

I. DISPOSICIONES GENERALES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

11490 *Resolución de 24 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación del Procedimiento de Operación 4.0 «Gestión de las interconexiones internacionales» a la reglamentación europea.*

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» 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.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en sus artículos 7, 10, 12 y 13, establece que el operador del sistema calculará la capacidad de intercambio de las interconexiones con Francia y Portugal, en coordinación con los operadores del sistema portugués y francés, teniendo en cuenta la metodología regional de cálculo de la capacidad de intercambio prevista en los horizontes de largo plazo, diario e intradiario, según lo previsto en el Reglamento (UE) 2016/1719, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo, y en el Reglamento 2015/1222 (UE), de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Asimismo, prevé la Circular, en sus artículos 15, 16 y 17, el cálculo de la capacidad de la interconexión que deberá realizar el operador del sistema en las interconexiones con Marruecos y Andorra.

El artículo 20 del Reglamento (UE) 2015/1222 establece que los operadores de los sistemas de una región de cálculo de capacidad han de proponer una metodología de cálculo coordinado de capacidad transfronteriza para los horizontes diario e intradiario. Dicha metodología propuesta para la región SWE (fronteras de España con Portugal y Francia) fue aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 24 de octubre de 2018, siendo de aplicación desde el 27 de enero de 2020.

De forma análoga, el artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719 establece que los operadores de los sistemas de una región de cálculo de capacidad han de proponer una metodología común de cálculo coordinado de la capacidad para horizontes temporales a largo plazo. Dicha metodología propuesta para la región SWE fue finalmente aprobada el 10 de marzo de 2020, con entrada en vigor no más tarde del segundo trimestre de 2022.

Finalmente, el artículo 37(3) del Reglamento (UE) 2017/2195, sobre balance eléctrico, establece que los operadores de los sistemas de una región de cálculo de capacidad elaborarán una metodología para el cálculo de la capacidad interzonal de intercambio dentro del horizonte temporal del balance para el intercambio de energía de balance o para operar el proceso de compensación de desequilibrios. Dicha metodología está pendiente de desarrollo.

Por otro lado, los artículos 50(3) y 51(1) de dicho Reglamento (UE) 2017/2195 establecen la elaboración de metodologías comunes de liquidación de los desvíos intencionados y no intencionados cuya aplicación futura supondrá una modificación en los actuales procesos de cálculo y compensación de los desvíos de regulación. Dichas metodologías se encuentran actualmente en fase de aprobación.

En consideración de todo el desarrollo normativo de carácter regional descrito anteriormente se hace necesario actualizar el Procedimiento Operativo 4.0 «Gestión de las interconexiones internacionales».

El operador del sistema sometió a consulta pública, a través de su web, su propuesta de adaptación del P.O. 4.0, desde el 12 de diciembre de 2019 hasta el 13 de enero de 2020.

En fecha 23 de marzo de 2020, tuvo entrada en la CNMC escrito del operador del sistema, por el que remitió propuesta de P.O. 4.0, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2020, de 9 de enero. El escrito se acompañó de los comentarios de dos agentes recibidos durante el período de consulta pública.

Con fecha 8 de julio y, de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se aprueba la adaptación del P.O. 4.0, «Gestión de las interconexiones internacionales» a la regulación europea». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que formularan sus alegaciones en el plazo de veinte días hábiles.

Con fecha 8 de julio, fue remitida esta propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

En el marco del trámite de consulta indicado, no se han recibido comentarios a la propuesta.

La propuesta recoge los principios generales relacionados con la gestión de las interconexiones internacionales de electricidad para las fronteras con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra.

Los cambios más relevantes introducidos por la propuesta frente a la versión vigente son los siguientes:

- Recoge el cálculo del valor teórico máximo de la capacidad de intercambio de las interconexiones con Francia y Portugal haciendo referencia a las metodologías regionales de cálculo correspondientes, para que resulten de aplicación según lo dispuesto en dichas metodologías.

- Se actualizan los horizontes para los que, como mínimo, se realizarán previsiones de capacidad de intercambio, así como sus plazos de publicación y alcance, de forma coherente y compatible con las metodologías regionales de cálculo de capacidad.

La propuesta mantiene el mecanismo de cálculo del P.O. 4.0 vigente para las fronteras España-Marruecos y España-Andorra, no sujetas a los reglamentos europeos (UE) 2015/1222, (UE) 2016/1719 y (UE) 2017/2195.

También mantiene los acuerdos bilaterales para el cálculo de capacidad a largo plazo en las fronteras España-Francia y España-Portugal, vigentes hasta su futura sustitución con la entrada en vigor de la metodología de cálculo de capacidad derivada del Reglamento (UE) 2016/1719, en el segundo trimestre de 2022.

Adicionalmente, la propuesta de P.O. 4.0 incorpora otras modificaciones como la consideración de la futura liquidación financiera de los desvíos establecida en el Reglamento (UE) 2017/2195, la eliminación de la referencia a la Circular 2/2014, derogada por la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la consideración de los procesos de aprobación de los acuerdos en aplicación de las directrices y códigos de red en vigor.

La propuesta de P.O. 4.0 establece que el operador del sistema debe realizar, al menos, las previsiones de capacidad de intercambio con horizonte anual, mensual y diario, mientras que el P.O. vigente prevé una actualización anual, mensual y semanal.

A este respecto, esta Sala entiende el interés en mantener la previsión con horizonte semanal dado que la previsión mensual puede verse modificada en el corto plazo por retrasos o adelantos de los trabajos planificados en la red de transporte o por averías sobrevenidas. No obstante, se ha de tener en cuenta que la previsión con horizonte diario está prevista en el artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222, y las previsiones con horizonte anual y mensual están previstas en las Reglas Armonizadas de Asignación de Derechos de Largo Plazo (HAR) a las que hace referencia el artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719. Por el contrario, el cálculo semanal no está soportado por la normativa europea, por lo que su mantenimiento requiere de un acuerdo adicional con los TSO vecinos: una previsión semanal unilateral correspondería únicamente a la evaluación del TSO español, por lo que este valor podría no ser representativo de la capacidad real al no tener en cuenta la evaluación de los TSO vecinos, y podría no ser coherente con las previsiones acordadas y publicadas por los TSO de la región SWE en los canales correspondientes (página web IESOE, plataforma de transparencia de ENTSO-E), lo cual podría provocar confusión a los sujetos de mercado. Por todo ello, se considera adecuada la propuesta realizada por el operador del sistema.

Uno de los aspectos más relevantes en la gestión de interconexiones es el establecimiento de la capacidad de intercambio que se calcula como la diferencia entre el valor teórico máximo de capacidad de intercambio y el margen de seguridad.

Para la interconexión España-Francia y España-Portugal, la propuesta de P.O. contempla que este margen de seguridad se calcule siguiendo la metodología regional derivada de la aplicación del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222 o del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, dependiendo del horizonte de previsión.

A este respecto, cabe señalar que las metodologías empleadas para la determinación de los márgenes de seguridad en los cálculos de capacidad en la frontera España-Francia y España-Portugal en cada horizonte se recogen en las metodologías regionales de cálculo de capacidad de la región SWE, que son públicas. En particular, el cálculo de este margen se encuentra recogido en el artículo 5 de la metodología de cálculo de la capacidad a largo plazo y en el artículo 6 de la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio en aplicación del artículo 21 de la GL CACM.

En cuanto a la publicidad de los cálculos realizados, cabe señalar que, de acuerdo con el artículo 15.1 de la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio en aplicación del artículo 21 de la GL CACM, en tanto no se disponga de datos estadísticos para llevar a cabo el cálculo del margen de seguridad previsto en la metodología, se utilizará, transitoriamente, los valores que actualmente se vienen aplicando para las interconexiones con Francia y Portugal. En concreto, estos valores se establecen temporalmente en la metodología como el máximo entre un valor fijo de 100 MW y un 10% de la capacidad máxima física posible, para la interconexión España-Portugal y, el máximo entre un valor fijo de 200 MW y un 7,5% de la capacidad máxima física posible, para la interconexión España-Francia. En el momento en que se cuente con datos suficientes (previsiblemente a finales de 2020), el margen de seguridad será propuesto por los TSOs de la región aplicando los cálculos previstos en la metodología, validados por las autoridades reguladoras de la región SWE y publicados de manera coordinada.

La nueva metodología común de cálculo de capacidad coordinado de la región SWE se está aplicando en el horizonte diario desde el 27 de enero de 2020. No obstante, desde su implementación, los TSO de la región acordaron mantener temporalmente el cálculo de capacidad de carácter semanal que se venía utilizando, como salvaguarda en caso de fallo del proceso diario.

Dado que el apartado 5 del procedimiento de operación 4.0 que ahora se aprueba implica, respecto a la versión anterior de dicho procedimiento de operación, la sustitución de las previsiones semanales de valores capacidad de intercambio por previsiones

diarias, debe mantenerse transitoriamente la previsión semanal, en tanto sea necesario este horizonte para garantizar la fiabilidad de los nuevos cálculos.

Asimismo, con el fin de dar transparencia a los sujetos, se considera necesario que el operador del sistema publique en su página web la fecha en la que se comenzará a calcular la previsión de capacidad de intercambio de largo plazo (anual y mensual), de acuerdo con las metodologías regionales derivadas del artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, en coordinación con los operadores de los sistemas vecinos, con al menos un mes de antelación, siendo el plazo máximo para esta comunicación el segundo trimestre de 2022.

Finalmente, el artículo 15 de la metodología para el cálculo de capacidad en el horizonte diario e intradiario, establece que los TSOs de la región SWE implementarán el cálculo de capacidad intradiario no más tarde de 18 meses después de implementar el cálculo en diario (dado que el cálculo diario se ha implementado en enero de 2020, la fecha de implementación del cálculo intradiario sería el tercer trimestre de 2021). Por ello, se considera oportuno incluir el horizonte de publicación intradiario en la propuesta de P.O., a efectos de su consideración una vez que resulte de aplicación (modificación que ha sido recogida en el P.O. 4.0 incluido en el anexo a esta resolución). Asimismo, el operador del sistema deberá publicar la fecha en la que se comenzará a realizar este cálculo, en coordinación con los operadores de los sistemas vecinos, con al menos un mes de antelación.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 23 de 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, resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de operación 4.0 «Sobre gestión de las interconexiones internacionales» recogido en el anexo de esta resolución.

Segundo.

El apartado 5.c) del procedimiento de operación 4.0 aprobado mediante Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, que contempla la previsión de la capacidad de la interconexión con horizonte semanal, seguirá siendo de aplicación transitoriamente mientras resulte necesario mantenerla para garantizar la fiabilidad de la aplicación de la nueva metodología. A estos efectos, la fecha de desaparición de estas previsiones semanales será publicada, en coordinación con los operadores de los sistemas vecinos, por el operador del sistema en su página web con al menos un mes de antelación, siendo el plazo máximo para esta comunicación de un año desde la fecha de publicación de esta resolución.

Tercero.

La fecha en la que se comenzará a calcular la previsión de capacidad de intercambio de largo plazo (anual y mensual), de acuerdo con las metodologías regionales derivadas del artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719 debe ser publicada por el Operador del Sistema en su página web, en coordinación con los operadores de los sistemas vecinos, con al menos un mes de antelación, siendo el plazo máximo para esta comunicación el segundo trimestre de 2022, según lo previsto en el citado reglamento. Asimismo, la fecha en la que se comenzará a calcular la previsión de capacidad de intercambio intradiaria será publicada por el Operador del Sistema en su página web, en coordinación con los operadores de los sistemas vecinos, con al menos un mes de antelación, debiendo

realizarse esta comunicación en el tercer trimestre de 2021, según lo previsto en el citado reglamento, de acuerdo con la metodología de cálculo de capacidad transfronteriza para los horizontes diario e intradiario.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 24 de septiembre de 2020.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO

Procedimiento de Operación 4.0. Gestión de las interconexiones internacionales

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer la forma de gestionar las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, en los aspectos relativos al cálculo de la capacidad de intercambio, la medida de la energía intercambiada, la determinación y compensación de los desvíos entre sistemas, la programación de los intercambios de apoyo, los intercambios a través de líneas de interconexión internacional utilizadas para el suministro a mercados locales y la ejecución de los programas de intercambio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

Operador del Sistema (OS).

Participantes en el Mercado (PM).

3. Definiciones

3.1 Sistema eléctrico: Conjunto de instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de un país o de una región que comprenda a varios países eléctricamente interconectados.

3.2 Interconexión internacional: Conjunto de líneas que unen subestaciones de un sistema eléctrico con subestaciones de otro sistema eléctrico interconectado correspondiente a un país vecino, y que ejercen una función efectiva de intercambio de energía entre sistemas eléctricos.

3.3 Programa de intercambio: Energía programada en valores de MWh con un máximo de una cifra decimal que es intercambiada por dos sistemas eléctricos interconectados en cada período de programación y acordada por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.

3.4 Capacidad de intercambio: Se define capacidad de intercambio o capacidad neta de intercambio como el máximo valor admisible del programa de intercambio de energía que puede establecerse en un determinado sentido de flujo de potencia activa entre dos sistemas eléctricos interconectados, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en los respectivos sistemas eléctricos y teniendo en consideración las posibles incertidumbres técnicas sobre las condiciones futuras de funcionamiento de los correspondientes sistemas eléctricos.

3.5 Desvíos en los programas de intercambios internacionales: Diferencia entre la magnitud del programa de intercambio de energía y la energía realmente circulada, medida por contadores, en un período determinado.

3.6 Intercambio de apoyo entre sistemas: Programa de intercambio de energía eléctrica que se establece a través de la interconexión entre dos sistemas eléctricos, con el objeto de garantizar las condiciones de seguridad del suministro en cualquiera de los dos sistemas interconectados, para resolver una situación especial de riesgo en la operación de dicho sistema, previo acuerdo de los operadores de los sistemas eléctricos respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

4. Procedimiento de cálculo de la capacidad de intercambio

4.1 Criterios de aplicación: En el sistema eléctrico español son de aplicación las contingencias de estudio y los criterios de seguridad recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico español. Adicionalmente, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Se estudiarán las contingencias en los sistemas eléctricos vecinos recogidas en los acuerdos suscritos con los operadores de los correspondientes sistemas eléctricos.
- b) Con carácter general, no se admitirán sobrecargas transitorias en las líneas de interconexión respecto a su capacidad de transporte.
- c) Excepcionalmente podrá admitirse la actuación de protecciones o automatismos sobre líneas de interconexión siempre bajo la condición de que, tras dicha actuación, el sistema eléctrico peninsular permanezca conectado con el resto del sistema europeo mediante al menos dos líneas de la red de transporte siendo por lo menos una de ellas de 400 kV.
- d) Se considerarán además los siguientes criterios particulares:

Interconexión España-Francia: Se podrán admitir sobrecargas transitorias de hasta un 30% ante la pérdida de un grupo generador en el sistema eléctrico peninsular, durante el período de tiempo previo al comienzo de la actuación de la regulación secundaria.

Interconexión España-Portugal: Se podrán admitir las sobrecargas transitorias contempladas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico español, previa conformidad del operador del sistema eléctrico portugués.

Interconexión España-Marruecos: Se podrán admitir las sobrecargas transitorias contempladas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico español, previa conformidad del operador del sistema eléctrico marroquí.

Interconexión España-Andorra: No se admitirán sobrecargas transitorias en las líneas de interconexión respecto a su capacidad de transporte, salvo acuerdo explícito con el operador del sistema eléctrico andorrano.

- e) En caso de detectarse problemas de estabilidad ante contingencias para el valor máximo de intercambio resultante de la aplicación de los criterios anteriores, se establecerán limitaciones adicionales de la capacidad de intercambio por este motivo.

4.2 Cálculo del valor teórico máximo de capacidad de intercambio: Para la interconexión España-Francia y España-Portugal se calculará de acuerdo con la metodología regional correspondiente derivada de la aplicación del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222 o del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, dependiendo del horizonte de previsión.

En ausencia de metodología regional y para las interconexiones España-Marruecos y España-Andorra, para un escenario dado y partiendo del valor de intercambio original en

dicha interconexión, se calculará la capacidad de intercambio para un determinado sentido de flujo de potencia activa simulando incrementos discretos del programa de intercambio hasta alcanzar el mínimo valor con el que se incumplan los criterios de seguridad definidos en el apartado 4.1. Para el incremento del programa de intercambio, se considerarán fijos tanto la demanda de todos los sistemas interconectados como los valores de intercambio con los sistemas sobre los cuales no se esté efectuando el cálculo. Los intercambios con dichos sistemas se fijarán en un valor tal que, cumpliendo los criterios de seguridad, resulten lo más restrictivos posibles en caso de existir interacción con la capacidad de intercambio a evaluar.

En el escenario de estudio, la generación del sistema eléctrico español y del sistema vecino cuya interconexión es objeto de cálculo se modificará convenientemente para producir las variaciones discretas en el programa de intercambio. La metodología que se seguirá para modificar la generación será, para la interconexión España-Francia y España-Portugal, la establecida en la metodología regional correspondiente derivada de la aplicación del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222 o del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, dependiendo del horizonte de previsión. En ausencia de metodología regional y para las interconexiones España-Marruecos y España-Andorra, la metodología será la establecida en el acuerdo suscrito con el operador del correspondiente sistema eléctrico externo. En caso de no existir dicho acuerdo, se utilizará el escenario de generación más probable a la vista de la información disponible en el sistema español y se escalará la generación del sistema externo proporcionalmente a la generación del escenario inicial.

El valor inmediatamente inferior a aquel para el que se detecte el primer incumplimiento de los criterios definidos en el apartado 4.1 de este procedimiento se denominará valor teórico máximo de capacidad de intercambio en la interconexión y sentido de flujo evaluados.

4.3 Margen de seguridad: Los valores de capacidad de intercambio calculados resultan de aplicar un margen de seguridad al valor teórico máximo de capacidad de intercambio. Para la interconexión España-Francia y España-Portugal, este margen de seguridad se calculará siguiendo la metodología recogida en la metodología regional correspondiente derivada de la aplicación del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222 o del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, dependiendo del horizonte de previsión. En ausencia de metodología regional y para la interconexión España-Marruecos y España-Andorra, el margen de seguridad se calculará según los criterios recogidos en los acuerdos suscritos con los operadores de los respectivos sistemas eléctricos externos. De no existir tales acuerdos, el Operador del Sistema español lo fijará considerando el resultado del estudio estadístico de los desvíos de regulación observados en la interconexión correspondiente y en función también del plazo de previsión.

4.4 Establecimiento de la capacidad de intercambio: La capacidad de intercambio para una determinada interconexión y sentido de flujo de potencia activa se obtendrá de la diferencia entre el valor teórico máximo de capacidad de intercambio y el margen de seguridad.

El Operador del Sistema español comprobará que los valores de capacidad de intercambio obtenidos para cada interconexión y sentido de flujo de potencia activa garantizan una correcta cobertura de la demanda prevista, un margen de reserva de potencia y energía suficiente y la máxima integración de producción de origen renovable en el sistema peninsular español.

En los casos en los que no exista un cálculo común, a fin de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad de aplicación tanto en el sistema español como en el sistema eléctrico externo, el valor de capacidad de intercambio en una determinada interconexión y sentido de flujo de potencia activa se establecerá como el mínimo entre el valor calculado por el Operador del Sistema español y el comunicado por el operador del correspondiente sistema eléctrico vecino.

5. Previsiones de capacidad de intercambio

Para el cálculo de los valores previstos de capacidad de intercambio en cada horizonte temporal, se utilizará la mejor información disponible en cuanto a puesta en servicio de nuevas instalaciones, previsión de demanda, previsión de producción renovable no gestionable, indisponibilidades de red e indisponibilidades de generación en el sistema peninsular español.

Las metodologías regionales derivadas del Artículo 21 del Reglamento (UE) 2015/1222, del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719 o del Artículo 37(3) del Reglamento (UE) 2017/2195, dependiendo del horizonte de previsión, o en su ausencia, los acuerdos suscritos con los respectivos operadores de los sistemas eléctricos externos, podrán especificar las previsiones que deberán ser realizadas, así como la información que intercambiarán los operadores de ambos sistemas y los plazos para dichos intercambios de información y para el establecimiento de los valores previstos de capacidad. Se efectuarán, como mínimo, las siguientes previsiones que se publicarán en las fechas u horas indicadas:

a) Horizonte anual: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales de capacidad de intercambio correspondientes al año inmediato siguiente, de acuerdo con las fechas establecidas en el calendario publicado en la web de la Plataforma Única de Asignación según las Reglas Armonizadas de Asignación de Derechos de Largo Plazo (HAR) vigentes, de acuerdo con el Artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719, pero nunca después del 1 de diciembre, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para el año natural inmediato siguiente, con resolución horaria, agregado por frontera y diferenciando cada sentido de flujo de potencia activa. Estos valores de previsión anual se actualizarán mensualmente teniendo en cuenta la información relativa a indisponibilidades de elementos de la red de transporte y generadores con influencia en la interconexión.

Si no existen acuerdos con los operadores de los respectivos sistemas eléctricos externos que especifiquen la información que se deberá utilizar para la evaluación de la previsión de capacidad de intercambio, se analizarán los escenarios de máxima demanda de invierno y verano en el sistema peninsular español utilizando el escenario de generación más probable a la vista de la información disponible.

b) Horizonte mensual: No más tarde de las 13:00 horas del tercer (3.º) día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales de capacidad de intercambio correspondientes al mes inmediato siguiente, de acuerdo con las fechas establecidas en el calendario publicado en la web de la Plataforma Única de Asignación según las Reglas Armonizadas de Asignación de Derechos de Largo Plazo (HAR) vigentes, de acuerdo con el Artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria, agregado por frontera y sentido de flujo de potencia activa, teniendo en cuenta la planificación de indisponibilidades de elementos de la red de transporte y generadores con influencia en la interconexión, acordada entre los operadores de los respectivos sistemas eléctricos.

Si no existen acuerdos con los operadores de los sistemas eléctricos externos que especifiquen el plazo y la información a utilizar en la evaluación de la previsión de capacidad de intercambio, se utilizará como fecha límite la establecida en el párrafo anterior (la más tardía si hubiera más de una) y se estudiarán escenarios con la máxima y la mínima demanda prevista para el mes de estudio. El escenario de generación se basará en el programa real correspondiente a un día laborable de la semana en la que se efectúa el estudio.

c) Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firmeza Diario de cada día, de acuerdo con el Artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para cada período de programación del día siguiente, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia activa.

Si no existen acuerdos con los operadores de los sistemas eléctricos externos que especifiquen el plazo y la información que se deberá utilizar en la evaluación de la previsión de capacidad de intercambio, se utilizará como hora límite la establecida en el párrafo anterior, se considerarán las indisponibilidades programadas y previstas de generación y red, y se analizarán escenarios correspondientes a periodos de llano/punta y valle de demanda. El escenario de generación se basará en el programa real correspondiente a un día laborable de la semana en la que se efectúa el estudio.

La publicación de valores previstos de capacidad de intercambio está condicionada a la recepción de los valores determinados por el operador del sistema eléctrico vecino y/o centro de coordinación regional. No obstante, en el caso de recibir esta información fuera del plazo de publicación correspondiente, anteriormente especificado, el Operador del Sistema español publicará en todo caso su previsión de capacidad de intercambio respetando el correspondiente plazo.

d) Horizonte intradiario: Se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para cada período de programación del día siguiente, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia activa conforme a lo establecido en el artículo 58.1 del Reglamento (UE) 2015/1222. Estos valores podrán ser actualizados posteriormente en virtud de lo previsto en el artículo 58.2 del mismo reglamento.

6. *Medida de la energía intercambiada*

Los operadores de los sistemas eléctricos que comparten cada interconexión internacional deberán establecer acuerdos en los que deberá indicarse el número, tipo y ubicación de los contadores registradores, con los que se efectuará la medida de la energía intercambiada en la interconexión, y la periodicidad de las lecturas, y, en su caso, la forma de compensar los desvíos entre sistemas y de determinar, también en su caso, las pérdidas en las líneas de interconexión.

El Operador del Sistema español realizará las lecturas de los contadores registradores según lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, y sus posibles modificaciones posteriores.

En la medida de la energía intercambiada participarán los contadores de todas las líneas de interconexión, incluidos los de aquellas líneas de menor tensión que no ejercen una función de intercambio entre sistemas, sino de apoyo y posible suministro a mercados locales.

7. *Determinación y compensación de los desvíos*

El Operador del Sistema español establecerá acuerdos con los operadores de los sistemas eléctricos interconectados para establecer los procesos de cálculo y compensación de los desvíos entre sistemas eléctricos.

Los procesos de cálculo y compensación de desvíos entre sistemas se realizarán de acuerdo con las normas comunes de liquidación vigentes y de aplicación a los intercambios de energía intencionados, derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia, y a los intercambios de energía no intencionados, desarrolladas respectivamente, en aplicación de los artículos 50.3 y 51.1 del Reglamento (UE) 2017/2195, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

La liquidación de los desvíos entre sistemas eléctricos se realizará conforme a lo establecido en los procedimientos de operación vigentes.

8. *Custodia de la información*

El Operador del Sistema español deberá custodiar los registros correspondientes a las medidas, programas y desvíos descritos durante seis años.

9. Programación de los intercambios de apoyo

9.1 Intercambio de apoyo demandado por el sistema español: El Operador del Sistema español, una vez constata su necesidad, y habiendo verificado que no dispone de otros medios de resolución disponibles al efecto, establecerá el intercambio de apoyo con el operador del sistema exterior que corresponda, para garantizar las condiciones de calidad y seguridad del suministro exigibles en el sistema español, limitando la aplicación de este intercambio al horizonte temporal en el que la seguridad del sistema eléctrico español así lo exija.

9.2 Apoyo demandado por un sistema exterior: Ante una solicitud de apoyo desde un sistema eléctrico exterior al sistema eléctrico español, el Operador del Sistema español comprobará en primer lugar, dentro de sus posibilidades, que el sistema demandante del apoyo no dispone de otros posibles medios alternativos al intercambio de apoyo de energía.

A continuación, siempre que la seguridad del sistema eléctrico español lo permita, el Operador del Sistema español procederá al establecimiento del programa de intercambio, correspondiente a esta acción de apoyo entre sistemas eléctricos, manteniéndose su programación durante el horizonte de tiempo mínimo imprescindible y como máximo hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del mercado intradiario (MI). De esta forma, se procederá a la reducción o a la anulación del programa de intercambio de apoyo en el momento en el que se haya aliviado, o desaparecido, la situación especial de riesgo en la operación del sistema que ha solicitado el apoyo, o bien tan pronto como éste ya disponga de medios alternativos al intercambio de apoyo entre sistemas para afrontar la situación especial de riesgo.

9.3 Compensación de las energías de apoyo: La energía facilitada por un sistema como apoyo a otro será liquidada, preferentemente, mediante una compensación económica que deberá tener en cuenta el coste de la energía facilitada por el sistema que presta el apoyo, y también, en su caso, el coste de la programación de aquella generación adicional que pudiera ser requerida en ese sistema para estar en condiciones de prestar dicho apoyo. Los criterios de fijación de precio de estas energías de apoyo estarán recogidos en los acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.

Solo en casos muy particulares, y bajo acuerdo de los dos TSOs que comparten la interconexión, se aplicará un sistema de devolución de energía bajo la consideración de coeficientes de devolución y horarios también acordados.

10. Intercambios a través de líneas de interconexión internacional utilizadas para suministro a mercados locales

Los intercambios de energía a través de las líneas de interconexión internacional utilizadas para el suministro a mercados locales no serán tenidos en consideración para el cálculo de la capacidad de intercambio y participarán únicamente en el proceso de cálculo y compensación de los desvíos entre sistemas, cuando así lo contemplen los acuerdos de cálculo y compensación de desvíos entre sistemas establecidos por los operadores de los respectivos sistemas eléctricos, de acuerdo con la normativa de aplicación vigente.

En estos casos, la relación de líneas de interconexión internacional utilizadas en cada interconexión para el suministro a mercados locales deberá estar incluida en el acuerdo conjunto de cálculo y compensación de desvíos entre sistemas establecidos entre los operadores de los correspondientes sistemas eléctricos.

11. Ejecución de los programas

El cumplimiento de los programas de intercambios internacionales deberá estar garantizado por los operadores de los respectivos sistemas interconectados.

Las condiciones de firmeza de los programas de intercambios internacionales serán las establecidas en la normativa vigente de aplicación a estos efectos.

12. Acuerdos suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos

Los acuerdos suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos, a los que se hace referencia en el presente procedimiento, deberán ser presentados por el Operador del Sistema eléctrico español a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para su consideración y aprobación, si procede, cuando así lo establezca la normativa de aplicación vigente.