

5. Resultados de las mediciones

La interpretación de los resultados anotados en el informe de pruebas tendrá en cuenta las incertidumbres de la siguiente tabla:

TABLA 2: INCERTIDUMBRES DE LAS MEDICIONES ABSOLUTAS:
VALORES MÁXIMOS

Potencia de RF	$<\pm 0,75$ dB
Potencia en el canal adyacente	$<\pm 5$ dB
Intermodulación del transmisor	$<\pm 3$ dB
SINAD medida	$<\pm 3$ dB
Temperatura	$<\pm 1^{\circ}\text{C}$

(Válidas hasta 1 GHz para los parámetros de radiofrecuencia RF).

Para los métodos de prueba conformes a esta norma, estas cifras de precisión son válidas con un grado de confianza del 95 por 100.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

2183 *CIRCULAR 5/1998, de 29 de diciembre, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, mediante la cual se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O.4) de gestión de las interconexiones internacionales.*

La disposición transitoria séptima del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que «durante un período máximo de un año a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, se habilita al operador del sistema para que, en colaboración con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos, establezca procedimientos para:

- La evaluación de la capacidad técnica de las líneas de interconexión y de la capacidad disponible para uso comercial una vez aplicados los criterios de seguridad establecidos en ambos sistemas.
- La gestión de las restricciones de red en las interconexiones internacionales.
- La participación de los agentes externos en el mercado de los servicios complementarios.
- La medida de los desvíos y la gestión de los intercambios de apoyo entre sistemas y su posterior liquidación económica con el operador del mercado y los agentes externos.
- La gestión de los intercambios de energía entre sistemas en tensiones inferiores a 220 kV».

En su apartado 2, la citada disposición transitoria séptima establece que: «Estos procedimientos serán aprobados por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico».

El artículo 8.1.séptima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, atribuye a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico la función de «dictar las Circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y las Ordenes del Ministerio de Industria y Energía que se dicten en desarrollo

de la presente Ley, siempre que estas disposiciones le habiliten de modo expreso para ello».

De conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 de la disposición transitoria séptima del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, antes citada, y al amparo de lo dispuesto en el artículo 8.1.séptima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, esta Circular tiene por objeto la aprobación por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico del procedimiento del sistema (P.O.4) de gestión de las interconexiones internacionales.

Este procedimiento ha sido remitido por el Operador del Sistema a esta Comisión con fecha 18 de diciembre de 1998. El citado Operador ha considerado conveniente recoger todos los procedimientos referidos en la disposición transitoria séptima del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, antes citado [salvo el del epígrafe b)] en un solo procedimiento, al que ha denominado Procedimiento de Gestión de las Interconexiones Internacionales P.O.4.

La gestión de las restricciones de red en las interconexiones internacionales [epígrafe b)] no se ha considerado objeto del presente procedimiento, tras la aprobación de la Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. El apartado noveno de dicha Orden señala que el Operador del Sistema elaborará un procedimiento para la gestión de las restricciones de red en las interconexiones internacionales al amparo del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 que, de conformidad con este artículo, debe ser presentado al Ministerio de Industria y Energía para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

El apartado 2 del procedimiento, relativo al ámbito de aplicación, establece los sujetos a los que es de aplicación el P.O.4. A continuación establece las definiciones que serán utilizadas en el procedimiento, desarrollando en el apartado 4, la metodología de cálculo de la capacidad de intercambio que determina los criterios de seguridad y funcionamiento aplicables para calcular la citada capacidad, así como los diversos horizontes temporales para los que se calcularán diferentes capacidades, definiéndose en cada uno de ellos un escenario de cobertura y de situación de red a los que se supeditará el Operador del Sistema. El resultado de los análisis deberá ser contrastado con los Operadores de Sistema de otros países, acordando un valor común. Dada la importancia que tiene el conocimiento de la capacidad de interconexión, tanto para los actuales agentes como para los futuros, se establecen también las obligaciones de información del Operador del Sistema para que haga públicos los escenarios asociados a los distintos horizontes considerados en los cálculos de la capacidad.

En el apartado 5 se determina la forma en que se realizará la medida de la energía intercambiada, debiendo establecerse un Reglamento Técnico para cada interconexión entre los distintos Operadores involucrados. Las medidas deberán cumplir con lo establecido en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida.

En el apartado 6 se remite a los acuerdos que realice el Operador del Sistema con los Operadores vecinos para realizar la compensación de los desvíos. No obstante lo anterior se contempla la posibilidad de que, en caso de desvíos significativos, éstos sean gestionados como una transacción económica referenciada a los procesos del mercado en vez de ser compensados con posterioridad. También se menciona la forma en que se deben realizar las liquidaciones de los desvíos, haciendo referencia a la normativa vigente.

La forma en que se integren en la programación las citadas compensaciones así como los diferentes intercambios de apoyo se presenta en el apartado 8.

En el apartado 9, se opta por remitir a futuros desarrollos la forma en que se establece la participación de los agentes externos en los servicios complementarios. Debido a la complejidad de estos procesos, es conveniente dejar para etapas más maduras del mercado de producción dicha participación.

En el apartado 10 se distinguen los intercambios en tensiones inferiores a 220 kV del resto de transacciones, debido a que los primeros no ejercen una función efectiva de intercambio entre sistemas eléctricos sino, más bien, de suministro a mercados locales. La garantía de cumplimiento de los intercambios se establece en el apartado 11. Para ello debe existir la confirmación de los diferentes Operadores del Sistema involucrados en las transacciones.

En el apartado 12, se hace mención a que los tránsitos de energía a través del sistema español deben cumplir con la normativa española y comunitaria que a tales efectos esté vigente.

Finalmente, en el apartado 13, sobre desarrollos adicionales del procedimiento, se señala que todos los Reglamentos Técnicos a que hace mención el procedimiento deberán ser presentados a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico para su aprobación.

Para la elaboración de este procedimiento, el Operador del Sistema ha celebrado diversas reuniones con los agentes del mercado, con el fin de recoger sus alegaciones al mismo, que constan en el expediente tramitado para la aprobación de la presente Circular.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, esta Circular ha sido objeto del informe preceptivo, por procedimiento de urgencia, del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. En especial, se han tenido en cuenta las alegaciones remitidas por el representante de la actividad de generación y de la actividad de transporte.

En su virtud, en el ejercicio de las funciones que le atribuye el artículo 8.1.séptima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como la disposición transitoria séptima del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, ha acordado, en su sesión celebrada el día 29 de diciembre de 1998:

Primero.—Se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O.4 de gestión de las interconexiones internacionales que figura como anexo a la presente Circular.

Segundo.—La presente Circular entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 29 de diciembre de 1998.—El Presidente, Miguel Ángel Fernández Ordóñez.

ANEXO

P.O.4

Gestión de las interconexiones internacionales

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer la forma de gestionar las interconexiones internacionales en los aspectos relativos al cálculo de la capacidad de intercambio, la medida de la energía intercambiada, la determinación y compensación de los desvíos, la programa-

ción de los intercambios de apoyo, la participación de los agentes externos en los servicios complementarios, los intercambios en tensiones inferiores a 220 kV y la ejecución de los programas de intercambio.

La resolución de las restricciones técnicas en las interconexiones será realizada por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en la Orden de fecha 14 de julio de 1998 y el procedimiento de operación que la desarrolla P.O.3.7.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM), a los agentes del mercado (AM) y a los agentes externos (AE).

3. *Definiciones*

3.1 Interconexión internacional.—Conexión por línea o líneas eléctricas entre subestaciones de dos países diferentes.

3.2 Programa de intercambio.—Energía programada para intercambio en cada período, acordada entre los operadores respectivos de los sistemas interconectados.

3.3 Capacidad de intercambio.—Es la capacidad técnica máxima de importación y de explotación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Esta capacidad deberá ser acordada entre los operadores de los sistemas respectivos.

3.4 Desvío.—Diferencia entre la magnitud del programa de intercambio de energía y la energía realmente circulada, medida por contadores, en un período determinado.

3.5 Intercambio de apoyo entre sistemas.—Es el programa que se establece entre dos sistemas eléctricos, en caso necesario, con el objeto de garantizar las condiciones de seguridad del suministro en cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

4. *Cálculo de la capacidad de intercambio*

Cada uno de los operadores de los sistemas eléctricos correspondientes realizará el cálculo de la capacidad de intercambio en los sentidos importador y exportador. La capacidad de intercambio vendrá determinada por el valor limitativo de los calculados por ambos operadores.

4.1 Criterios de seguridad y funcionamiento aplicables en el sistema español.—Los criterios de seguridad aplicables en el sistema español serán los establecidos en el procedimiento de operación P.O.1.1, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Con carácter general, no se admitirán sobrecargas transitorias en las líneas de interconexión respecto a su límite térmico estacional.

b) Con carácter excepcional, se considerarán los siguientes criterios:

1. Interconexión España-Francia: Se podrán admitir sobrecargas transitorias de hasta un 30 por 100 ante la pérdida de un grupo español, durante el período de tiempo previo al comienzo de la actuación de la regulación secundaria.

2. Interconexión España-Portugal: Se podrán admitir las sobrecargas transitorias contempladas en el P.O.1.1, previa conformidad del Operador del Sistema portugués.

3. En los casos en los que sea posible tomar medidas rápidas de operación después de la ocurrencia de una contingencia, se considerarán únicamente contingencias de fallo simple y fallo simultáneo de líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado.

4. Para aquellos otros casos en los que no sea factible aplicar de forma rápida medidas correctoras de operación tras la ocurrencia de una contingencia, se considerarán contingencias de fallo sucesivo de grupo y línea o de dos grupos, uno español y otro del otro lado de la interconexión.

5. En todas las interconexiones, se comprobará, para el nivel máximo de intercambio resultante, la estabilidad dinámica de frecuencia y tensión del sistema mediante el análisis de su comportamiento frente a contingencias. Caso de detectarse limitaciones por este motivo, éstas impondrán el nivel máximo de intercambio.

c) Adicionalmente a los criterios recogidos en el P.O.1.1, se tendrán en cuenta los desvíos previsibles de regulación en cada interconexión, debido a fluctuaciones de la generación y la demanda, cuyo valor establecerá y publicará el Operador del Sistema.

4.2 Horizontes y escenarios.—Se considerarán los siguientes horizontes y escenarios asociados:

a) Horizonte anual: Corresponde al año natural siguiente. Se modelará la red con todos sus elementos disponibles y se analizarán los escenarios horarios de máxima demanda de invierno y verano, bajo los siguientes supuestos de despacho de generación en España:

1. Hidráulica: Perfiles de generación tipo que reflejen condiciones extremas de hidraulicidad húmeda y seca, con unas probabilidades del 10 por 100 y del 90 por 100, respectivamente, de ser superadas.

2. Térmica: Un único supuesto de despacho proporcional a la potencia térmica instalada, excepto la generación nuclear que se simulará a potencia máxima.

En cada escenario se considerarán diferentes alternativas de generación en el sistema exterior vecino.

b) Horizonte semanal: Corresponde a los siete días naturales siguientes. Se considerarán las indisponibilidades programadas de generación y red, y se analizarán los períodos horarios correspondientes a los escenarios llano/punta y valle de demanda. El supuesto de despacho de generación para cada día se basará en el despacho del día equivalente de la semana anterior.

4.3 Procedimiento de cálculo de la capacidad de intercambio.—La aplicación de los criterios de seguridad definidos en el apartado 4.1 sobre los escenarios definidos en el apartado 4.2 determinará la capacidad de intercambio definida por el sistema español.

Esta capacidad se contrastará con la obtenida por el Operador del correspondiente sistema vecino interconectado, tomándose el valor más restrictivo como capacidad de intercambio de la interconexión.

4.4 Información que facilitará el Operador del Sistema.—Para cada una de las interconexiones el Operador del Sistema publicará:

a) Antes del 30 de noviembre de cada año, los niveles de capacidad previstos para el año siguiente. La información contendrá los resultados para cada escenario definido en el apartado 4.2.a).

b) Todos los días de la semana, dos horas antes del cierre del período de recepción de ofertas al mercado diario, la capacidad de intercambio con cada uno de

los países vecinos interconectados para cada período de programación y con horizonte semanal (día D+1 a día D+7, inclusive).

c) Antes de cada sesión del mercado intradiario se publicará una nueva información de la capacidad de intercambio en el caso de que ésta se haya visto modificada respecto a la previamente publicada.

Adicionalmente, el Operador del Sistema publicará los escenarios utilizados para realizar los estudios y cálculos de la capacidad de intercambio, conforme a los acuerdos de reciprocidad para el tratamiento de la información que establezca con los operadores de los sistemas vecinos.

5. Medida de la energía intercambiada

Los respectivos operadores de ambos sistemas eléctricos deberán acordar un Reglamento Técnico de la correspondiente interconexión, en el que deberá indicarse el número, tipo y ubicación de los contadores registradores, con los que se efectuará la medida de energía intercambiada en la interconexión, la periodicidad de las lecturas, la forma de compensar los desvíos y de determinar las pérdidas en las líneas de interconexión.

El Operador del Sistema realizará las lecturas de los contadores registradores según el Real Decreto 2018/1997 y sus instrucciones técnicas complementarias.

6. Determinación y compensación de los desvíos

Con las lecturas de los contadores, el Operador del Sistema determinará el valor de los desvíos.

El Operador del Sistema deberá acordar con los operadores de los sistemas vecinos interconectados, e incluirá en el Reglamento Técnico de la interconexión correspondiente, el método a seguir para la compensación de los desvíos en la interconexión mediante devolución de la energía del desvío en períodos acordados de forma que se compensen en períodos equivalentes de programación de punta, llano y valle. Se podrán establecer umbrales de energía para que en caso de existir desvíos significativos éstos sean gestionados como una transacción económica relacionada con los procesos de mercado y valorados al coste que corresponda.

La liquidación de los desvíos en la interconexión se realizará conforme a lo establecido en el apartado décimo de la Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El Operador del Sistema será responsable de determinar la modificación a efectuar en el programa físico para la compensación de estos desvíos.

7. Custodia de la información

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

8. Programación de los intercambios de apoyo

8.1 Intercambio de apoyo demandado por el sistema español.—El Operador del Sistema, una vez constate su necesidad, 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.

El intercambio necesario se incorporará en el proceso de operación sólo por razones de emergencia temporal durante el tiempo que sea necesario.

8.2 Apoyo demandado por un sistema exterior.—El Operador del Sistema, tras recibir la solicitud de un intercambio de apoyo por parte del Operador de un Sistema exterior, atenderá el requerimiento siempre que las condiciones técnicas de nuestro sistema lo permitan.

8.3 Compensación de las energías de apoyo.—La energía facilitada por un sistema como apoyo a otro será devuelta con los coeficientes de devolución y horarios que fijen los respectivos operadores en el Reglamento Técnico de la interconexión afectada, pudiéndose acordar también en dicho Reglamento Técnico otras fórmulas de compensaciones dinerarias que tengan en cuenta el coste real de la energía facilitada por el sistema que presta el apoyo.

9. *Participación de los agentes externos en los servicios complementarios*

La participación de los agentes externos en el mercado de servicios complementarios del sistema español se realizará de acuerdo con la regulación que se establezca a tal efecto en el futuro.

10. *Intercambios en tensiones inferiores a 220 kV*

La relación de líneas de interconexión internacional de tensión inferior a 220 kV se recoge en el anexo A de este procedimiento.

Debido a su carácter zonal, estas líneas no ejercen una función efectiva de intercambio entre sistemas eléctricos sino de suministro a mercados locales. Por tanto, el tratamiento de los intercambios a través de estas líneas ha de ser diferente al del resto de líneas de interconexión.

Los intercambios a través de estas líneas participarán únicamente en el proceso de cálculo y compensación de los desvíos, y no serán tenidos en consideración en el cálculo de la capacidad de intercambio, ni en la resolución de las posibles restricciones técnicas en las interconexiones.

11. *Ejecución de los programas*

El cumplimiento de los intercambios internacionales ha de estar garantizado por los operadores de los sistemas interconectados.

Sólo serán firmes, por ello, a efectos de la gestión técnica del sistema, una vez que los respectivos operadores de estos sistemas hayan confirmado su ejecución.

12. *Tránsitos*

El tratamiento de los tránsitos de energía entre sistemas externos a través del sistema español se realizará de acuerdo con lo que la regulación española y comunitaria establezca a tal efecto.

13. *Desarrollos adicionales*

Los desarrollos y reglamentos técnicos a los que se hace mención en el presente procedimiento, en particular en los apartados 3.3, 5 y 6, deberán ser presentados por el Operador del Sistema a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico para que sean aprobados e incorporados como anexos al presente procedimiento.

ANEXO A

Líneas de interconexión internacional de tensión inferior a 220 kV

Irún - Errondena: 132 kV.
Benós - Lac D'Oo: 150 kV.
Adrall - Escaldes: 110 kV.
Conchas - Lindoso: 132 kV.
Santa Marina - Elvas: 66 kV.
Rosal - V. de Ficalho: 15 kV.
Enzinasola - Barrancos: 15 kV.

MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN

2184 *ORDEN de 19 de enero de 1999 por la que se regula la actividad de pesca marítima en el ámbito de la reserva marina del entorno de las islas Columbretes.*

La Ley 30/1987, de 18 de diciembre, de ordenación de las competencias del Estado para la protección del archipiélago de las islas Columbretes, establece en su artículo 4 la exigencia de que las actividades que se realicen en el ámbito de la reserva, y en especial las de pesca marítima, requieran autorización del organismo competente, previo informe de la entidad gestora del régimen de protección.

La Orden del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación de 19 de abril de 1990 establece una reserva marina en el entorno de las islas Columbretes. El artículo 5.º de la citada Orden regula la creación de una Comisión de Gestión y Seguimiento encargada de coordinar las propuestas y evaluar los rendimientos relativos a la reserva marina.

El tiempo transcurrido desde la creación de la reserva marina ha permitido obtener una valiosa experiencia en cuanto a la gestión de las actividades pesqueras, tanto profesionales como recreativas. Esta experiencia ha llevado a identificar la necesidad de establecer el requisito de autorización especial para ejercer la pesca de recreo como elemento adecuado para mejorar la gestión de esta actividad.

Se ha solicitado informe de la Comisión de Gestión y Seguimiento de la reserva marina y del Instituto Español de Oceanografía, y, asimismo, se ha consultado al sector pesquero afectado.

La presente Orden se dicta en virtud de la competencia estatal exclusiva en materia de pesca marítima establecida en el artículo 149.1.19 de la Constitución.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Ámbito de aplicación.*

Las normas contenidas en la presente Orden serán de aplicación a los buques que ejerzan actividades pesqueras en la reserva marina del entorno de las islas Columbretes.

Artículo 2. *Pesca profesional.*

1. Las embarcaciones con derecho a faenar en la reserva marina serán aquellas que demuestren su habitualidad en el ejercicio de la actividad pesquera pro-