanismos de asignación de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia - España

La asignación de capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España se gestiona en los siguientes horizontes, a través de distintos mecanismos:

- a) Subastas explícitas de derechos físicos de capacidad de intercambio en horizontes anual y mensual

Red Eléctrica y RTE ofrecen derechos físicos de capacidad de intercambio con opción de reventa automática en el acoplamiento de mercados diarios (PTRs + UIOSI¹) a través de subastas explícitas de capacidad de intercambio realizadas por la plataforma Europea de Asignación Única² (SAP por sus siglas en inglés).

Los siguientes capítulos de esta guía ofrecen información acerca de los requisitos para poder participar en estas subastas y los distintos usos que se pueden hacer de los PTRs asignados en las mismas.

- b) Asignación implícita de capacidad de intercambio a partir del horizonte diario:

- i. Horizonte Diario - Acoplamiento único de Mercados Diarios³:

La plataforma SDAC organiza diariamente la casación para el día siguiente de las ofertas de compra y venta de energía facilitadas por los operadores de mercado europeos (previo envío por parte de los participantes de mercado de estas ofertas al/los operador/es de mercado activo/s en su zona de oferta) y determina precios, volúmenes de energía casada e intercambios asociados entre sistemas teniendo en cuenta la capacidad de intercambio disponible comunicada por los operadores de sistema. La capacidad comunicada a los operadores del mercado tiene en cuenta la capacidad de largo plazo que haya sido previamente nominada (es decir, los PTRs en los cuales se haya ejercido el derecho de uso).

- ii. Horizonte Intradiario - Acoplamiento único de Mercados Intradiarios⁴:

La plataforma SIDC se conforma de las subastas intradiarias europeas (IDAs, de principio de funcionamiento equivalente a SDAC) y el mercado intradiario continuo europeo.

Desde su apertura a las 15h de D-1 hasta una hora antes de la entrega de energía esta plataforma permite a los participantes de mercado ajustar sus posiciones antes del horizonte

¹ Physical Transmission Rights con "Use It Or Sell It"

² Single Allocation Platform, SAP (por sus siglas en inglés): www.jao.eu

³ Single Day Ahead Coupling, SDAC por sus siglas en inglés

⁴ Single Intraday Coupling, SIDC por sus siglas en inglés

de balance estableciendo casaciones entre las ofertas de compra y venta de energía facilitadas por los operadores de mercado que respeten la capacidad de intercambio comunicada por los operadores de sistema.

iii. Horizonte de Balance - Plataformas de Balance:

Las plataformas de balance permiten el intercambio de productos de balance entre operadores de sistema.

Su principio de funcionamiento consiste en la puesta en común por todos los operadores de sistema de las ofertas de balance recibidas para mercado de balance, las necesidades de balance de cada sistema y la capacidad de intercambio disponible en cada interconexión determinando en cada momento las activaciones óptimas de energía de balance en respeto de la capacidad de intercambio disponible.

Actualmente el Sistema Eléctrico Español está integrado en las plataformas europeas de balance TERRE de intercambio de producto estándar de balance RR (Replacement Reserves) y MARI de intercambio de producto estándar de balance mFRR (manual Frequency Restoration Reserves). Próximamente se conectará a la plataforma de balance PICASSO de intercambio de producto estándar de balance aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves). Puede consultar el plan de conexión actualizado en la sección “Hojas de Ruta para la adhesión a las plataformas MARI y PICASSO” del siguiente enlace: <https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados>

Los mecanismos implícitos resumidos anteriormente no precisan ni prevén ninguna actuación específica de los participantes del mercado para asignar capacidad de intercambio en la interconexión FR-ES salvo en el caso de que se produjera un desacoplamiento de mercados diarios con afectación a la interconexión Francia-España. Por este motivo, en relación con estos mecanismos esta guía únicamente proporciona información adicional sobre cómo participar en las Subastas de Respaldo de aplicación en caso de desacoplamiento de mercados diarios con afectación a la interconexión FR-ES (véase capítulo 12)

6 Cálculo de la capacidad de intercambio

El proceso de cálculo de capacidad de intercambio de las interconexiones Francia-España y Portugal-España se lleva a cabo de manera coordinada por los Operadores del Sistema de la región formada por España, Portugal y Francia.

Los Operadores de los Sistemas son los responsables del cálculo de la Capacidad de Intercambio o NTC (Net Transfer Capacity) y de la determinación de la capacidad de intercambio disponible o ATC (Available Transfer Capacity). La capacidad de intercambio disponible debe ser comunicada para cada proceso de mercado teniendo en cuenta la mejor previsión de Capacidad de Intercambio y así como la capacidad ya utilizada en mecanismos de mercado anteriores.

a) En el horizonte de largo plazo:

Para el cálculo del NTC en la interconexión España-Francia en el largo plazo, Red Eléctrica aplica en coordinación con su homólogo francés (RTE) los criterios de cálculo de capacidad establecidos en el Procedimiento de Operación 4.0.

Una vez calculada la Capacidad de Intercambio, Red Eléctrica y RTE acuerdan de manera coordinada con anterioridad a cada subasta explícita de largo plazo el volumen de capacidad a ofrecer en dicha subasta en aplicación de la Metodología regional de reparto de la capacidad de largo plazo en la región SWE derivada del artículo 16 de la GL FCA.



b) En horizonte diario:

Para el cálculo del NTC de la interconexión España-Francia en los horizontes diario e intradiario resulta de aplicación la metodología regional derivada de la aplicación del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222.

De acuerdo con la metodología regional derivada de la aplicación del Artículo 21 de la GL CACM, en horizonte D-2, siendo D, el día de programación, se realiza el cálculo de capacidad que, considerando las contingencias de estudio y criterios de seguridad correspondientes, determina el valor de capacidad de intercambio disponible. Tras la consideración correspondiente de los derechos de capacidad nominados procedentes del largo plazo por los participantes en el D-1, el Operador del Sistema calcula el ATC que se facilitará al operador de mercado para la casación del mercado diario.

c) En horizonte intradiario:

Posteriormente, y con la información más actualizada disponible, en horizonte intradiario, se lleva a cabo la ejecución coordinada de un nuevo cálculo de capacidad de intercambio. Este nuevo valor de capacidad de intercambio es ofrecido en primer lugar en la subasta intradiaria europea "IDA" de las 22h del D-1.

Con independencia de las ventanas de cálculo descritas anteriormente, en virtud tanto de las directrices CACM y EB como del Procedimiento de Operación 4.0, Red Eléctrica y RTE realizamos en todo momento recálculos de capacidad de intercambio coordinados conforme disponemos de nuevas informaciones que puedan requerir actualizaciones de dicha capacidad.

Los resultados de estos cálculos podrán variar entre un horizonte y otro por varios motivos: cambios en las condiciones de la red, previsiones de demanda, de producción renovable no gestionable, indisponibilidades de red e indisponibilidades de generación en el sistema peninsular español.

Se puede acceder a las metodologías referidas en la sección Mercados del siguiente enlace: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](https://www.ree.es)

7 Participación en las subastas explícitas de PTRs + UIOSI

Para acceder a subastas explícitas de asignación de derechos de transmisión a largo plazo (horizonte anual y mensual) se debe contactar con la Plataforma Europea de Asignación Única (JAO <https://www.jao.eu/>), "Single Allocation Platform (SAP)" en inglés. Se realiza una subasta por sentido de utilización de la interconexión. Para participar en las subastas explícitas en IFE gestionadas en JAO haciendo un uso financiero de los derechos de capacidad no es necesario ser participante en el mercado español. Únicamente es preciso ser un participante en el mercado en el sistema eléctrico peninsular español en caso de que se vaya a hacer uso físico de la capacidad a través de la correspondiente nominación a los operadores del sistema.

Los participantes que resulten adjudicatarios de derechos de capacidad (MW) en cada una de las subastas, disponen del derecho para poder hacer uso físico de la capacidad de intercambio, es decir, se reservan el derecho a intercambiar energía a través de la interconexión hasta el volumen adquirido de derechos. La participación y adjudicación en una subasta anual no excluye de la participación y adjudicación en las subastas mensuales posteriores, pudiéndose también revender en subastas mensuales derechos adquiridos en la subasta anual. Los participantes que resulten adjudicatarios adquieren una obligación de pago con JAO igual a la capacidad asignada en cada subasta por el precio marginal resultante de dicha subasta (el montante total se conoce como Renta de Congestión).

Se puede acceder a las metodologías referidas en la sección Mercados del siguiente enlace: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](https://www.ree.es)



8 Usos de los PTRs + UIOSI

8.1 Uso del principio “UIOSI”

En caso de que el participante no nomine sus PTRs recibirá una remuneración igual al producto entre la capacidad no nominada y la diferencia de precios entre España y Francia en el mercado diario en el sentido del PTR siempre y cuando esta diferencia sea positiva de conformidad con el Artículo 48 de las Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad. Este mecanismo es conocido como UIOSI: Use It Or Sell It.

Para el uso exclusivamente financiero de los PTRs, los titulares de PTRs no necesitan ser participantes de mercado en el mercado español y ni ser propietarios de Unidades de Programación asociadas a la frontera FR-ES.

Más información en las “Harmonised allocation rules for long-term transmission rights” o “HAR Rules” (Title 7).

8.2 Uso físico del PTR

En caso de que el participante desee realizar un uso físico del PTR, éste debe nominar dicho uso a Red Eléctrica y a RTE antes de las 08:30h del día D-1 antes de las 08:30h del día D-1 (siendo “D” el día de entrega de energía).

En el caso de la nominación ante Red Eléctrica, el participante debe disponer de contratos bilaterales dados de alta (cerrados en un mercado no organizado) y declararlos a Red Eléctrica antes de la hora límite anterior como se describe en el siguiente apartado.

Previamente, la “Single Allocation Platform” enviará el “Rights Document” (autorización para la programación de los PTRs) diariamente y no más tarde de las 13:00 horas del día D-2, donde podrían haberse establecidos reducciones de los derechos de capacidad previamente asignados en subasta a cada uno de los participantes. Es importante destacar que la nominación de los PTRs debe realizarse tanto ante Red Eléctrica (RE, el Operador del sistema eléctrico español) como ante RTE (Operador del sistema eléctrico francés) y no puede superar el valor comunicado en el “Rights Document”. Si por error, se comunicara valores diferentes de uso de PTRs a Red Eléctrica y RTE, ambos operadores acordarían tomar como valor final de PTRs nominados el mínimo entre ambos valores.

Para nominar los PTRs a Red Eléctrica, los titulares de PTRs y/o sus contrapartes y las partes elegibles que actúen en su nombre deben ser participantes de mercado en el mercado español y también deben ser propietarios de Unidades de Programación asociadas a la frontera FR-ES, así como disponer de un contrato bilateral entre la Unidad de Programación en frontera y una unidad genérica.

Para nominar los PTRs a RTE, los titulares de PTRs deben ser titulares de un “Balance Responsibility Contract” con RTE y ser firmantes de las reglas francesas de importación/exportación en su última versión aplicable.

Más información sobre el proceso de nominación en las Reglas de nominación de los derechos de capacidad físicos para la interconexión Francia-España (Enlace: <https://api.esios.ree.es/documents/415/download?locale=es>) y el P.O. 3.1 Proceso de programación (<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>).

El programa nominado es firme, es decir, no se puede deshacer, independientemente del saldo neto programado en la interconexión.



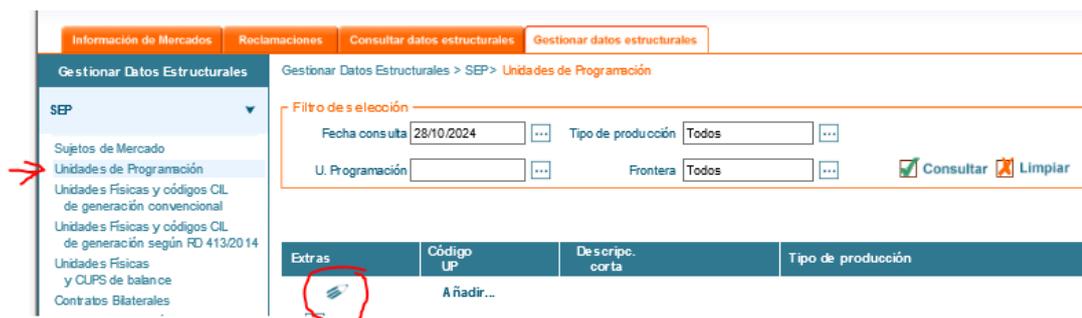
9 Proceso de Nominación del PTR (lado español):

9.1 Alta de Unidades de Programación

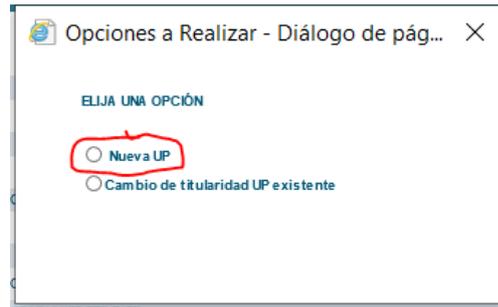
El proceso de nominación se describe en las **Normas de Nominación de Derechos de Transmisión Física para la zona de oferta fronteriza Francia - España** en aplicación del artículo 36 de GL FCA⁵ y el Procedimiento Operativo P.O. 3.1 Proceso de programación (<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>).

Estos son los pasos que se deben seguir para solicitar las unidades de programación de interconexión:

1. Registrarse en el Portal de Servicios a Clientes (PASOS) como participante del Mercado, siguiendo las indicaciones de la guía del Portal, disponible únicamente en idioma español en <https://www.portalclientes.ree.es/#/home> y solicitar la activación en el servicio de "Mercado eléctrico y despachos técnicos no peninsulares", dentro del módulo de Clientes y Usuarios. Este paso no es necesario en caso de que el cliente solicitante ya sea participante en el mercado, es decir, que ya esté activo en dicho servicio.
2. Una vez completada la activación hay que solicitar a través del Portal de Servicios a Clientes los tres códigos EIC tipo W para las unidades de programación de importación (VP3), exportación (CP3) y genérica.
3. Una vez solicitados y aprobados los códigos EIC tipo W hay que entrar en la web de participantes de eSIOS (<https://participa.esios.ree.es/sujetos/>) y solicitar las unidades de programación a través del sistema de Gestión de Datos Estructurales:



⁵ Se puede acceder a las metodologías referidas en la sección Mercados del siguiente enlace: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](#)



Alta de Unidades de Programación: Conseguir la condición de Participante del Mercado para importar y exportar electricidad a través de la interconexión España - Francia requiere dar de alta las unidades de programación (UP) mediante las cuales se pueda exportar e importar energía a través de esta interconexión. Para ello se requieren tres UP que se solicitan a través del formulario de GDE, siguiendo las siguientes indicaciones:

- Unidad de programación de exportación que disponga de PTRs con el formato [CÓDIGO DE PARTICIPANTE DEL MERCADO]CP3. Tipo: Comercializador Internacional, Frontera: Francia
- Unidad de programación de importación que disponga de PTRs con el formato [CÓDIGO DE PARTICIPANTE DE MERCADO]VP3. Tipo: Comercializador Internacional, Frontera: Francia
- Unidad de Programación Genérica, para nominar capacidad, con formato G[CÓDIGO DE PARTICIPANTE DE MERCADO]1

Gestionar Datos Estructurales > SEP > Unidades de Programación

Alta de Unidad de Programación (UP)

(Paso 1 de 3)

Unidad de Programación

Fecha propuesta

Código EIC

Código UP

Descripción corta

Compra - Venta - NA

Tipo de producción

Requiere UF

Display-Name

Descripción larga

Tipo de actividad

Frontera

Tipo de adquisición

Datos adicionales

En pruebas

Gestionable

Tipo Bombeo

Potencia (MW)

Energía para garantías (MWh)

% con beneficio

Alta eficiencia

Multije

UP Bombeo asociada

Receptora consigna tensión

% reducción de IIME

% exención impuesto eléctrico

Participantes		
Código SM Titular	Tipo Titular	Borrar
REE	TITULAR	

Registros 1 a 1 de 1

- Finalmente, hay que registrarse en el Ministerio como actividad de "intercambios internacionales".
- Será necesario ampliar las garantías ante MEFF de acuerdo con la potencia declarada de sus unidades de producción, genéricas o importación. Para más información puede consultar el Procedimiento Operativo (P.O.) 14.3 Garantías de pago, artículo 9 (<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>).

Es fundamental diferenciar el uso de una unidad de producción (asociada a un activo real de generación), una unidad genérica de programación (GXXXX1) y las unidades de programación de compraventa de energía en frontera (XXXCP3; XXXVP3). En el Mercado Diario sólo pueden participar las unidades de producción/consumo y las unidades genéricas (GXXXX1), no así las unidades fronterizas (XXXCP3; XXXVP3).

Para más detalle sobre cómo funcionan las nominaciones, el Anexo I contiene distintos ejemplos de operación ilustrativos.

9.2 Comunicación de las Nominaciones al OS

En caso de haber adquirido derechos de capacidad en uno de los sentidos de la interconexión, ya sea a través de la subasta anual o mensual (o a través de las Subastas de Respaldo, cuando corresponda), el participante del mercado podrá nominar un contrato bilateral entre su unidad genérica (GXXXX1) y la unidad fronteriza (XXXCP3; XXXVP3), en función del sentido de los derechos asignados, con el objeto de transferir a través de la interconexión la energía asignada a la unidad genérica en el mercado diario.

Los participantes disponen de las siguientes vías para formalizar la nominación de uso de los derechos de capacidad asignados:

a) Mediante mensaje

Las indicaciones sobre el mensaje que deben utilizar los participantes del mercado (PM) para comunicar al OS la ejecución de contratos bilaterales internacionales con entrega física quedan definidas en el documento Intercambio de información con el Operador del Sistema. VOLUMEN 1. Mercados de Producción. Parte 10. Información a recibir por el OS de los PM.

b) Mediante formulario web

Se dispone de la funcionalidad de notificar el uso de derechos físicos de capacidad a través de la web de participantes (<https://participa.esios.ree.es/esiosqhws/home>) > Envío por formulario > Nominaciones y desgloses > Nominaciones diario. Podrán introducir la información solicitada manualmente por pantalla (formulario) o bien, a través de la funcionalidad de descargar/importar Plantilla en formato Excel que se señala en la parte derecha superior de la pantalla.

Antes de las 9:00 horas D-1 Red Eléctrica facilitará a los participantes del mercado el fichero de “capacidad-nominada” para confirmar las nominaciones recibidas tanto por RTE como por Red Eléctrica. Las nominaciones en RTE y Red Eléctrica deben ser iguales, de lo contrario ambos TSO considerarán el valor mínimo.

9.3 Participación en el mercado de energía

Una vez confirmada la nominación por Red Eléctrica, la unidad de programación genérica GXXXX1 deberá integrar la energía en el Mercado Español vendiendo/comprando la misma cantidad de energía que el contrato bilateral internacional con el fin de fijar su posición final, en el PDBF (Programa diario base de funcionamiento), en cero, tal y como se indica en el P.O.3.1.

Para garantizar esto, las siguientes transacciones están previstas reglamentariamente y descritas en P.O.3.1:

- Ejecución de contratos bilaterales nacionales activos
- Participación ordinaria en el Mercado Diario

De lo contrario, según se indica en el P.O.14.4 Red Eléctrica está obligada a notificar a la Autoridad Nacional de Regulación sobre los agentes del mercado cuyas unidades genéricas tengan una posición final distinta de cero para cualquiera de los plazos de entrega posteriores a la publicación del programa PDBF.

En definitiva, los participantes del mercado deberán notificar a Red Eléctrica cualquier operación relacionada con:

- La nominación de Derechos de Transmisión Física para la frontera ES-FR (Artículo 6 del P.O.3.1)
- La nominación de contratos bilaterales físicos (según Anexo III del P.O. 3.1),

10 Reducción y compensación de PTRs

En caso de que la capacidad disponible en la interconexión (calculada en D-2) fuera inferior a la capacidad previamente asignada mediante las subastas explícitas, la “Single Allocation Platform” podría comunicar un “Rights Document” (autorización para la programación de los PTRs comunicada no más tarde de las 13:00 horas del día D-2) a todos los participantes adjudicatarios de PTRs con un valor reducido respecto a los PTRs asignados mediante subastas de largo plazo. El valor de la autorización debe ser tenido en cuenta tanto para



el uso físico (máximo valor de capacidad nominable) como el uso financiero (valor remunerado mediante el mecanismo UIOSI).

Los PTRs reducidos son compensados económicamente atendiendo a la causa de la reducción de capacidad disponible:

- En caso de fuerza mayor los PTRs reducidos serán compensados en base al precio marginal de la subasta en la que fueron adjudicados.
- En caso de seguridad de la red los PTRs reducidos serán compensados en base al spread positivo entre las dos zonas de precio a ambos lados de la interconexión.

Esta cantidad puede estar limitada en el caso de la interconexión Francia -España a un “CAP” según se indica en Title 9 de las Reglas HAR y el anexo específico de la región South West Europe (SWE).

Se puede acceder a las metodologías referidas en la sección Mercados del siguiente enlace: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](https://www.ree.es/codigos-de-red-europeos)

11 Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales

Salvo en situaciones de fuerza mayor, según se definen estas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222, el Operador del Sistema garantizará, en coordinación con el TSO vecino correspondiente, la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía que hayan adquirido la consideración de firmes.

En caso de que existiese una reducción de la capacidad de intercambio (NTC) con afectación a programas de intercambio de energía que tengan la consideración de firmes, el Operador del Sistema garantizará de forma coordinada con el operador del correspondiente sistema eléctrico vecino, salvo en caso de fuerza mayor, la firmeza de dichos programas de intercambio, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

La firmeza de los programas de intercambio internacionales de energía será garantizada mediante acciones coordinadas de balance o “Countertrading”: esto es un programa en contradirección al saldo transfronterizo inicialmente programado de tal manera que el valor del saldo final programado sea igual o menor que el nuevo valor de la capacidad de intercambio (NTC).

12 Subastas de Respaldo

La ejecución de Subastas de Respaldo dentro de la región SWE es el procedimiento alternativo previsto para la frontera ES-FR en caso de que el proceso de acoplamiento del mercado diario único no produzca resultados de conformidad con los artículos 44 y 50 del Reglamento (UE) 2015/1222 (CACM). El proceso y las reglas se describen en los Procedimientos alternativos de SWE, en aplicación del artículo 44 del CACM⁶.

A diferencia de la participación en las subastas anuales y mensuales, la participación en la Subasta de Respaldo sí requiere el registro en el mercado español para poder nominar el uso de los PTRs adquiridos en la Subasta de Respaldo.

En el Procedimiento Operativo (P.O.) 3.1 Proceso de programación (<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>) se describen más detalles sobre el posterior proceso de nominación hacia Red Eléctrica.

Una vez recibida la declaración del riesgo de desacoplamiento por la plataforma SDAC es importante revisar y, actualizar cuando sea necesario, las ofertas enviadas por defecto a JAO o enviar nuevas ofertas en caso de que se quiera participar en las Subastas de Respaldo. Posteriormente se declara el desacoplamiento del mercado, se lleva a cabo la Subasta de Respaldo y el operador de mercado reabre el Mercado Diario para que los participantes modifiquen sus ofertas.

⁶ Se puede acceder a las metodologías referidas en la sección Mercados del siguiente enlace: [Códigos de red europeos \(ree.es\)](https://www.ree.es/codigos-de-red-europeos)

Una vez que se alcance la hora de cierre para la presentación de ofertas para el Mercado Diario, el Operador del Mercado publicará los resultados. Para aquellos que deseen realizar uso de la capacidad adquirida en la subasta de respaldo, la nominación deberá hacerse a Red Eléctrica como máximo 20 minutos después de la publicación de los resultados definitivos del Operador del Mercado. Es importante resaltar que la nominación de derechos debe comunicarse tanto a Red Eléctrica como a RTE.

La solicitud para la constitución de las correspondientes unidades y contratos bilaterales dentro de Red Eléctrica se puede realizar a través de la Web Privada para Participantes del Mercado (Sección “Gestionar datos estructurales/SEP”). Más información sobre los contratos bilaterales se puede encontrar en el siguiente enlace: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/gestion-de-tus-contratos-bilaterales/alta-modificacion-y-nominacion-de-tus-contratos-bilaterales>.

La nominación (siempre igual o inferior a la capacidad autorizada resultante de la Subasta de Respaldo de JAO) debe realizarse a través del archivo nominacionprogramad declarando la ejecución del contrato bilateral activo entre la unidad fronteriza correspondiente XXXCP3/ XXXVP3 (según la dirección) y la unidad comercial genérica GXXX1.

13 Publicación de Información

Red Eléctrica, en su condición de Operador del Sistema (OS) y con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, debe intercambiar información con los Participantes del Mercado.

El P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación, en su anexo I, refleja la información de carácter público y de carácter confidencial que debe ser publicada por el Operador del Sistema. Para ello el Operador del sistema dispone, respectivamente, de:

- Web pública e-sios: <https://www.esios.ree.es/es>
- Web de participantes: <https://participa.esios.ree.es/esiosqhws/>

Además, el Operador del sistema dispone de otros medios de publicación como:

- Plataforma IESOE: plataforma de publicación de información relativa a las interconexiones FR-ES, MA-ES y PT-ES (www.iesoe.eu).
- redOS: aplicación para dispositivos móviles para iOS y Android con la que el usuario podrá conocer los valores más relevantes de nuestro sistema, entre los que se encuentra la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia.

En el anexo 2 de este documento se ofrece un resumen del contenido de la información publicada en el ámbito de los intercambios internacionales en cada una de las aplicaciones señaladas.

14 Glosario y anexos

Siglas y términos	Descripción
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves. Producto estándar de balance conforme al Reglamento (EU) 2017/2195.
ATC	Available Transfer Capacity / Capacidad de Intercambio Disponible. Se corresponde con la capacidad ofrecida en cada proceso de asignación de capacidad de intercambio
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
D	Día de entrega de la energía

D-1	Día anterior a la entrega de energía.
EIC	Energy Identification Code
GL CACM	Guideline Capacity Allocation and Congestion Management. Reglamento (UE) 2015/1222
GL EB	Guideline Electricity Balancing. Reglamento (EU) 2017/2195
GL FCA	Guideline Forward Capacity Allocation. Reglamento (UE) 2016/1719
HAR	Harmonised Allocation Rules. Reglas armonizadas europeas de asignación de capacidad en el largo plazo derivadas del Reglamento (UE) 2016/1719
IDA	Intraday Auction. Subasta implícita intradiaria de ámbito europeo.
JAO	Joint Auction Office. Entidad designada por ACER para la ejecución de las obligaciones de la plataforma europea de asignación de derechos de capacidad de intercambio (SAP).
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves. Producto estándar de balance conforme al Reglamento (EU) 2017/2195
NTC	Net Transfer Capacity / Capacidad de Intercambio. Se corresponde con la capacidad máxima resultante del cálculo de capacidad coordinado entre los Operadores de Sistema de la región formada por España, Portugal y Francia.
OS	Operador del Sistema
PDBF	Programa diario base de funcionamiento
PM	Participante de Mercado
P.O.	Procedimiento de Operación
PTRs	Physical Transmission Rights. Derecho de capacidad de intercambio que ofrece la posibilidad de nominar una utilización física de la capacidad de intercambio
RdT	Red de Transporte
RR	Replacement Reserves. Producto estándar de balance conforme al Reglamento (EU) 2017/2195
RTE	Réseau Transport d'Électricité. Operador del Sistema francés
SAP	Single Allocation Platform. Plataforma Europea para la ejecución de subastas de derechos de capacidad de intercambio de largo plazo.
SDAC	Single Day-Ahead Coupling. Plataforma Europea para la ejecución del acoplamiento de mercados diarios europeo
SWE	South-West Europe. Región de coordinación en el cálculo de capacidad establecida por ACER y formada por España, Portugal y Francia.
UIOSI	Use-It-Or-Sell-It. Principio por el que los tenedores de PTRs que decidan no nominarlos con anterioridad al mercado diario reciben la diferencia de precios entre los mercados conectados multiplicada por el valor de su PTR siempre que esta sea positiva en el sentido de utilización del PTR.





red eléctrica
Una empresa de Redeia