

3. Instalaciones de almacenamiento. Para las instalaciones de almacenamiento se requiere, además de lo propio para una instalación de generación y consumo, lo siguiente:

- Medidas.
- o Uso de la capacidad energética disponible.

ANEXO III

Informes de incidentes

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre un incidente son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

- a) Fecha y hora del incidente.
- b) Instalaciones de transporte, distribución y/o elementos del sistema eléctrico directamente involucrados y afectados por el incidente, duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión).
- c) Afectación directa a los consumidores finales: ubicación (municipio y provincia), tipo (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) y número de clientes afectados (con detalle específico del número de clientes de cada uno de los tipos anteriores), demanda (en MW) interrumpida, energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición. En caso de que exista punto frontera, se especificará la información anterior desagregada por cada uno de los puntos frontera.
- d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.
- e) Descripción del incidente (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).
- f) Otra documentación y/o registros de equipos que pudiera ser solicitada por el OS por causas justificadas y/o para el cumplimiento de las funciones asignadas en la regulación vigente.

P.O. 9 Información intercambiada por el operador del sistema

1. Objeto. Constituye el objeto de este procedimiento de operación:

- a) La definición de la información que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, sin perjuicio de cualquier otro intercambio de información establecido reglamentariamente.
- b) El establecimiento de los procedimientos y plazos de intercambio de la información definida, aplicables tanto al OS como al resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular.
- c) La definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información gestionada por el OS.

2. Ámbito de aplicación. El presente procedimiento de operación es de aplicación a los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de 27 de diciembre, o normativa que la sustituya, y que realicen su actividad dentro del ámbito peninsular, así como a otras entidades participantes en el proceso de la operación conforme a la regulación vigente.

3. Información necesaria para los procesos del operador del sistema. Sin perjuicio de lo dispuesto normativamente para la implementación 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 información necesaria para los procesos que lleva a cabo el OS se clasifica a los efectos del presente procedimiento en los siguientes grupos de información:

- a) Datos estructurales del sistema eléctrico.
- b) Información para la programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica e información de la operación que debe recibir el OS (Sistema SIOS).
- c) Información sobre las medidas eléctricas (Sistema SIMEL).
- d) Información de telemidas en tiempo real (Sistema de Tiempo Real STR).
- e) Información de carácter general relativa a la operación del sistema.
- f) Información de incidentes en el sistema eléctrico.
- g) Información del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Sistema SCECI).

Los sujetos deberán facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS, sin dilación, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. En el caso de los requerimientos de información correspondientes a los epígrafes b, c, d y g, los sujetos serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

El OS pondrá a disposición de los sujetos la información a la que tengan derecho de la indicada en este procedimiento a través de los medios definidos y en los plazos establecidos en este procedimiento de operación.

4. Carácter y tratamiento de la información. La información recibida por el OS y a la que resulte de aplicación el presente procedimiento de operación será gestionada por el OS con los siguientes criterios generales en cuanto al carácter y tratamiento de la información:

- a) Se considera información confidencial aquella de la que solo dispone el sujeto titular de la información generada, y que no puede ser difundida a otros sujetos ni a terceros sin previa autorización expresa por parte del sujeto titular de la información o, en su caso, transcurridos los plazos y en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación. El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida.
- b) Se considera información de carácter público, aquella que puede ser difundida tanto a otros sujetos como a terceros, en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación. Se refiere tanto a los datos recibidos por el OS como a los resultados de los procesos de operación competencia del OS.

No obstante, lo anterior, podrán disponer de toda la información, la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Los gestores de la red de distribución podrán disponer de la información confidencial explícitamente indicada en cada apartado del presente procedimiento relativa a las instalaciones en servicio conectadas en las redes de distribución bajo su gestión.

El OS, en caso de considerar necesaria la inclusión de la información indicada en cada apartado del presente procedimiento que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, podrá determinar una propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional.

Se entiende como red observable por un distribuidor la constituida por aquellas otras instalaciones cuya topología y variables de control deben ser conocidas en tiempo real por este distribuidor para operar adecuadamente su red y efectuar los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales con suficiente precisión, según se disponga normativamente. Los gestores de la red de distribución no podrán comunicar la información ni de los generadores, ni de los consumidores ni de los distribuidores conectados a la red

observable por ellos mismos ni de la red de distribución que forme parte de la red observable por ellos mismos a un tercero sin la autorización del sujeto al que pertenece la información.

De acuerdo con estos criterios generales, aplicarán las condiciones particulares que para cada tipo o grupo de información se reflejan en el presente procedimiento.

Los sujetos podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

5. Datos estructurales del sistema eléctrico.

5.1 Descripción de la información. Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y de la red observable, así como de las instalaciones de producción, consumidores y elementos de control y protección, que el OS precisa para ejercer sus funciones.

Están igualmente contemplados los elementos en proyecto y construcción y los elementos planificados, con los valores disponibles, si bien estos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio.

5.2 Sujetos y responsabilidades. El OS será responsable de recopilar y de mantener y actualizar el archivo de los datos estructurales de las instalaciones indicadas en el apartado anterior.

Los sujetos a los que resulte de aplicación el presente procedimiento de operación vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos pertenecientes a las instalaciones de su propiedad o bajo su gestión para mantener el archivo de los datos estructurales actualizado y fiable.

5.3 Detalle de la información. La información responderá a la siguiente estructura:

- Instalaciones de producción.
- Instalaciones de consumo.
- Red de Transporte.
- Red Observable del OS.

Sin perjuicio de lo dispuesto normativamente para la implementación 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 relación de datos se recoge en el documento 'Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema', incluido como Anexo I. No obstante, cuando dicha información dentro del ejercicio de las funciones del OS resulte insuficiente por ser requerida diferente o mayor información para poder efectuar análisis de seguridad y estudios de funcionamiento del sistema eléctrico menos habituales o más específicos, este podrá requerir dicha información adicional a los sujetos justificando y poniendo en conocimiento tal circunstancia a la Administración competente en materia de energía y los sujetos vendrán obligados a suministrar tal información salvo valoración en sentido contrario por parte de la mencionada administración.

5.4 Carácter de la información. La información relativa a datos estructurales del sistema eléctrico tendrá carácter confidencial, de acuerdo con lo previsto en el apartado 4. No obstante lo anterior, la información relativa al comportamiento estático de las instalaciones en servicio que constituyen la red de transporte, podrá ser puesta a disposición de los sujetos no titulares de la información generada.

En el caso de que el OS necesite comunicar información confidencial (excluyendo la información relativa a los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones, que no podrá ser transmitida en ningún caso) a un tercero para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, será necesaria previamente la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS que establezca, entre otros aspectos, el uso exclusivo de la información para los fines acordados, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida.

Los gestores de la red de distribución podrán disponer de la información confidencial (excluyendo la información relativa a los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones) relativa a las instalaciones en servicio conectadas en las redes de distribución bajo su gestión.

5.5 Plazos. La información deberá ser comunicada al OS en los plazos requeridos en el procedimiento de operación que regula las solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte, en los casos de alta o de modificación de diseño o de baja de algún elemento.

Cuando la actualización sea consecuencia de pruebas posteriores que hayan verificado algún valor distinto al anterior, o por haberse detectado algún valor erróneo u obsoleto, la comunicación al OS deberá producirse en el menor plazo posible.

Tras un suceso imprevisto, o con antelación a un suceso programado, en una instalación de consumo o distribución conectada a la red de transporte, y siempre que conlleve cambios en la potencia de cortocircuito prevista superiores al 10% de la comunicada previamente al OS, se procederá conforme a los plazos indicados en el apartado 9.4.2.

El OS pondrá a disposición de cada responsable del suministro de información los datos actualizados de los que dispone, con objeto de que éste pueda comprobar y completar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias.

5.6 Sistemas de información. La información se archivará en la Base de Datos Estructural del Sistema Eléctrico (BDE).

El OS definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas para el intercambio de la información.

6. Información para la programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica e información de la operación que debe recibir el OS (Sistema SIOS).

6.1 Descripción de la información. Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica que tiene encomendados, desde la comunicación a los Sujetos del Mercado de información previa a los mercados diario e intradiario, la asignación de capacidad de intercambio, la nominación de los contratos bilaterales, la asignación de los servicios de ajuste del sistema y la comunicación de desvíos e indisponibilidades al OS, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias, incluyendo la programación en las interconexiones internacionales, serán gestionados por el Sistema SIOS. Esta información será posteriormente utilizada en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

El SIOS también gestionará toda aquella información facilitada por los Sujetos del Mercado al OS necesaria para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

6.2 Sujetos a los que aplica. Los intercambios de información realizados a través del sistema SIOS afectan a los sujetos del sistema que actúan en el mercado de producción de energía eléctrica o a sus representantes, en adelante, Sujetos del Mercado, al Operador del Mercado, a los distribuidores y, en su caso, a otras entidades relacionadas con el proceso de programación de la operación en el mercado de producción, conforme a la regulación vigente.

6.3 Intercambios de información. El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

- Información comunicada por el OS.
- Información comunicada al OS.

En el anexo II se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación de la operación en el mercado de producción.

En el anexo III se detalla la información a facilitar por los Sujetos del Mercado al OS necesaria para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

6.4 Sistemas de intercambio de información del SIOS. Dentro del SIOS, se distinguen los siguientes sistemas de información:

- Sistema e-sios, que realizará los procesos de subasta, cálculo, registro y archivo de datos intermedios y resultados de los procesos de programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica.
- Sistema OSbi, que realizará el archivo, gestión y publicación de la información histórica asociada a los procesos anteriores.

6.5 Sistema de gestión de datos estructurales para la programación de la operación en el mercado de producción. Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con la programación de la operación del sistema en el mercado de producción de energía eléctrica es necesario conocer y mantener la información relativa a los SM, Unidades de Programación (UP), Unidades de Oferta (UO) y Físicas (UF), Contratos Bilaterales, así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos.

Toda esta información se recoge bajo el nombre de Sistema de Gestión de Datos Estructurales del SIOS (GDE).

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

- Información sobre Sujetos del Mercado: datos de los Sujetos del Mercado y en su caso, de sujetos que actúan en representación de otros.
- Información sobre Unidades de Programación y su relación con las Unidades de oferta utilizadas en los mercados diario e intradiario.
- Información sobre unidades de programación y su desagregación en unidades físicas y unidades físicas equivalentes.
- Información de carácter diverso: Tipos de mercado, tipos de unidad, tarjetas de seguridad.
- Diversos tipos de parámetros que afectan al sistema.
- Información sobre las distintas sesiones que componen y definen los diferentes mercados gestionados por el OS.

Sin perjuicio de lo dispuesto normativamente para la implementación 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, los datos de carácter estructural correspondientes a la unidad física y de programación serán los que se desglosan en detalle en el apartado 1.3 del Anexo I.

6.5.1 Visualización de la información estructural. Mediante la página Web de Sujetos del Mercado del e-sios: <https://sujetos.esios.ree.es>, los SM podrán acceder a la información estructural confidencial correspondiente a:

- Unidades de Programación (incluidas Unidades de Programación Genéricas) de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.
- Unidades físicas de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.
- Contratos bilaterales en los que participen Unidades de Programación de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión.

Asimismo, mediante la página web dispuesta para este fin por el OS, los SM tendrán acceso a la información estructural no confidencial correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y Sujetos del Mercado.

6.5.2 Solicitud de modificación de información estructural del SIOS. La modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la página Web de Sujetos del Mercado del e-sios: <https://sujetos.esios.ree.es>, debidamente cumplimentado por el SM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el SM, el OS comunicará al SM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6.6 Requisitos técnicos. En la ejecución de los procesos e intercambios de información sobre los datos gestionados y almacenados por el SIOS, el OS deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada Sujeto del Mercado (SM).
- b) Acuse de recibo a cada Sujeto de Mercado de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del SIOS serán sistemas redundantes. Además, el e-sios dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas.

Con una periodicidad a establecer por el OS, los procesos realizados por el e-sios se ejecutarán en el centro de respaldo, siendo responsabilidad de los Sujetos del Mercado (SM), el OM y, en su caso, de otras entidades participantes en el proceso de programación de la operación, conforme a la regulación vigente, el disponer de los medios de comunicación con este centro de respaldo utilizando los modos de acceso definidos por el OS.

6.6.1 Medios de intercambio de información. La comunicación entre el OS, el OM y los Sujetos del Mercado y otras entidades participantes en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a la normativa vigente, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en este apartado, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

6.6.2 Comunicaciones. Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

6.6.3 Servicios de acceso al SIOS. El acceso al SIOS por parte de los Sujetos del Mercado, del OM, de otras entidades relacionadas con el proceso de programación de la operación en el mercado de producción o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: Privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los Sujetos del Mercado, al OM y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado de producción conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso. Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

a) Servicio de acceso público: Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

b) Servicio de acceso privado: Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor.

El sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los SM y otros sujetos y entidades de mercado de producción podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del SM o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

6.6.4 Formatos de intercambio de información. Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIOS. Utilizando estos documentos electrónicos los SM, OM y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción remitirán al SIOS la información correspondiente, por los medios que se establezcan, y en los horarios especificados en los correspondientes procedimientos de operación.

Los documentos electrónicos intercambiados con los Sujetos del Mercado y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes:

- Volumen 1. Mercado de Producción de energía eléctrica.
- Volumen 2. Liquidaciones.
- Volumen 3. Control de Tensión.
- Volumen 4. Previsión Cobertura y Análisis.

Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» que será publicado conjuntamente por el OS y el OM por los medios que cada operador establezca.

7. Información sobre las medidas eléctricas (SIMEL).

7.1 Descripción de la información. El Concentrador Principal (o Sistema de Información de Medidas, SIMEL) es el sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas del sistema eléctrico nacional. El SIMEL está constituido por un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde los datos de los equipos de medida necesarios para el cálculo y la comprobación de las liquidaciones, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

La base de datos del SIMEL recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y contendrá al menos la siguiente información:

a) Información estructural de puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

- Puntos de Medida.
- Puntos frontera.
- Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
- Contadores.
- Registradores.
- Transformadores de medida.

b) Información de medidas de energía de puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

- Medidas horarias en los puntos de medida.
- Medidas horarias calculadas en los puntos frontera.
- Medidas de generación neta cuando sea de aplicación.
- Medidas horarias calculadas en las Unidades Físicas

c) Información estructural de puntos frontera de los que el distribuidor es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

d) Información de medidas para puntos frontera de los que el distribuidor es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus instrucciones técnicas complementarias y los procedimientos de medidas. Adicionalmente, a efectos de liquidación, el SIMEL recibirá de cada distribuidor, para los puntos frontera de los que es encargado de lectura, agregaciones de puntos frontera y/o medidas individualizadas en cada punto frontera, según lo indicado en los Procedimientos de Operación de Medidas.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

- Medidas horarias calculadas en las Unidades de Programación.
- Pérdidas horarias de la red de transporte.
- Acumulados entre actividades.
- Perfiles de consumo.

7.2 Sujetos a los que aplica. El OS gestiona el acceso a la información del SIMEL, de forma que se garantiza su confidencialidad. Podrán acceder a SIMEL los participantes en la medida, esto es, los titulares de las instalaciones a ambos lados de un punto frontera, así como el encargado de la lectura, los comercializadores, consumidores conectados a la red de transporte, consumidores interrumpibles, interlocutores únicos de nudo, centros de

control y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en ese punto.

7.3 Intercambios de información. El SIMEL recibirá y gestionará la información intercambiada entre los puntos frontera del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

El OS gestionará el acceso a la información de medidas residente en el SIMEL de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

- Información pública: El OS publicará diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en SIMEL de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas. Esta información estará disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.

- Información confidencial para los participantes del sistema de medidas: La información contenida en SIMEL será de carácter confidencial, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en SIMEL, a través de la Web de participantes <https://participantes.int.simel.ree.es/>, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

- Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura.
- Medidas horarias de los puntos de generación neta cuando sean de aplicación de los que el OS es el encargado de la lectura.
- Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.
- Inventario de los puntos de frontera y de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Inventario de los puntos de frontera de los que el distribuidor es encargado de la lectura (adicionalmente, a efectos de liquidación, agregaciones de puntos fronteras según lo indicado en los Procedimientos de Operación de Medidas).
- Medidas horarias para puntos fronteras de las que el distribuidor es el encargado de la lectura.

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de datos estructurales y de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el procedimiento de operación por el que se definen los sistemas de comunicación con los concentradores de medidas eléctricas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el SIMEL durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del 1 de enero del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7.4 Requisitos técnicos. En la ejecución de los procesos e intercambios de información sobre los datos gestionados y almacenados por SIMEL, el OS deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada participante del sistema de medidas
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, el SIMEL es un sistema redundante. Además, el SIMEL dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal.

7.4.1 Base de dato de SIMEL. El OS mantendrá en su base de datos toda la información necesaria para la correcta gestión del sistema de medidas que está bajo su responsabilidad.

La base de datos de SIMEL cumplirá los siguientes requisitos:

- a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
- b) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- c) Integridad referencial de los datos grabados.
- d) Gestión histórica asociada a toda la información.

7.4.2 Medios de intercambio de información. La comunicación entre el OS y los participantes del sistema de medidas, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en este apartado 7, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

7.4.3 Comunicaciones Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso al sistema, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIMEL será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

7.4.4 Servicios de acceso al SIMEL. El acceso al SIMEL por parte de los participantes del sistema de medidas o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: Privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes del sistema de medidas conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso. Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

- a) Servicio de acceso público: Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado. Esta información está disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.
- b) Servicio de acceso privado: Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor.

El sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIMEL, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los participantes del sistema de medidas podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del participante del sistema de medidas solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

7.4.5 Formatos de intercambio de información: Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIMEL. El contenido y formato de los distintos ficheros de datos estructurales y de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en última versión del documento «Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas». La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.

Este documento y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

8. Información de telemidas en tiempo real (STR).

8.1 Descripción de la información. El OS deberá recibir en su Sistema de Tiempo Real, de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte, la red observable –según se define esta última en el procedimiento de operación por el que se definen las redes operadas y observadas por el OS– y de las instalaciones de producción y generación asociada a autoconsumo con obligación de envío de telemidas en tiempo real o de adscripción a un centro de control de generación que le sea preciso para operar en el sistema eléctrico.

8.2 Sujetos y responsabilidades. Los propietarios de las instalaciones de producción y generación asociada a autoconsumo, el transportista único y los gestores de las redes de distribución suministrarán al OS la información en tiempo real necesaria de los elementos de su propiedad con la calidad requerida.

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción y generación asociada a autoconsumo, deberá ser facilitada al OS a través de un centro de control de generación. Para la realización de esta función estos centros de control de generación podrán ser propios o de terceros que representen al titular de la instalación, conforme a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico.

Cada instalación debe estar asociada a un único centro de control. En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

En el caso de instalaciones de producción o generación asociada a autoconsumo sin obligación de adscripción a un centro de control, estas telemidas en tiempo real podrán ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora, si así lo acordaran con esta.

8.3 Detalle de la información. Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

Red de Transporte.
Red Observable.
Instalaciones de Generación.

Sin perjuicio de lo dispuesto normativamente para la implementación 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 información en tiempo real que se debe facilitar al OS se especifica en el documento «Información a enviar al OS en tiempo real», incluido en el Anexo IV del presente procedimiento.

En este anexo se entiende por posición el conjunto de los elementos y protecciones asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran incluso los de grupos y los de consumo.

b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas: Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.ej. indicación de tomas de transformadores, actuación de protecciones, etc).

8.4 Carácter de la información. La información en tiempo real enviada por los Sujetos del Mercado, el transportista único y los gestores de las redes de distribución al operador del sistema, tendrá carácter confidencial.

Podrá ser enviada por el operador del sistema a cada gestor de la red de distribución la información de telemedidas en tiempo real disponible correspondientes a:

- Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo conectadas a su red de distribución.
- Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo de la red observable por dicho distribuidor.
- Instalaciones de red correspondientes a la red bajo su gestión.
- Instalaciones de red de la red observable por dicho distribuidor.

La información que sea imprescindible para garantizar el desarrollo de las funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) podrá ser enviada a los sujetos que así lo justifiquen, siempre que se cuente con la autorización del titular de la información.

8.5 Plazos de provisión de la información / publicación. La información se enviará en tiempo real tan pronto como sea captada por los elementos de medición.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto, y en ningún caso superará los doce segundos.

8.6 Sistemas de información. El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real para la identificación y gestión de las telemedidas en tiempo real recibidas.

En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información estructural necesaria para la correcta identificación de las telemidas de las instalaciones. La solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real por parte de los centros de control se enviará al OS al menos quince días antes de la fecha en la cual el alta o modificación debe quedar implementada en la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real.

8.7 Requisitos técnicos.

8.7.1 Requisitos técnicos de los centros de control. La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción y a las instalaciones de generación asociada a autoconsumo, de transporte o de la red observable deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces ordenador-ordenador entre el OS y el centro de control de la instalación.

El intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema se realizará mediante el protocolo estándar de comunicaciones denominado ICCP-TASE2, por medio de los bloques de intercambio de información definidos como 1 y 2.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS establecerá con cada uno de los Centros de Control del OS (Principal y Respaldo) dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de esta información. Las características técnicas de estas 4 líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. El operador del sistema facilitará previamente al establecimiento del enlace información técnica adicional desarrollando lo indicado anteriormente.

Un centro de control no podrá compartir ni su sistema de control ni las comunicaciones con el OS ni el personal que constituya el turno cerrado de operación con otro centro de control. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS. Cada centro de control tendrá una única localización física y la capacidad de interlocución con el OS para todas las instalaciones adscritas a él, pudiendo contar con otras ubicaciones de respaldo.

El centro de control deberá superar las pruebas establecidas por el operador del sistema incluyendo pruebas de control de producción con bajada real de producción en al menos una instalación. La no superación de estas pruebas conllevará la denegación de la constitución de un centro de control.

El operador del sistema podrá verificar en cualquier momento la capacidad de los centros de control y los requisitos recogidos en la normativa. Si de dicha verificación se derivara la anulación de esta condición a un centro de control ya constituido, el operador del sistema informará a la CNMC quien resolverá el conflicto técnico planteado.

A solicitud de los distribuidores, el OS les facilitará la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones conectadas a la red bajo su gestión o a la red observable por cada distribuidor.

8.7.2 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa de generación recibidas en tiempo real:

La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemidas en tiempo real establecidos.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará mensualmente determinando su desviación con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria.

Se define para una instalación/agrupación:

– Telemida horaria integrada para la hora h (THIh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Activa Saliente recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h, y representa, por tanto, la energía producida por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real. En el cálculo de la telemida horaria

integrada, si durante algún periodo esta telemidada no se renovara, se considerará en la integral el último valor válido.

– Energía horaria registrada para la hora h (EHR $_h$): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía exportada» Activa Saliente en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

– Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes m .

– Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemidas del mes m para una determinada instalación/agrupación es válida solo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{\forall i \in I} EHR_i - \sum_{\forall i \in I} THI_i}{\sum_{\forall i \in I} EHR_i} * 100 \right| \leq 10$$

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

Para cada periodo de liquidación contemplado en los Procedimientos de Operación de Medidas, el OS publicará la telemidada horaria integrada a los centros de control de generación y los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación a los representantes y a los centros de control de las instalaciones de las mismas a través de SIMEL. Asimismo informará a la CNMC para los efectos oportunos si durante tres meses continuados se producen estos incumplimientos.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemidas al operador del sistema de forma individual, la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará determinando su desviación con respecto al acumulado mensual de las energías netas generadas registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Las condiciones para considerar válida la calidad de la telemidada serán las mismas que para el resto de instalaciones.

Adicionalmente el OS podrá realizar las comprobaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas se corresponden con el perfil de las producciones realmente realizadas. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

9. Información de carácter general relativa a la operación del sistema.

9.1 Descripción de la información. Se trata aquí la información de carácter general relativa a la operación que por una parte genera y por otra requiere el OS.

9.2 Sujetos a los que aplica. El OS, por una parte, los distribuidores, y en su caso el transportista único, por otra, y los propietarios de instalaciones de producción conectadas a la red de transporte y de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo conectadas a la red de transporte y de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y los gestores de la red de distribución conectada a la red de transporte, por una tercera parte, son los responsables de aportar la información tratada en este apartado.

9.3 Información generada por el OS. La información que el OS publicará a través de la web corporativa de Red Eléctrica www.ree.es, y que incluye el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación, será la siguiente:

Información diaria:

- Curva de carga del sistema.
- Balance eléctrico de producción desglosado por tipo de producción/combustible.
- Estado de las reservas hidroeléctricas de la semana previa al día D-4.

Información mensual:

- Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Información anual:

- Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico
- Tasa de disponibilidad del equipo generador.
- Índices de disponibilidad de la red de transporte.
- Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.
 - Evolución anual de la potencia o corriente de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.
 - Corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión que deben soportar, al menos, las instalaciones de generación, consumo o distribución directamente conectadas a la red de transporte como valor mínimo de diseño de dichas instalaciones de acuerdo a lo especificado en el P.O. 12.2.

Series históricas de:

- Potencia instalada en el sistema.
- Energía generada por tipo de producción/combustible.
- Consumo de bombeo.
- Intercambios internacionales.
- Demanda del sistema eléctrico.
- Producible hidroeléctrico.
- Reservas hidroeléctricas.
- Tasas de disponibilidad del equipo generador.
- Índices de disponibilidad de la red de transporte.
- Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

Toda esta información tendrá carácter público.

En el caso de instalaciones de generación conectadas a la red de transporte a las que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631 y de instalaciones de demanda o de red de distribución conectadas a la red de transporte a las que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388, el operador del sistema ofrecerá:

- Con carácter particular a cada propietario de instalación conectada a la red de transporte y con carácter previo a la obtención de la notificación operacional para energización, una estimación de las corrientes mínima y máxima de cortocircuito previstas en el punto de conexión como un equivalente de la red.

- Tras un suceso imprevisto, el operador del sistema informará al propietario de la instalación de generación conectada a la red de transporte, de consumo conectada a la red de transporte o al gestor de la red de distribución conectada a la red de transporte afectados, lo antes posible y dentro del plazo de una semana después del suceso imprevisto, de los cambios por encima de un umbral del 10% por encima de la corriente máxima de cortocircuito que la instalación de consumo conectada a la red de transporte o la red de distribución conectada a la red de transporte afectadas podrán soportar de la red de transporte en el punto de conexión según lo indicado en el presente apartado.

- Antes de un suceso programado, el operador del sistema informará al propietario de la instalación de generación conectada a la red de transporte, de consumo conectada a la red de transporte o al gestor de la red de distribución conectada a la red de transporte afectados, lo antes posible y dentro del plazo de una semana antes del suceso programado, de los cambios por encima de un umbral del 10% por encima de la corriente máxima de cortocircuito que la instalación de consumo conectada a la red de transporte o la red de distribución conectada a la red de transporte afectadas podrán soportar de la red de transporte en el punto de conexión según lo indicado en el presente apartado.

9.4 Información requerida por el OS.

9.4.1 Agrupaciones de instalaciones de producción. Los distribuidores, y en su caso, el transportista único, deberán enviar al OS el listado de agrupaciones de instalaciones de producción conectadas a sus redes en el formato, medio y periodicidad que establezca el OS para cumplir con lo requerido en la normativa. Esta información tendrá carácter confidencial.

9.4.2 Instalaciones de producción conectadas a la red de transporte, instalaciones de generación asociadas a autoconsumo conectadas a la red de transporte, instalaciones de demanda conectada a la red de transporte o gestores de la red de distribución conectados a la red de transporte.

El operador del sistema podrá solicitar información a un propietario de la instalación de producción así como de generación asociada a autoconsumo, conectadas a la red de transporte, de la instalación de demanda conectada a la red de transporte o a un gestor de la red de distribución conectado a la red de transporte sobre la contribución en términos de corriente de cortocircuito de dicha instalación o red. En estos casos, serán necesarios los modelos equivalentes de la red, y la demostración de esa equivalencia, para el valor de secuencia cero, de secuencia positiva y de secuencia negativa.

Tras un suceso imprevisto, el propietario de la instalación de generación conectada a la red de transporte, de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el gestor de la red de distribución conectada a la red de transporte informarán al operador del sistema, lo antes posible y en el plazo de una semana después del suceso imprevisto, de los cambios de corriente de cortocircuito por encima del umbral del 10% por encima de los valores previamente comunicados por el distribuidor o propietario de la instalación de consumo según lo indicado anteriormente.

Antes de un suceso programado, el propietario de la instalación de generación conectada a la red de transporte, de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el gestor de la red de distribución conectada a la red de transporte informarán al operador del sistema, lo antes posible y en el plazo de una semana antes del suceso programado, de los cambios de corriente de cortocircuito que superen un umbral del 10% por encima de los valores previamente comunicados por el distribuidor o propietario de la instalación de consumo según lo indicado anteriormente.

10. Información de incidentes en el sistema eléctrico.

10.1 Descripción de la información. La información a recibir es aquella necesaria para analizar los incidentes ocurridos en el sistema eléctrico, contribuir a identificar la causa del incidente y establecer los planes de mejora necesarios para evitar su repetición o minimizar el impacto sobre la seguridad del suministro. Dicha información se recoge en el anexo V del presente procedimiento de operación.

10.2 Sujetos a los que aplica. Este apartado es de aplicación a todos los sujetos definidos en el apartado 2 que sean titulares de instalaciones del sistema eléctrico afectadas por un incidente de referencia según lo establecido en el apartado 10.3 o que sean los responsables de estas instalaciones y a los responsables del suministro a los consumidores finales afectados.

10.3 Incidentes. Los eventos que definen aquellos incidentes del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto

titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados son los siguientes:

a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos del sistema eléctrico (generación, distribución y/o transformación transporte-distribución o transporte-generación) cuando esta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en un corte de suministro que pudiera implicar una interrupción de suministro a consumidores finales o en una pérdida de la capacidad de evacuación de la generación que conlleve el disparo de grupo o en una degradación de la calidad de onda en los puntos frontera de la red de transporte en los términos establecidos en la normativa.

b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:

a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.

b. Fallo, degradación, o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.

c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje informático, electrónico o físico, o por terrorismo dirigido contra el sistema eléctrico o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

d. Actuación de cualquier sistema de protección por cualquier causa y que provoque la desconexión de algún elemento de red o de alguna instalación de generación con afección en la red de transporte.

10.4 Carácter de la información. La información recibida en el ámbito de este apartado se considerará de carácter confidencial según lo establecido en el apartado 4 de este procedimiento de operación.

10.5 Comunicación al operador del sistema. En el caso de que se produzca algún incidente de los definidos en el apartado 10.3 en las instalaciones de la Red Observable, o en Instalaciones de Producción con obligación de envío de telemidas en tiempo real al OS, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS, y en un plazo de 2 horas, la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar del incidente contendrá, al menos, los aspectos a), c) y d), e) que se recogen en el Anexo V de este procedimiento y que resulten de aplicación.

El OS podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales, incluyendo si fuera preciso instalaciones no pertenecientes a la red observable, con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar y recabar, mediante la cumplimentación de un formulario de mayor detalle, la información del Anexo V que no se haya recibido y que considere necesaria, quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria,

En particular, para todos aquellos cortes de suministro con afección a la red de transporte que pudieran ser calificados como interrupciones, el OS requerirá de los sujetos la información necesaria para su análisis, así como en su caso para la valoración requerida por la Orden ECO 797/2002, poniendo a disposición de estos un formulario recogiendo todos los aspectos del Anexo V para su cumplimentación; los sujetos aportarán la información con el alcance y formato solicitados por el OS en cuanto esté disponible y en todo caso en el plazo de un mes.

Cuando el OS determine que el evento constituye un incidente significativo para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación, o al responsable del suministro a los consumidores finales afectados. Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS en un plazo no superior a 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe

preliminar (Anexo V) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar los efectos de incidentes similares que pudieran producirse en el futuro.

10.6 Comunicación del operador del sistema. Cuando se produzca un incidente de los definidos en el apartado 10.3, el OS incluirá la información correspondiente en un «Informe Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado antes de las 12 horas del día laborable siguiente a la ocurrencia del mismo.

Cuando el OS considere un incidente de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva del mismo. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición del incidente o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los sujetos afectados, a la CNMC y a la Administración competente en materia de energía en un plazo de 60 días hábiles tras la ocurrencia del incidente.

Los informes correspondientes a los incidentes más significativos serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidentes que convocará el OS.

10.7 Investigaciones Conjuntas. Para aquellos incidentes en los que, por su importancia o naturaleza, el OS lo juzgue necesario, este propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes sujetos involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán al informe que elabore el OS sobre el incidente y que podrá presentarse en el Grupo de Análisis de Incidentes que convocará el OS.

10.8 Requisitos técnicos. La información de oscilografía se facilitará en formato electrónico, preferiblemente en formato COMTRADE. La información sobre los ajustes de los equipos de protección se facilitará en formato electrónico igualmente.

11. Información del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI).

11.1 Descripción. Es la información a intercambiar entre el Operador del Sistema y los proveedores del servicio que permita una correcta gestión del servicio, conforme a lo establecido en la normativa específica del mismo.

11.2 Sujetos y responsabilidades. El OS y los sujetos proveedores del servicio de interrumpibilidad.

11.3 Detalle de la información. El envío de telemida de potencia activa y reactiva demandada en tiempo real, el envío de la generación neta en tiempo real (en caso de proveedores con generación asociada), el envío y gestión de las órdenes de reducción de potencia, así como la gestión del relé de deslastre por subfrecuencia.

Igualmente, los envíos de programas de consumo y generación (cuando aplique), así como la gestión de las indisponibilidades.

El OS recibirá la información estructural necesaria para la correcta gestión del servicio, en particular, y con carácter no limitante:

11.3.1 Datos generales.

- Denominación de la instalación.
- Código Universal de punto de suministro (CUPS).
- Denominación social de la empresa propietaria de la instalación.
- Grupo empresarial al que pertenece.
- Dirección de la instalación.
- Ubicación geográfica Coordenadas (Latitud, Longitud).
- Fecha de puesta en servicio.
- Fecha de la última modificación exhaustiva de su acuerdo de conexión a la red.
- Nudo de conexión a la red (Nombre, kV).
- Actividad que desarrolla.
- Código actividad económica CNAE.

11.3.2 Datos específicos.

- Potencias contratadas por periodo tarifario (kW).

- Datos de contacto para la adecuada gestión del servicio
- Relé de deslastre por subfrecuencia:
 - Frecuencia de arranque: Valor de ajuste (Hz).
 - Tiempo de medida (ms).
 - Temporización voluntaria: Valor de ajuste (s).
 - Bloqueo por mínima tensión (%Un)
 - Existencia de automatismo de reposición (SI/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
 - Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
- Datos, en su caso, de la generación asociada:
 - Código de la unidad o unidades físicas (UF).
 - Potencia instalada (MW), o, en su defecto, potencia máxima neta (MW).
 - Información sobre si se encuentra en régimen de autoconsumo y la modalidad del mismo.

11.4 Carácter de la información. La información recibida por el OS tendrá el carácter de confidencial.

11.5 Plazos de provisión de la información/publicación. La periodicidad de la información a intercambiar será la establecida en la normativa específica de aplicación al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. En cualquier caso los cambios en la información estructural y específica serán comunicados al OS tan pronto como se tenga constancia de los mismos.

Los plazos y procesos para gestionar cambios en la información estructural serán los que establezca el Operador del Sistema.

11.6 Sistemas de información. El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del SCECI a efectos de gestionar el intercambio de información relativo a la prestación del servicio de interrumpibilidad. El SCECI gestionará los intercambios de información relativos a la prestación del servicio

El OS contará con un sistema que permita la comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI), con las características definidas en la normativa correspondiente.

11.7 Requisitos técnicos. Los requisitos técnicos del SCECI serán los que se establezcan en la normativa de desarrollo correspondiente del servicio de interrumpibilidad.

Los proveedores del servicio deberán contar con los equipos y sistemas establecidos en la normativa a los efectos de la correcta prestación del servicio.

Será responsabilidad de los proveedores del servicio el correcto funcionamiento de sus equipos y de los sistemas de comunicación.

ANEXO I

Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema

El objeto de este documento es determinar el contenido de la base de datos estructural del operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Notas generales y abreviaturas:

- Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique algo diferente.
 - De los datos de impedancia en p.u. o en % se debe indicar la tensión y la potencia base a la que están referidos.
 - Los datos facilitados al OS deberán ser, en su caso, coherentes con los incluidos en los Registros Administrativos Ministeriales correspondientes.

ÍNDICE DEL ANEXO I

1. Instalaciones de Producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo.
 - 1.0 Definición de potencias para instalaciones de generación.
 - 1.1 Datos generales.
 - 1.1.1 General.
 - 1.1.2 Otros datos.
 - 1.2 Datos generales adicionales, específicos por tecnología.
 - 1.2.1 Centrales Y grupos hidráulicos.
 - 1.2.1.1 Embalses.
 - 1.2.1.2 Datos de la instalación.
 - 1.2.1.3 Datos de cada grupo.
 - 1.2.2 Centrales térmicas.
 - 1.2.3 Centrales solares térmicas.
 - 1.2.4 Instalaciones eólicas y fotovoltaicas.
 - 1.3 Información básica necesaria para la programación de la operación y la participación en los mercados de servicios de ajuste del sistema.
 - 1.3.1 Información general.
 - 1.3.2 Solución de restricciones técnicas y mercado de reserva de potencia adicional a subir.
 - 1.3.3 Regulación primaria.
 - 1.3.4 Regulación secundaria.
 - 1.3.5 Regulación terciaria y gestión de desvíos.
 - 1.3.6 Control de tensión de la red de transporte.
 - 1.4 Datos necesarios para la realización de estudios dinámicos.
 - 1.4.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica).
 - 1.4.2 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.
 - 1.4.3 Elementos de almacenamiento.
 - 1.5 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio
 - 1.6 Datos del transformador de conexión a la red.
 - 1.7 Datos de la línea o cable de evacuación.
 - 1.8 Datos de las protecciones.
 - 1.8.1 General.
 - 1.8.2 Datos adicionales para instalaciones o agrupaciones de instalaciones de potencia instalada superior a 10 MW que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.8.3 Datos adicionales para instalaciones conectadas a la red de transporte.
 - 1.8.3.1 Protecciones de la central.
 2. Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte
 - 2.1 General.
 - 2.2 Datos necesarios para la realización de estudios estáticos y dinámicos.

2.2.1 Modelado del comportamiento estático y dinámico de la instalación de consumo (o carga).

2.2.2 Modelado del comportamiento dinámico de la instalación de red de distribución.

2.3 Datos de la línea o cable.

2.4 Datos de las protecciones.

3. Red de transporte.

3.1 Subestaciones.

3.2 Parques.

3.3 Líneas y cables.

3.4 Transformadores.

3.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

4. Red observable.

4.1 Parques.

4.2 Líneas y cables.

4.3 Transformadores.

4.4 Elementos de control de potencia reactiva.

1. Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo. Se suministrará la información para instalaciones de producción así como para instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, o agrupaciones de las mismas de potencia instalada superior a 1 MW, que es el umbral para envío de telemidas al operador del sistema, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El umbral de 10 MW que se utiliza en este apartado para información adicional se corresponde con la potencia, en conexiones a la red de distribución, a partir de la cual se requiere solicitud al operador del sistema de aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte, según se define en este mismo Real Decreto.

1.0 Términos de potencias para instalaciones de producción. Se recogen aquí los términos de potencias, y su definición coherente con la normativa vigente, utilizados en el presente documento.

Potencia instalada y potencia nominal:

La potencia instalada y nominal de una unidad de producción se corresponderá con la potencia activa máxima que puede alcanzar y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en las placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie. De forma análoga, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo, será la menor de las sumas de las potencias de las placas de características de los motores, turbinas o alternadores que se encuentren en paralelo.

En caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente. La potencia nominal para estas instalaciones se considerará como la suma de las potencias activas instaladas de los inversores constituyentes del módulo de parque eléctrico, considerando el cumplimiento de las capacidades de potencia reactiva requeridas a la capacidad máxima de acuerdo al Reglamento (UE) 631/2016 y desarrolladas en el Procedimiento de Operación 12.2.

La potencia instalada de una central hidráulica deberá también considerar la potencia activa máxima que puede alcanzar la central teniendo en cuenta elementos comunes tales como las conducciones hidráulicas. Es por ello que nos referimos a potencia instalada de la central y potencia nominal de cada grupo.

En todos los casos, la potencia instalada deberá coincidir con la que figure en la autorización administrativa y a su vez corresponderá a la que se inscriba en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

Potencia máxima neta. La potencia máxima neta es la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continua durante un tiempo especificado, suponiendo la totalidad de sus instalaciones en servicio y condiciones óptimas especificadas de generación. Se entiende medida a la salida de la central, es decir, deduciendo la potencia absorbida por sus servicios auxiliares y las pérdidas en sus transformadores, si estos existen.

1.1 Datos generales.

1.1.1 General.

- Nombre de la instalación.
- Dirección de la instalación.
- Empresa o empresas propietarias.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Compañía Distribuidora, en el caso de conexión a la red de distribución.
- N.º de grupos (salvo eólicos y fotovoltaicos).
- Datos a aportar para cada grupo, en el caso de centrales térmicas o hidráulicas, y para la instalación, en el resto de casos:
 - Nemónico de 8 dígitos o código B3 asignado en la contestación de acceso, en su caso.
 - Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
 - Fecha de puesta en servicio.
 - Potencia instalada (MW) y potencia nominal (MW), o, en su defecto, potencia máxima neta (MW).
 - Mínimo técnico (MW), para instalaciones o agrupaciones de las mismas de potencia instalada superior a 5 MW, que es el umbral de obligación de adscripción a un centro de control, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
 - Capacidad de control de la potencia reactiva.
 - En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, deberá aportar la correspondiente documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos del mismo para cada uno de los módulos de generación de electricidad que definen la instalación de generación.
 - En el caso de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo:
 - Modalidad de autoconsumo, sección y subsección (en caso de acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo establecidas en la legislación vigente).
 - Indicar modalidad de autoconsumo Individual/Colectivo.

Datos adicionales para instalaciones o agrupaciones de las mismas de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte:

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia) y, en su caso, de la poligonal del parque o de la huerta.
- Localización geográfica: Planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
- Diagrama unifilar simplificado con todos los elementos componentes de la instalación no transporte desde el punto de conexión a red hasta la instalación de generación (sólo para solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Datos a aportar para cada grupo, en el caso de centrales hidráulicas y térmicas, y para la instalación, en el resto de casos:

- Potencia aparente (MVA). Debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación, en instalaciones eólicas y fotovoltaicas.
- Potencia máxima neta (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en bornes de alternador (b.a.) a plena carga, potencia activa (MW) (sólo térmicos).
- Tensión nominal (kV).
- Tasas estimadas de indisponibilidad programada.

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento.

1.1.2 Otros datos. Véanse apartados correspondientes a:

- Datos generales adicionales, específicos por tecnología.
- Información básica necesaria para la programación de la operación y la participación en los servicios de ajuste del sistema.
- Datos necesarios para la realización de estudios dinámicos.
- Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.
- Datos del transformador de conexión a la red.
- Datos de la línea o cable de evacuación.
- Datos de las protecciones.

1.2 Datos generales adicionales, específicos por tecnología.

1.2.1 Centrales y grupos hidráulicos.

1.2.1.1 Embalses.

- Nombre del embalse.
- Empresa o empresas propietarias o concesionarias.
- Cuenca (río).
- Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh), teniendo en cuenta todas las centrales situadas aguas abajo del embalse.
- Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m^3).
- Capacidad total (hm^3), entre el fondo y el nivel máximo admitido en explotación normal.
- Capacidad útil (hm^3), entre los niveles mínimo y máximo de explotación.
- Capacidad vaciable (hm^3), entre el nivel más bajo de los orificios de desagüe y el nivel máximo admisible en explotación normal.
- Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3^{er} grado).
- Cota máxima de explotación (m).
- Cota mínima de explotación (m).
- Cota base o de desagüe (m).
- Caudal de servidumbre o ecológico a mantener aguas abajo (m^3/s).
- Uso (Hidroeléctrico, Mixto).
- Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).

5.5.1.1.2 Datos de la instalación.

- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Capacidad de regulación (fluyente, diario, semanal, anual, hiperanual).
- Embalse asociado.
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte:

- Esquema del subsistema hidráulico.
- Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.
- Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- En el caso de centrales reversibles o de bombeo: Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

1.2.1.3 Datos de cada grupo.

- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Potencia nominal (MW).
 - Altura efectiva (neta) nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte:

- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas (m) en las conducciones en función del caudal (Q^2).
- Curvas de colina de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

Tipo de bomba.

Velocidad nominal (rpm).

Caudal máximo de bombeo (m^3/s).

Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).

Pérdidas (m) en la aspiración e impulsión en función del caudal (Q^2).

Curvas de colina de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura efectiva (neta) (alternativa: Tablas de potencia para distintas alturas efectiva (neta) y distintos caudales para cada altura efectiva (neta)).

- Factor de potencia nominal en generación y en bombeo.
- Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
- Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).

1.2.2 Centrales térmicas.

Nota: Este apartado es de aplicación a, entre otros, centrales de tecnología nuclear, ciclos combinados y centrales térmicas de carbón. Las unidades solares térmicas se tratan en otro apartado.

- Combustibles principal y alternativo.

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte:

- Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principales y alternativos (T, m³).
- Datos a aportar para cada grupo:
 - Estructura de consumo de combustible en arranque: porcentaje en términos de energía de cada uno de los combustibles utilizados.
 - Fórmula de consumo en arranque: Expresión que permite calcular este consumo en función del tiempo de arranque (el transcurrido desde la última parada).

$$C_t = C_0 \times (1 - e^{-t/\tau})$$

Siendo C₀ el consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica (termias).

- Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica para distintos regímenes de carga (Kcal/kWh).
- Factor de potencia nominal.
- Para cogeneraciones conectadas a la red de transporte: Véanse también instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.

1.2.3 Centrales solares térmicas.

- Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales,...) en el caso de centrales con capacidad de almacenamiento.
- Potencia eléctrica neta que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
- Método de apoyo mediante combustible complementario (ninguno, gas natural, biomasa,...).
- Fracción de potencia máxima suministrable con combustible complementario.

1.2.4 Instalaciones eólicas y fotovoltaicas.

- En el caso de que no les sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, informará sobre el cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión, aportando certificado acreditativo.
- En el caso de instalaciones fotovoltaicas: Instalación sobre edificación o sobre suelo, y número de ejes de seguimiento solar en este segundo caso.

1.3 Información básica necesaria para la programación de la operación y la participación en los mercados de servicios de ajuste del sistema.

1.3.1 Información general. Datos correspondientes a la unidad física.

- Nombre y código de la unidad física.
- Subgrupo asociado.
- Código de la instalación a efectos de liquidación (CIL).
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en barras de central (b.c.).
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en b.c.
- Máxima generación de reactiva a plena carga (Mvar) en b.c.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (Mvar) en b.c.
- Tipo de producción.
- Máxima rampa ascendente (MW/min).
- Máxima rampa descendente (MW/min).
- Punto frontera.
- En su caso, indicación de los modos de funcionamiento multieje.

Datos correspondientes a la unidad de programación.

- Nombre y código de:
 - Unidad de programación.
 - Sujeto titular / Sujeto representante.
 - Unidad de oferta asociada.
- Potencia máxima de la UP (suma de las potencias instaladas, o en su defecto potencias máximas netas, de las UF que la componen).
 - Mínimo técnico de la UP.
 - Tipo de producción (nuclear, carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulica, turbinación bombeo, consumo bombeo, cogeneración, solar fotovoltaica/ térmica, eólica terrestre/ marina, biomasa, biogás, residuos).
 - En caso de unidades de programación de ciclo combinado, indicar si se trata de centrales multiteje.
 - Indicación de si la instalación es:
 - Renovable/no renovable.
 - Cogeneración de alta eficiencia.
 - En su caso, centro de control al que pertenece.
 - Indicación de si la instalación se encuentra en periodo de pruebas preoperacionales.

1.3.2 Solución de restricciones técnicas y mercado de reserva de potencia adicional a subir.

- Zona eléctrica a la que pertenece.
- Tiempo de arranque mínimo (min) exigible por el OS:
 - Desde orden de arranque hasta listo para sincronización (en frío/en caliente).
 - Desde sincronización hasta mínimo técnico (en frío/en caliente).
 - Desde sincronización hasta plena carga (en frío/en caliente).

En caso de unidades de programación térmicas con más de un modo de funcionamiento, se han de aportar los tiempos de arranque solicitados para cada uno de los posibles modos de funcionamiento.

- Tiempo de parada de programación (min) desde plena carga hasta desconexión.
- Indicar el valor del programa de entrega de energía mínimo necesario para la provisión efectiva al sistema de reserva de potencia adicional a subir.

1.3.3 Regulación primaria. En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631 se entenderá que el término 'regulación primaria' en este apartado se refiere al modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF).

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso afirmativo, indicar:

- Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es cero si el OS no ha especificado un valor diferente.
- Estatismo permanente:
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado.

En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

1.3.4 Regulación secundaria. En caso de participación activa en el servicio:

- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW).
- Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

1.3.5 Regulación terciaria y gestión de desvíos. En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.

• En caso de participación activa en el servicio:

- Máxima rampa ascendente de regulación terciaria/gestión de desvíos (MW en 15 min/MW en 30 min).
- Máxima rampa descendente de regulación terciaria/gestión de desvíos (MW en 15 min/MW en 30 min).

1.3.6 Control de tensión de la red de transporte. En caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

- Declaración explícita de cumplimiento o de no aplicabilidad de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión.
 - En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión que se desarrolle.
 - En el caso de grupos hidráulicos reversibles generador/motor, completar los datos requeridos en el anexo 1 del PO 7.4 para cada uno de los modos de funcionamiento.
 - En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.
 - Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

1.4 Datos necesarios para la realización de estudios dinámicos. En el caso de modelos para la realización de estudios dinámicos, la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS está disponible telemáticamente en la web del OS. En el caso de modelos para estudios dinámicos no incluidos en dicha lista, los documentos de las características y condiciones que han de cumplir están también disponibles telemáticamente en la web del OS.

Si el titular de la instalación tiene que proceder a una revisión o actualización de la información entregada al OS, se aplicarán los siguientes principios generales al respecto de la información asociada a los estudios dinámicos:

- Si se ha modificado el comportamiento dinámico de la instalación ante perturbaciones, se procederá como sigue:

- Si el cambio de comportamiento requiere de uno o varios modelos nuevos, será necesario entregar la información asociada a los nuevos modelos y los correspondientes parámetros que los alimentan así como los correspondientes informes de validación de los nuevos modelos tal como se requiere en los apartados siguientes dependiendo de la tecnología en cuestión.

- Si el cambio de comportamiento solo requiere modificar parámetros de modelos ya entregados con anterioridad, solo será necesario entregar los correspondientes parámetros que justifican el cambio de comportamiento así como los correspondientes informes de validación de los modelos modificados tal como se requiere en los apartados siguientes dependiendo de la tecnología en cuestión.

- Si no ha habido modificaciones en la instalación que modifiquen el comportamiento dinámico, el titular de la instalación entregará una declaración responsable comunicando que no ha habido cambios en la instalación que modifiquen el comportamiento dinámico de la misma y, en consecuencia, siguen siendo válidos los modelos ya entregados con anterioridad al OS.

1.4.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica). En el caso de que le sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, deberá proporcionar, para cada módulo de electricidad síncrono, la información que caracterice la velocidad de respuesta de los modos de regulación potencia-frecuencia MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF proporcionando los parámetros que caracterizan dichas respuestas en la forma que se establece para cada modo en dicho reglamento europeo contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

En el caso de instalaciones o agrupaciones de las mismas de más de 10 MW de potencia instalada o conectados a la red de transporte, se aportará la información que se indica en el resto de este apartado independientemente de la normativa de aplicación.

Datos del generador síncrono:

- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q , de acuerdo con la simbología de la norma UNE-EN 60034-4). En el caso de que el generador síncrono sea de configuración de polos salientes X'_q no se requiere.

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal en [s] (T'_{d0} , T'_{q0} , T''_{d0} y T''_{q0} , de acuerdo con la simbología de la norma UNE-EN 60034-4). En el caso de que el generador síncrono sea de configuración de polos salientes, T'_{q0} no se requiere.

- Constante de inercia (H) del conjunto giratorio formado por el generador síncrono, la excitatriz y la turbina, en [s].

- Reactancia de fuga no saturada en p.u. base máquina (X_l , de acuerdo con la simbología de la norma UNE-EN 60034-4).

- Factores de saturación a tensión 1.0 p.u. (S(1.0)) y a tensión 1.2 p.u. (S(1.2)). Se calcularán según se indica en la figura 1, mediante la curva de saturación en vacío y la recta del entrehierro.

- Diagrama de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador) a la tensión asignada U_n , a $1,05 U_n$ y a $0,95 U_n$.

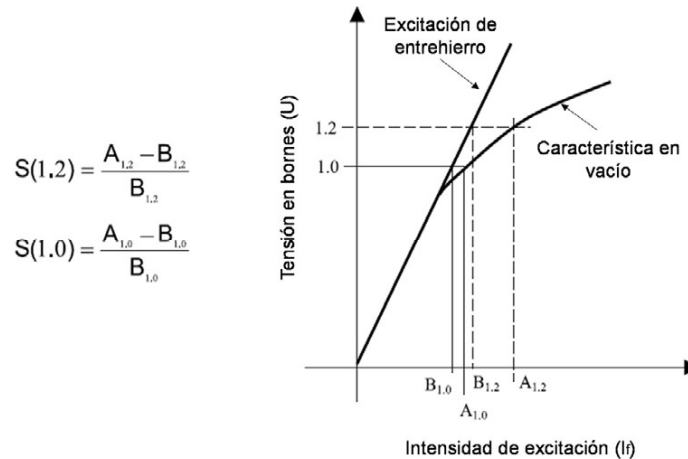


Figura 1. Cálculo de los factores de saturación del generador síncrono

Datos del modelo del equipo de regulación potencia-frecuencia:

En el caso de ciclos combinados multiteje, la información que sigue se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

Datos del modelo del equipo de control de tensión. En el caso de ciclos combinados multiteje, la información que sigue se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.4.2 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.):

- Número de unidades generadoras del mismo modelo.
- Fabricante y modelo.
- Tecnología: Máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.

En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, cada módulo de parque eléctrico deberá proporcionar adicionalmente:

- Capacidad de evitar el bloqueo de la electrónica de potencia voluntariamente para facilitarse soportar huecos de tensión o valor mínimo de tensión residual para el que pueden aplicarlo a tensiones inferiores a lo exigido en el P.O.12.2.
- La información que caracterice la capacidad técnica de soportar sobretensiones transitorias por parte del módulo de parque eléctrico y de sus unidades de generación constituyentes.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta de los modos de regulación potencia-frecuencia MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF que le sea de aplicación, proporcionando los parámetros que caracterizan dichas respuestas en la forma que se establece para cada modo en dicho reglamento europeo contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta del control de inyección de corriente rápida de falta proporcionando los parámetros que caracteriza dicha respuesta en la forma que se establece en dicho reglamento europeo contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta del control de tensión en régimen permanente proporcionando los parámetros que caracterizan dicha respuesta en la forma que se establece en dicho reglamento europeo contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente. Se deberán segregar los parámetros relativos a la respuesta de los inversores de las correspondientes a las compensaciones estáticas o movimiento de tomas de transformadores de evacuación de la producción.

Datos adicionales para instalaciones o agrupaciones de las mismas de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte independientemente de la normativa de aplicación:

- Potencia instalada y nominal de cada unidad generadora (kW).
- Potencia aparente de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
- Compensación de reactiva en bornas de cada unidad generadora excluida, en su caso, la compensación interna:
 - Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en Mvar).
 - Posibilidad de regulación.
- Compensación de reactiva en bornas de la instalación excluida, en su caso, la asociada a cada unidad generadora:
 - Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en Mvar).
 - Posibilidad de regulación.
 - Baterías de condensadores (sí/no).

- Potencia total (Mvar).
- Número de escalones.
- Tipo de control de los escalones.
- Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).
 - Potencia total instalada (Mvar).
 - Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.
 - Se aportará un modelado de la instalación que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de modelos incluidos en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - O bien, a través de modelos no incluidos en la lista anterior siempre que cumplan con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En instalaciones conectadas a la red de transporte, informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado en el punto de conexión de la red de transporte:
 - Bien a través de una previsión, según se indica en CEI 61000-3-6, del nivel de emisión de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica ocasionados por dicha instalación.
 - Bien realizar medidas en dicho punto de conexión de la red de transporte de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.
- En instalaciones conectadas a la red de transporte, el OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando cómo participan las dinámicas fundamentales de los generadores individuales (inversores en su caso) así como las dinámicas del control en el punto de conexión a la red de la instalación de producción. En tal caso, se aportarán los correspondientes esquemas de bloques con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. No obstante, si el titular de la instalación prefiere entregar directamente un modelo de este control, el OS lo aceptará siempre que cumpla con las mismas condiciones que las requeridas al modelado del comportamiento dinámico de la instalación.
 - En el caso de instalaciones de generación del tipo C o D a las que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 631/2016:
 - Se aportará el valor de potencia de cortocircuito mínimo necesario en el nudo de conexión, de forma que, para cualquier valor superior el titular de la instalación, garantiza la no aparición de problemas de funcionamiento de los equipos relacionados con acoplamientos oscilatorios ni interacciones entre controles internos. Asimismo, el operador del sistema podrá requerir los estudios o informes para justificar la no aparición de problemas de acoplamientos oscilatorios o interacciones entre controles internos.
 - Adicionalmente, solo en el caso de necesidad de otros estudios específicos como estabilidad de pequeña señal, transitorios electromagnéticos, interacción de controles u otros para garantizar la seguridad de suministro en el sistema, el operador del sistema podrá solicitar información técnica adicional. En el caso de necesitarse modelos RMS, EMT o información adicional propia del fabricante, el titular de la instalación deberá aportar dichos modelos o información del fabricante. Estos modelos deben cumplir con las condiciones requeridas al modelado del comportamiento dinámico de la instalación. Si los citados estudios pusieran de manifiesto la aparición de inestabilidades entre el módulo de

parque eléctrico con el sistema y/o con instalaciones cercanas, el operador del sistema podrá requerir modificaciones en la instalación de generación para solventar las citadas inestabilidades. En función de la valoración del operador del sistema, estos estudios podrán llevarse a cabo de manera coordinada con el titular de la instalación.

1.4.3 Elementos de almacenamiento. Este apartado es de aplicación a instalaciones de generación que incluyan elementos de almacenamiento.

- Potencia instalada de salida (kW).
- Energía máxima almacenada (kWh)

1.5 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio. Este apartado es de aplicación a generadores o agrupaciones de generadores de más de 50 MW de potencia instalada, o conectados a la red de transporte, y de tecnología hidráulica o térmica o solar térmica.

1. Alimentación de SSAA (salvo CCHH).

• Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

• Tensión de alimentación de SSAA.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (Mvar).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)

Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (Mvar)

Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

2. Capacidad de arranque autónomo. Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.
- Diagramas unifilares.
- Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:

- Por control remoto.
- Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

• El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de energía primaria).

• Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.

- En el caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

3. Reconexión del grupo a la red (CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque desde puesta en marcha hasta acoplamiento.
- Tiempo mínimo de arranque desde acoplamiento hasta plena carga.

4. Reconexión del grupo a la red (salvo CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
- Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

5. Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

6. Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

7. Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).

8. Otros datos (salvo CCHH).

- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.

- Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.6 Datos del transformador de conexión a la red. Este apartado es de aplicación a centrales o agrupaciones de centrales de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte.

- Empresa o empresas propietarias.
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

Esta información debe también suministrarse del transformador de cada parque o planta, en el caso de conexión a la red de transporte a través de un transformador colector.

Datos adicionales del transformador de conexión a la red para centrales conectadas a la red de transporte:

- Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador) y de la toma máxima (toma del regulador en la que se obtiene la tensión más alta).

1.7 Datos de la línea o cable de evacuación. Este apartado es de aplicación a centrales o agrupaciones de centrales de más de 10 MW de potencia instalada o conectadas a la red de transporte.

- Número de circuito y longitud en km.
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Resistencia mutua homopolar (Ω).
- Reactancia mutua homopolar (Ω).

Esta información debe también suministrarse de la línea o cable de evacuación de cada parque o planta, en el caso de conexión a la red de transporte a través de una red colectora.

1.8 Datos de las protecciones.

1.8.1 General.

- Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento de operación por el que se establecen los Planes de Seguridad.
 - Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
 - Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados o indicar su actuación, que ha de ser acorde a lo que se establece en los planes de seguridad.

1.8.2 Datos adicionales para instalaciones o agrupaciones de instalaciones de potencia total instalada superior a 10 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal y ajustes de los mismos.

1.8.3 Datos adicionales para instalaciones conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
 - Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.
 - Esquema unifilar de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.8.3.1 Protecciones de la Central.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
 - Estudio de ajustes de protecciones del grupo.
 - Protección ante pérdida de sincronismo: Indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante este el grupo queda sobre auxiliares.
 - Relé de sobretensión: Ajustes.
 - Protección de secuencia inversa y de sobreintensidad de neutro del transformador de grupo: Indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.
 - Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.
 - Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.

2. Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte. El presente epígrafe es relativo a consumidores directos o a distribución conectada a red no observable. También es de aplicación, en lo que a datos necesarios para el modelado dinámico se refiere, a los transformadores de conexión con la red observable a los que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388 en su consideración como instalación de red de distribución conectada a la red de transporte. Los

transformadores de conexión con la red observable, por lo demás, se tratan bajo el epígrafe de Red de Transporte.

2.1 General.

- Denominación de la instalación.
- Código Universal de punto de suministro (CUPS), cuando aplique.
- Tipo de carga (servicios auxiliares, consumidor).
- Propietario.
- Dirección de la instalación.
- Fecha de puesta en servicio.
- Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Transformador de conexión a la red.
- Tipo de transformador: Configuración (trifásico o banco), autotransformador/ transformador, circuito magnético (nº de columnas).
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
 - Grupo de conexión.
 - Tensión de cortocircuito (% en base máquina) entre cada pareja de arrollamientos.
 - Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, Mvar) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual para los años integrados en el horizonte correspondiente a la planificación.

Información adicional para consumidores ferroviarios:

Características de la energía consumida:

- Potencia media: Previsiones de demanda con situación de red de alimentación íntegra (es decir, sin fallo), con máxima intensidad de tráfico (valor medio).
- Potencia máxima: Previsiones de demanda con situación de red de alimentación íntegra (es decir, sin fallo), con máxima intensidad de tráfico (valor máximo).
- Potencia degradada: Previsiones de demanda con fallo en la red de alimentación íntegra manteniendo el tráfico ferroviario al máximo.

Información de la energía vertida a la red para la subestación de alimentación a la subestación de tracción, con valores de potencia (MW activa y MVAreactiva) para situaciones de demanda extrema (punta y valle), así como energía estimada anual (GWh) para los años integrados en el horizonte correspondiente a la planificación:

Características de la energía vertida durante el proceso de frenado:

- Potencia media: Previsiones de generación en situación de alimentación íntegra (es decir, sin fallo), con el régimen de tráfico que supone mayor cantidad de energía vertida a la Red. (valor medio).
- Potencia máxima: Previsiones de generación con situación de red de alimentación íntegra (es decir, sin fallo), con el régimen de tráfico que supone mayor cantidad de energía vertida a la Red. (valor máximo).
- Potencia degradada: Previsiones de generación con fallo en la red de alimentación íntegra y frenado simultáneo de todos los trenes.

- En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388, ya sea instalación de consumo o de red de distribución conectada a la red de transporte, deberá aportar la correspondiente documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos técnicos de dicho reglamento.

- Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión.

- Los sistemas de compensación de potencia reactiva que existan en la instalación de consumo, sean estáticos o de regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS), aportarán, en el caso de que la potencia total instalada de dichos sistemas sea superior a 10 Mvar, la siguiente información:

- Breve descripción del sistema de compensación.
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (Mvar).

2.2 Datos necesarios para la realización de estudios estáticos y dinámicos. En el caso de modelos para la realización de estudios dinámicos, la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS está disponible telemáticamente en la web del OS. En el caso de modelos para estudios dinámicos no incluidos en dicha lista, los documentos de las características y condiciones que han de cumplir están también disponibles telemáticamente en la web del OS.

Si el titular de la instalación tuviese que proceder a una revisión o actualización de la información entregada al OS, se aplicarán los mismos principios generales al respecto de la información asociada a los estudios dinámicos establecidos para instalaciones de generación en el apartado 1.4.

2.2.1 Modelado del comportamiento estático y dinámico de la instalación de consumo (o carga).

- Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total sin autoconsumo).
- Proporción de la carga conectada a través de electrónica de potencia (% sobre la carga total sin autoconsumo).
- Del resto de la carga se proporcionará información sobre el proceso industrial asociado a dicha carga o bien se proporcionará la siguiente información:

- Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).
- Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%).
- Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).

- Adicionalmente, se proporcionará la siguiente información relativa a la generación en autoconsumo:

- Potencia instalada (MW).
- Proporción de generación síncrona (% respecto de la potencia instalada en autoconsumo).
- Proporción de generación fotovoltaica (% respecto de la potencia instalada en autoconsumo).
- Proporción de generación eólica doblemente alimentada (% respecto de la potencia instalada en autoconsumo).
- Proporción de generación eólica «full converter» (% respecto de la potencia instalada en autoconsumo).
- Proporción de generación asíncrona (% respecto de la potencia total en autoconsumo).

- El operador del sistema podrá requerir registros de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

- Información adicional requerida a los hornos de arco en corriente alterna:

- Tensión de alta (kV).
- Tensión de media (kV).
- Tensión de baja (kV).
- Potencia del horno (MVA).
- Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (Mvar) y embarrado de conexión.

- Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
- Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.
- Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
- $\cos \varphi$ de las impedancias anteriores.
- Información adicional requerida a los hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia de rectificación (MW).
 - Número de pulsos.
 - Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (Mvar) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - $\cos \varphi$ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - Filtros de armónicos: Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar).
- Información adicional requerida a los trenes de alta velocidad (TAV) y cargas desequilibradas:
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 - Características del equipo de compensación de desequilibrio, en caso de existir.
- Información adicional requerida a los siguientes elementos:
 - Motores de inducción de más de 10 MW de potencia nominal pertenecientes a la instalación de consumo.
 - Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS), de más de 10 Mvar de potencia instalada, pertenecientes a la instalación de consumo.
 - Cargas de comportamiento dinámico especial si el OS lo considera necesario.

Se aportará un modelo que debe describir el comportamiento dinámico de la instalación desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de modelos incluidos en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- O bien, a través de modelos no incluidos en la lista anterior siempre que cumplan con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar a este tipo de cargas, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En el caso de instalaciones de consumo a las que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388 y solo en el caso de necesidad de otros estudios específicos como estabilidad de pequeña señal, transitorios electromagnéticos, interacción de controles u otros que fueran necesarios para garantizar la seguridad de suministro en el sistema, el operador del sistema podrá solicitar información técnica adicional a la requerida en el presente procedimiento. En función de la valoración del operador del sistema, estos estudios podrán llevarse a cabo de manera coordinada con el titular de la instalación.

2.2.2 Modelado del comportamiento dinámico de la instalación de red de distribución. En el caso de la red de distribución conectada a la red de transporte a las que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388, será necesario que el propietario de dicha red proporcione al operador del sistema, a nivel del punto de conexión a la red de transporte, la siguiente información para el adecuado modelado de la característica estática y dinámica de la red de distribución:

- Las fracciones de demanda de característica residencial, de servicios e industrial que caracteriza la demanda dentro de la red de distribución de influencia correspondiente a la instalación de distribución. Dicha información deberá ser actualizada cuando alguna de las componentes se vea modificada en más del 10% del valor total de la demanda y haya transcurrido al menos un año de la última actualización.
- Las potencias instaladas de la generación de significatividad A y B distinguiendo por tipo y tecnologías síncrona, asíncrona, eólica doblemente alimentada, eólica de conversión total («full converter»), fotovoltaicas u otras, dentro de la red de distribución de influencia correspondiente a la conexión con la red de transporte, discerniendo a su vez, entre las conectadas en la red de distribución y las conectadas en autoconsumo. Dicha información deberá ser actualizada cuando alguna de las componentes se vea modificada en más del 10% del valor total de la generación y haya transcurrido al menos un año de la última actualización.
- El operador del sistema podrá requerir registros de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo menor de 50 ms a los efectos de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

2.3 Datos de la línea o cable.

- Línea o cable de conexión a la Red de Transporte (en su caso):
 - Número de circuitos y longitud en km.
 - Tensión nominal de funcionamiento.
 - Resistencia de secuencia directa (Ω).
 - Reactancia de secuencia directa (Ω).
 - Susceptancia de secuencia directa (μS).
 - Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
 - Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
 - Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

2.4 Datos de las protecciones.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas.
 - Esquema unifilar de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, tramo red – transformador de consumo y ajustes de las mismas.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
 - Estudio de ajustes de protecciones.
 - Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

3. Red de transporte.

3.1 Subestaciones.

3.2 Parques.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).

- Configuración.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.
- Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.
- Esquemas unifilares de protección y medida.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

3.3 Líneas y cables.

- Denominación de la línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en tensión o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal de funcionamiento.
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Valores estacionales (primavera, verano, otoño, invierno) de:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
 - Elemento limitante.
 - Límite térmico permanente del conductor (MVA).
- Temperatura máxima de funcionamiento del conductor ($^{\circ}\text{C}$).
- Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).

3.4 Transformadores. Este apartado es de aplicación a transformadores de interconexión de y entre la red de transporte y la red observable.

Los transformadores conectados a la red de transporte que alimentan cargas o que conectan con redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte».

Los transformadores desfasadores se tratan bajo el epígrafe «Elementos de control de potencia activa o reactiva».

- Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.
- Número de orden.
- Propietario o conjunto de propietarios.
- Fecha de puesta en servicio.
- Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (nº de columnas).
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
 - Grupo de conexión.
 - Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador) y de la toma máxima (toma del regulador en la que se obtiene la tensión más alta).
- Pérdidas en el transformador:
 - Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW).
 - Pérdidas en vacío (kW).
 - Pérdidas en los equipos auxiliares (kW).

- Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina).
- Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina).
- Para los transformadores de interconexión entre la red de transporte y la red observable a los que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388:
 - Datos necesarios para el modelado del comportamiento dinámico definidos en el epígrafe «Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte».
 - Documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos técnicos de dicho reglamento.

3.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Circuito afectado.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Dinámico o Desfasador).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MW, Mvar).
- Datos adicionales tipos Reactancia y Condensador: N° de escalones, rango de reactancia (Ω) y distribución de reactancias (Ω).
- Datos adicionales tipo Dinámico: Parámetros necesarios para modelar el elemento en el sistema de control.
- Datos adicionales tipo Desfasador:
 - Ángulos extremos de desfase en vacío.
 - Número de tomas, y número de la toma neutra y de la toma de desfase negativo extremo.
 - Tensión de cortocircuito en tomas neutra y extremas (% en base máquina).
 - Impedancias homopolares a neutro de la estrella equivalente entre barras, línea y tierra (Ω /fase).

3.6 Datos de las protecciones.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Estudio de ajustes de protecciones.
 - Ficheros de ajustes de protecciones de los equipos de protecciones.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Acopladores de red o teleacopladores: Existencia y ajustes.
 - Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
 - Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
 - Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.
 - Reenganche:
 - Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri).
 - Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico.

- Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SI/NO).
- Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (SI/NO).

4. Red observable.

4.1 Parques.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Configuración. Unifilar de detalle.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Fecha de puesta en servicio.

4.2 Líneas y cables.

- Denominación de línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios.
- Fecha de puesta en tensión.
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Resistencia mutua homopolar (Ω).
- Reactancia mutua homopolar (Ω).
- Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (primavera, verano, otoño, invierno).

4.3 transformadores. Transformadores conectados a tensiones superiores: Se tratan en el apartado de «Red de Transporte».

4.4 Elementos de control de potencia reactiva. El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio.
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (Mvar).

4.5 Datos de las protecciones. Aplicable a las protecciones de los elementos conectados a las barras de BT de los transformadores de conexión a la red de transporte:

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red de transporte y en los propios elementos conectados a las barras: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
 - Esquema unifilar de protección y medida.

ANEXO II

Información sobre los procesos de programación de la operación en el mercado de producción de energía eléctrica

1. Criterios de publicidad aplicables a la información sobre los procesos de programación de la operación en el mercado de producción. Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado de producción de energía eléctrica son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado de producción de energía eléctrica.

Atendiendo a estos criterios:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrico, al ser éstos objeto de su responsabilidad, respetando los plazos que se determinan.
- El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de volúmenes y precios, así como los datos relativos a las capacidades comerciales, intercambios intracomunitarios e internacionales por interconexión y, en su caso, por sistema eléctrico, así como las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes.
- El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los Sujetos del Mercado, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Información comunicada por el OS.

2.1 Información de carácter público. Esta información se encuentra disponible en la web dispuesta para este fin por el OS.

Previsión de demanda. El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español:

- Horizonte anual: en los primeros quince días del mes de diciembre:
 - Previsiones para cada una de las semanas del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.
 - Margen de las previsiones para el año siguiente.
- Horizonte mensual: en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:
 - Previsiones referidas a meses completos.
 - Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.
- Semanalmente: cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, el OS publicará los valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
 - Diariamente: con una antelación no inferior a dos horas respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, cubriendo todos y cada uno de los periodos horarios del día siguiente.
 - En tiempo real: cada hora, con un horizonte previsto de 30 horas.

Previsión producción eólica y solar. El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar:

- Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro, la previsión para el día siguiente y la semana móvil siguiente de la producción eólica y de la producción solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español.
- En tiempo real: Cada hora, la previsión de la producción eólica, la solar térmica y la solar fotovoltaica del sistema peninsular español con horizonte temporal comprendido entre la hora siguiente a dicha publicación y el período horario final del día siguiente.

Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte. El OS facilitará la información actualizada diariamente correspondiente a las fechas de inicio y fin asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW.

Disponibilidad/indisponibilidad de las unidades de generación y consumo. El OS facilitará la información correspondiente a:

- Disponibilidad de generación: La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en apartado 2.2.1 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
 - Planes de mantenimiento e indisponibilidades.
 - Horizonte mensual: Con carácter mensual, dentro de los primeros 10 días de cada mes, se publicarán los planes de mantenimiento previstos de unidades de producción previstos para el año móvil de unidades de producción de potencia neta igual o superior a 200 MW.
 - Horizonte diario y tiempo real:
 - Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de las unidades de producción y de consumo de bombeo de unidades de potencia neta igual o superior a 100 MW, por unidad.
 - Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de las unidades de consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW, tan pronto como se reciban, por unidad.

Programas de generación y consumo. El operador del sistema facilitará conforme a los plazos establecidos en el proceso de programación de la generación, la siguiente información:

- Programas agregados conforme a las categorías recogidas en el apartado 2.2.2 de este anexo, tanto de generación, como de consumo, en los diferentes horizontes de programación:
 - Programación diaria:
 - Programa diario base de funcionamiento (PDBF)
 - Programa diario viable provisional (PDVP)
 - Programación intradiaria y tiempo real:
 - Programas Horarios Finales (PHF y PHFC)
 - Programación tiempo real: Programa horario operativo (P48).
 - Programa horario operativo (P48) por unidad de programación.

Información relativa a la capacidad de intercambio y uso de las interconexiones internacionales.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales:
 - Anualmente: Antes de las 18:00 horas CET de cada jueves, se publicarán los valores de capacidad de intercambio previstos para el siguiente año móvil, con resolución horaria, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia.
 - Mensualmente: Antes de las 18:00 horas CET de cada jueves se publicarán los valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia.
 - Semanalmente: Antes de las 18:00 horas CET de cada jueves, se publicarán:
 - Los valores previstos para cada período de programación de las dos semanas eléctricas inmediatas siguientes (de sábado a viernes), con comienzo a las 00:00 horas CET del sábado siguiente, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia.
 - Los valores previstos para el siguiente año móvil, con resolución horaria, agregado por frontera y diferenciando cada sentido de flujo.
 - Diariamente: Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, cubriendo hasta las 24 horas del día siguiente. Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real, cubriendo el horizonte diario anteriormente mencionado.
- Subastas de capacidad.
 - Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas mensuales y anuales de capacidad de la interconexión entre España y Francia, y de las subastas coordinadas explícitas trimestrales, mensuales y anuales de capacidad entre España y Portugal, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR.
 - El resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.
- Programas de intercambio internacionales (horizontes PDBF, PDVP, PHF, PHFC):
 - Los programas de intercambio internacionales establecidos por los SM por interconexión.
 - El saldo neto resultante del acoplamiento del mercado diario en las interconexiones internacionales Francia-España y Portugal-España.
 - El saldo neto resultante del acoplamiento del mercado intradiario en el ámbito peninsular ibérico.
- Programas de intercambio internacional establecidos en tiempo real (P48):
 - Programas horarios de intercambios transfronterizos de energías de balance en las interconexiones internacionales Francia-España y Portugal-España.
 - Acciones coordinadas de balance que haya sido necesario aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones Francia-España y Portugal-España.
 - Volumen agregado de los redespachos de energía en tiempo real aplicados sobre programas de intercambio para la solución de congestiones en las interconexiones Marruecos-España y Andorra-España.
 - Volumen agregado de los redespachos asociados a desvíos de programas de intercambio internacional establecidos por los SM.
- Renta de congestión y costes de solución de congestiones en tiempo real (carácter mensual):

- Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de subastas explícitas.

- Los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que haya sido necesario aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

- La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.

- Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación PDBF, PDVP, PHF y P48.

- Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

Servicios de ajuste del sistema.

- Requerimientos y necesidades del sistema.

El OS publicará los requerimientos asociados a los siguientes mercados de servicios de ajuste del sistema en los plazos establecidos en el proceso de programación de la operación:

- Reserva de potencia adicional a subir.
- Banda de regulación secundaria.
- Servicios de regulación y balance: regulación terciaria y gestión de desvíos.

- Ofertas. Tras el proceso de asignación, el OS hará pública la información de:

- La curva agregada de ofertas presentadas por los SM en los siguientes mercados de servicios de ajuste del sistema en los plazos establecidos:

- Reserva de potencia adicional a subir.
- Banda de regulación secundaria.
- Servicios de regulación y balance: regulación terciaria y gestión de desvíos.

- Ofertas asociadas a los servicios transfronterizos de balance:

- Ofertas de energías de balance a subir y a bajar enviadas por el operador de sistema español y por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos interconectados.

- Ofertas de energías de balance activadas por el operador del sistema eléctrico español y por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos, en cada una de las interconexiones (Francia-España y Portugal-España).

- Resultado de la asignación. Tras el proceso de asignación, el OS hará pública la información de:

- Proceso de solución de restricciones técnicas:

Resultado agregado de energía programada y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.

Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.

- Mercados de reserva: Resultado agregado y precio marginal de las asignaciones de reserva de potencia de regulación secundaria y de reserva de potencia adicional a subir.

- Servicios de regulación y balance:

- Resultado agregado y el precio marginal de los mercados de los servicios de regulación y balance del sistema: regulación terciaria y de gestión de desvíos.
- Programas horarios y precio medio resultante de intercambios transfronterizos de energías de balance en cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español.

Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

- Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencia descontando su potencia residual).
- Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh).
 - Por criterios económicos.
 - Por criterios técnicos.
 - A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

Comunicación de desvíos e indisponibilidades en tiempo real. Durante el proceso de operación en tiempo real, y al menos con una antelación de 15 minutos respecto a la hora de programación, el OS publicará los desvíos y redespachos por indisponibilidad comunicados por los SM.

Asimismo, transcurrido el periodo horario de programación el operador del sistema publicará el precio horario de los desvíos a subir y a bajar.

Información sobre generación y demanda real. El operador del sistema facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores horarios de:

- Demanda registrada para cada hora.
- Entregas de energía de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 2.2.1 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente las entregas de energía medidas de cada una de las unidades de generación de potencia neta igual o superior a 100 MW.

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

2.2 Información confidencial comunicada por el OS.

2.2.1 A los Sujetos del Mercado. A cada Sujeto del Mercado se le comunicará, de forma confidencial, la información detallada correspondiente a las unidades programación de su propiedad, o a las que representen, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, en relación a los procesos:

- Programación de la operación del sistema en el mercado de producción de energía eléctrica (programas PDBF, PDVP, PHF, PHFC y P48).
- Subastas explícitas de capacidad.
- Servicios de ajuste del sistema (ofertas y asignación).
- Comunicación de desvíos y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.

Los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero

no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

A los propietarios de unidades afectas a contratos bilaterales físicos internacionales que no sean responsables de la comunicación de ofertas para las subastas de capacidad de intercambio de aquellas interconexiones en las que no existe aún un mecanismo coordinado de asignación de capacidad, se les comunicará únicamente la información del resultado del proceso de solución de congestiones en dichas interconexiones.

Conforme a los criterios de publicidad indicados en el punto 1 de este anexo, la información comunicada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado de producción de energía eléctrica de carácter confidencial devendrá en pública de forma gradual:

- A los tres días respecto al día de programación, la información de carácter confidencial se facilitará agregada conforme a las siguientes categorías:

- Hidráulica.
- Eólica.
- Solar fotovoltaica.
- Solar térmica.
- Otras Renovables.
- Nuclear.
- Turbinación bombeo.
- Ciclo Combinado.
- Carbón.
- Fuel-Gas.
- Cogeneración.
- Residuos no Renovables.
- Consumo Bombeo.
- Programa Enlace Baleares.
- Importaciones.
- Exportaciones.
- Saldo Internacional.
- Comercializadores mercado libre.
- Comercializadores de referencia.
- Consumidores directos en mercado.
- Consumo Servicios Auxiliares.
- Genéricas.

- Transcurrido un mes desde el día de programación, la información de carácter confidencial será pública agregada por Sujeto del Mercado.

- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

2.2.2 Casos PSS/E. Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los Sujetos del Mercado antes de transcurridos tres días hábiles desde el día D de operación.

2.2.3 Al Operador del Mercado (OM). Se le comunicará toda la información necesaria para la adecuada gestión del mercado diario e intradiario y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.

2.2.4 A los distribuidores. Se les dará acceso a la información sobre programas de las instalaciones de generación de potencia neta registrada superior a 50 MW, de las instalaciones de generación de potencia neta registrada inferior a dicho valor y conectadas a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad de programación o unidad física, según corresponda, e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

3. Información enviada al OS. Los detalles y plazos de envío del resto de información enviada por los SM al OS a través del SIOS, necesaria para el desarrollo de los procesos ligados a la operación del sistema en el mercado de producción (nominaciones, ofertas, comunicación de desvíos, e indisponibilidades en tiempo real,...) queda incluida dentro de los procedimientos de operación en los que se recogen específicamente estos procesos.

ANEXO III

Información a enviar al OS necesaria para las series estadísticas, la previsión de cobertura y los análisis de seguridad

1. Sujetos del Mercado. Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en los siguientes horizontes temporales: A los tres días (día D+4, siendo D el día de programación), y antes del día 20 del mes M+1. Los datos son necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

2. Los intercambios de información serán realizados mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIOS.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

2.1 Datos a enviar a los tres días:

- Demanda del trasvase Tajo-Segura.
- Embalses:

Reserva útil en agua (hm³).

Reserva en energía eléctrica (MWh), teniendo en cuenta todas las centrales situadas aguas abajo del embalse.

Vertidos.

2.2 Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1: Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

- Pérdidas de turbinación en centrales.
- Consumos de generación (mientras se mantenga la serie histórica de producción bruta).
 - Demanda del trasvase Tajo-Segura
 - Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
 - Consumo de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
 - Existencias de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.

ANEXO IV

Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

1. Información de la red de transporte y de la red observable que se enviará al os en tiempo real.

1.1 Interruptores.

- Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte, actuación de fallo de interruptor.

1.2 Seccionadores.

- Señalizaciones.
 - Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

- Medidas.
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (MVar).
 - En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte, disparo del sistema de protección primaria o secundaria.

1.4 Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores.

- Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - Posición de los seccionadores.
 - Control automático de tensión (sólo transformadores).
 - En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:
 - Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
 - Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
 - Actuación de protecciones que no permiten pruebas.
- Medidas.
 - Potencia activa primario de transformador (MW).
 - Potencia reactiva primario de transformador (Mvar).
 - Potencia activa secundario de transformador (MW).
 - Potencia reactiva secundario de transformador (Mvar).
 - Potencia activa terciario de transformador (MW).
 - Potencia reactiva terciario de transformador (Mvar).
 - Toma del regulador en carga (solo transformadores).
 - Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).
 - Potencia reactiva en reactancias (Mvar).

1.5 Acoplamiento de barras.

- Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - Posición de los seccionadores.
 - Actuación de protecciones en subestaciones de la red de transporte.
- Medidas.
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (Mvar).

1.6 Barras.

- Medidas.
 - Tensión por sección de barra (kV).
 - Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

2. Información de las instalaciones de producción y de las instalaciones de generación asociada a autoconsumo que se enviará al os en tiempo real. Se suministrará la información para instalaciones de producción así como para instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, o agrupaciones de las mismas de potencia instalada superior a 1 MW, que es el umbral para envío de telemidas al operador del sistema, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2.1 Grupos habilitados para participar en el servicio de regulación secundaria.

- Señalizaciones.
 - Estado local/remoto de regulación secundaria del grupo.
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control.

2.2 Grupos térmicos de potencia neta superior a 50 MW o conectados a la red de transporte.

- Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores de grupo.
- Medidas.
 - Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
 - Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR).
 - Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW).
 - Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVAR).
 - Tensión de generación
 - En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVAR) por la instalación de autoconsumo o cogeneración, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación

2.3 Resto de instalaciones de potencia superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

- Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores de grupo.
- Medidas.
 - Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).

- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR).
- Medida de tensión en barras de central (kV).
- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
- Producción horaria esperada en la hora h+1 con actualización horaria (MWh).

2.4 Instalaciones de generación de potencia neta no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación.

- Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte.

- Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVAR) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación

- Medida de tensión en barras de central (kV)

- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
- Producción horaria esperada en la hora h+1 con actualización horaria (MWh).

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVAR) por el consumidor asociado, exceptuando los servicios auxiliares de generación.

2.5 Resto de instalaciones de generación con obligación de envío de telemedidas en tiempo real.

- Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumo propios de las unidades de generación.

ANEXO V

Informe de incidentes

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre un incidente son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación, conforme al formato establecido por el OS:

a) Fecha y hora del incidente.

b) Registros oscilográficos y, cuando le sea requerido, cronológico de las protecciones que han actuado, cronológico del sistema de control de subestaciones afectadas por el incidente, y ficheros de ajustes completos de los equipos de protección que han actuado, en formato electrónico descargados de los equipos de protección.

c) Instalaciones de transporte, distribución y/o elementos del sistema eléctrico que estén directamente involucrados y también afectados por el incidente, y duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato registrado o estimado).

d) Afectación directa a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: nombre del consumidor o distribuidor propietario de la instalación conectada a la red de transporte, ubicación (municipio y provincia), tipo (urbana,

semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) y número de clientes afectados (con detalle específico del número de clientes de cada uno de los tipos anteriores), demanda interrumpida (en MW), energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (en minutos, con indicación de si se trata de dato registrado o estimación). Asimismo, se dará información cronológica lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.

e) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato registrado o estimación). Daños constatados.

f) Descripción del incidente (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).

g) Toda otra documentación y/o registros de equipos que pudiera ser solicitada por el OS por causas justificadas y/o para el cumplimiento de las funciones asignadas en la regulación vigente.

P.O. 10.1. Condiciones de instalación de los puntos de medida

1. Objeto. Este documento tiene por objeto definir las condiciones a que deben ajustarse los equipos de medida del sistema de información de medidas eléctricas y sus instalaciones, así como las inspecciones y verificaciones a las que deben ser sometidos.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los equipos, instalaciones, verificadores de medidas eléctricas y participantes del sistema de información de medidas, así como a los equipos e instalaciones de medida destinados al cálculo del mejor valor de energía de los puntos frontera del sistema de información de medidas eléctricas, de los peajes de acceso a las redes, de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y a cualquier otro requerimiento del sistema de información de medidas.

Entre los equipos de medida se incluyen también los destinados al cálculo de cada uno de los componentes de la liquidación y facturación de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo de acuerdo al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y su normativa de desarrollo.

3. Condiciones de instalación de los equipos de medida.

3.1 Tipos 1, 2, y 3.

3.1.1 General. El responsable del punto de medida deberá instalar los puntos de medida de acuerdo a lo establecido en la normativa en vigor, al Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y su normativa de desarrollo y a este procedimiento.

El encargado de la lectura deberá comprobar que las instalaciones de los puntos de medida cumplen con lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y su normativa de desarrollo. Los equipos de medida se instalarán de modo que funcionen dentro de las condiciones ambientales definidas por el fabricante.

Será obligatorio el precintado de los contadores, registradores, transformadores y resto de equipos que se encuentren en los circuitos de medida dentro del ámbito de aplicación de este procedimiento, y la verificación de los contadores de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.2. Con carácter general, los posibles dispositivos de comunicación conectados a los secundarios de los transformadores de tensión para medida no están afectados por esta obligación de precintado.