

## **RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVAS DE CONTENCIÓN DE LA FRECUENCIA (FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE - FCR)**

(DCOOR/DE/002/24)

### **CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Josep Maria Salas Prat

#### **Consejeros**

D. Carlos Aguilar Paredes

D<sup>a</sup>. María Jesús Martín Martínez

#### **Secretaria**

D<sup>a</sup>. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 23 de enero de 2025

El artículo 6(3) del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad dispone que las metodologías regionales serán aprobadas por las autoridades reguladoras nacionales (NRAs, por sus siglas en inglés) de la región interesada. En la sección ii) de la letra d) del tercer apartado del citado artículo 6 se contempla la aprobación de las reglas de dimensionamiento de las reservas de contención de la frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés).

En cumplimiento de la función de aprobación prevista en dicho artículo 6, la Sala de la Supervisión Regulatoria resuelve:

## TABLA DE CONTENIDO

<b>I. Antecedentes de hecho</b> .....	<b>3</b>
<b>II. Fundamentos de derecho</b> .....	<b>4</b>
<b>Primero. Habilitación competencial</b> .....	<b>4</b>
<b>Segundo. Principales consideraciones sobre el cálculo probabilístico de FCR</b> .....	<b>4</b>
<b>III. Resuelve</b> .....	<b>5</b>

## I. ANTECEDENTES DE HECHO

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 153(2) del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (en adelante, Reglamento SOGL), los gestores de redes de transporte (TSOs, por sus siglas en inglés) deben de especificar las reglas del dimensionamiento de reservas de contención de frecuencia (reserva de energía primaria), en el acuerdo operativo de la zona síncrona. Concretamente, en el apartado c) se define el derecho de los TSOs de las zonas síncronas de Europa Continental (en adelante, CE por sus siglas en inglés) y Nórdica a definir un método de dimensionamiento probabilístico de FCR en lugar de uno determinista como el que se está usando en la actualidad.
2. El 27 de diciembre de 2023 tuvo entrada en el registro de la CNMC escrito de Red Eléctrica de España, S.A.U., presentando la propuesta de los TSOs de la zona síncrona CE de la metodología para el cálculo probabilístico de reservas de contención de la frecuencia conforme a lo dispuesto en el artículo 153(2) del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SOGL) a los efectos de su consideración y, en su caso, aprobación.
3. Las Autoridades Reguladoras Nacionales (en adelante, NRAs por sus siglas en inglés) de la zona síncrona CE debían acordar, en su caso, la aprobación de la propuesta antes de transcurridos seis meses a partir de la fecha de recepción de la última autoridad reguladora afectada, es decir, el 17 de enero de 2024, por lo que el plazo resultante se determinó el 17 de julio de 2024.
4. Sin embargo, el 22 de mayo de 2024 las NRAs de la zona síncrona CE solicitaron a ACER una extensión de 6 meses adicionales conforme al artículo 6 (8) del Reglamento SOGL para reclamar información y analizar estudios complementarios solicitados a los TSOs (el estudio sobre las desviaciones de frecuencia de larga duración) con el objeto de mejorar la propuesta y facilitar el acuerdo. ACER otorgó la extensión mediante la Decisión 10/2024 del 23 de julio de 2024, estableciendo el nuevo fin de plazo para la aprobación de la metodología en el 17 de enero de 2025.

5. Las NRAs de la zona síncrona CE colaboraron estrechamente conforme al artículo 6 (7) del Reglamento SOGL y discutieron diferentes enmiendas a la propuesta, incluyendo consultas con las partes interesadas y TSOs para mejorarla. Finalmente, la metodología fue enmendada, haciendo uso del artículo 5(6) del Reglamento 2019/942 en algunos aspectos relacionados con la calidad, detalles técnicos de la propuesta y requerimientos a los TSO entre otros. Esta enmienda ha sido sometida a aprobación de las NRAs.
6. En una primera fase de voto electrónico, entre el 8 y el 15 de enero de 2025, las NRAs de la zona síncrona CE acordaron unánimemente proceder a la aprobación del texto enmendado.

## **II. FUNDAMENTOS DE DERECHO**

### **Primero. Habilitación competencial**

1. El artículo 5 del Reglamento SOGL regula la elaboración de las propuestas de condiciones o metodologías, en cuyo primer apartado se prevé que los TSOs elaborarán las propuestas y las presentarán para su aprobación a las autoridades reguladoras.
2. El artículo 6 regula la aprobación de dichas condiciones o metodologías. En su tercer apartado se establece que las propuestas relativas a las condiciones o metodologías de ámbito regional deben ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la región interesada, siendo la sección ii) de la letra d) del citado artículo la que contempla la aprobación de las reglas de dimensionamiento de FCR.
3. Por lo tanto, la CNMC, como autoridad reguladora española, es la autoridad competente para la aprobación de la propuesta de la metodología de cálculo probabilístico de reservas de contención de la frecuencia (Frequency Containment Reserve - FCR)

### **Segundo. Principales consideraciones sobre el cálculo probabilístico de FCR**

1. La metodología aprobada establece las reglas de dimensionamiento para el cálculo de FCR en la zona síncrona CE.

2. Los TSOs que conforman la zona síncrona CE son REE (ES), REN (PT), RTE (FR), APG (AT), VUEN (AT), Elia (BE), ESO (BG), ČEPS (CZ), TransnetBW (DE), TenneT GER (DE), Amprion (DE), 50Hertz (DE), Energinet (DK), IPTO (GR), HOPS (HR), MAVIR ZRt. (HU), Terna (IT), CREOS (LU), TenneT NL (NL), PSE S.A. (PL), Transelectrica (RO), ELES (SI), SEPS (SK).
3. El proceso de dimensionamiento probabilístico de la FCR sigue un enfoque iterativo para determinar el valor simétrico de la FCR. A partir del incidente de referencia, se llevan a cabo simulaciones a lo largo de varios años utilizando un método de Monte Carlo, donde se toman muestras de desviaciones de frecuencia provenientes de tres conjuntos de datos distintos: desvíos de frecuencia determinísticas (DFDs, por sus siglas en inglés), desvíos de frecuencia de larga duración (LLFDs por sus siglas en inglés) y pérdidas fortuitas de generación o elementos de red. Además, se analizan las características de los transitorios de frecuencia, como la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés), el nadir y el zenit de frecuencia, para cada desviación de frecuencia.
4. El valor simétrico del FCR para toda la zona síncrona CE representa la cantidad mínima de FCR que se requiere para evitar problemas en los sistemas eléctricos. Este valor se calcula considerando factores como los patrones de carga, generación, inercia, la inercia sintética disponible y la capacidad de desplegar inercia mínima en tiempo real. El objetivo es reducir la probabilidad de que haya insuficiencia de FCR a menos de una vez cada 20 años, según lo estipulado en el Artículo 153(2) del Reglamento SOGL. El valor del FCR se obtiene mediante un proceso iterativo que comienza introduciendo como valor inicial el del incidente de referencia (3.000 MW) que luego es modificado usando el modelo de simulación probabilística. Si el valor de FCR es suficiente según los criterios establecidos, el proceso termina y, en caso contrario, se incrementa en 100 MW de forma que se repita hasta que se obtenga un valor adecuado.
5. El modelo de simulación probabilística simula el comportamiento de la zona síncrona CE en cuanto a la evolución de la frecuencia, evaluando la efectividad del valor mínimo de FCR para mantener una calidad de frecuencia adecuada según los criterios establecidos en el Reglamento SOGL. Este modelo incluye una función para calcular la respuesta dinámica de la frecuencia tras una perturbación, considerando variaciones en el desequilibrio de potencia y calculando parámetros clave

- como el nadir de frecuencia, el zenith de frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF). Utilizando un proceso de simulación probabilística, se simulan varios años de condiciones operativas mediante valores aleatorios de desvíos de potencia asociados a DFDs, LLFDs y fallos en elementos de la red, simulando al menos 200 años con una discretización temporal de un minuto. El proceso también debe simular el agotamiento de los proveedores con almacenamiento limitado de energía (LER, por sus siglas en inglés) y su impacto en la frecuencia, especialmente durante un estado de alerta, donde el LER debe activar el FCR de manera continua durante un período determinado, actualmente definido en 15 minutos. No obstante, el apartado 10 del artículo 156 del Reglamento SOGL establece que los TSOs de la zona síncrona deben de proponer un valor armonizado entre 15 y 30 minutos, a través de un análisis coste-beneficio. Además, se consideran otros asuntos en el anexo técnico adjunto a la propuesta.
6. En relación con los DFDs y LLFDs, los TSOs deben analizar los desvíos de potencia inducidos por el mercado y las tendencias históricas de frecuencia de la zona síncrona CE. También deben definir una lista de los elementos de la red que puedan causar desequilibrios de potencia relevantes y que activarán el FCR de manera significativa.
  7. En cada ciclo de simulación, se identifican todas las condiciones críticas que ocurren en los años simulados mediante el análisis de los minutos en los que la desviación de frecuencia excede los umbrales definidos por los TSOs. Se considera que el FCR es suficiente cuando el número de condiciones críticas detectadas es inferior o igual a 1/20 del total de los años simulados.
  8. El valor simétrico del FCR para toda la zona síncrona CE se determina cada dos años, teniendo en cuenta las mejores estimaciones de los datos sobre la evolución de las fuentes de perturbación de frecuencia, la participación esperada de proveedores LER y otros factores relevantes. Si se producen cambios importantes en los conjuntos de datos, los TSOs pueden decidir volver a calcular este valor antes del período de dos años establecido. Además, las NRAs tienen el derecho de solicitar una nueva determinación del valor de FCR si lo consideran necesario.
  9. Antes de cada ejecución del proceso de dimensionamiento del FCR, los TSOs deben proporcionar a las NRAs de la zona síncrona CE los valores y las justificaciones de los umbrales adoptados para evaluar los criterios

de aceptación de frecuencia establecidos, así como otros parámetros descritos en el anexo técnico adjunto a la propuesta. Al finalizar cada ejecución del proceso, los TSOs deben enviar un informe detallado que incluya las medidas de mitigación consideradas en el conjunto de datos de LLFDs, los parámetros adoptados para evaluar los criterios de aceptación de frecuencia, y el valor total del FCR, entre otros detalles clave.

10. Cada TSO deberá publicar el dimensionamiento probabilístico del FCR sin demora después de que todas las NRAs aprueben el documento. Además, los TSOs deben implementar el dimensionamiento probabilístico dentro de los 12 meses posteriores a la aprobación por las autoridades regulatorias. Tras la aprobación, los TSOs deben organizar reuniones con las NRAs para seguir discutiendo la identificación y asignación de responsabilidades a los bloques de control de frecuencia (LFCs, por sus siglas en inglés) que causen los LLFDs más significativos.

### III. RESUELVE

**Único.** Aprobar la metodología para el cálculo probabilístico de reservas de contención de la frecuencia, conforme a lo previsto en el artículo 6.3 del reglamento (UE) 2017/1485, de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, la cual se adjunta como anexos a la presente resolución compuesta por los supuestos y metodología, Anexo I y un anexo técnico de la metodología, Anexo II.

Notifíquese esta resolución a Red Eléctrica de España, S.A.U. y publíquese en la página web de la CNMC.

**PRIMERO. ANEXO I: SUPUESTOS Y METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVAS DE CONTENCIÓN DE LA FRECUENCIA, CONFORME AL ARTÍCULO 153(2) DEL REGLAMENTO (UE) 2017/1485 DE LA COMISIÓN DE 2 DE AGOSTO DE 2017 POR EL QUE SE ESTABLECE UNA DIRECTRIZ SOBRE LA GESTIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

**SEGUNDO. ANEXO II: ANEXO TÉCNICO DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVAS DE CONTENCIÓN DE LA FRECUENCIA, CONFORME AL ARTÍCULO 153(2) DEL REGLAMENTO (UE) 2017/1485 DE LA COMISIÓN DE 2 DE AGOSTO DE 2017 POR EL QUE SE ESTABLECE UNA DIRECTRIZ SOBRE LA GESTIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**