

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

18275 *Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación 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.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, define en su artículo 9 las bases del autoconsumo de energía eléctrica, entendido como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Una vez aprobado el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, 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, establecía, en su disposición adicional primera, mandatos al operador del sistema para la remisión a la Secretaría de Estado de Energía de una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y, en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, cuyo contenido sea necesario modificar para adaptarse a las modificaciones introducidas por dicho real decreto.

Con base en lo anterior, el operador del sistema remitió la propuesta de los procedimientos de operación a la Secretaría de Estado de Energía donde se incluían, entre otras, las propuestas de adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de los procedimientos de operación P.O. 1. (SENP), P.O. 2.2 (SENP), P.O. 3.1 (SENP), P.O. 3.7 (SENP), P.O. 9 (SENP), P.O. 9, P.O. 10.1, P.O. 10.2, P.O. 10.4, P.O. 10.5, P.O. 10.6, P.O. 10.7, P.O. 10.11, P.O. 14.8, P.O. 15.1 y P.O. 15.2, y la propuesta de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Dichas propuestas referidas a autoconsumo, fueron sometidas a audiencia pública por el Ministerio para la Transición Ecológica y remitidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, solicitando informe con carácter de urgencia, en virtud de lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 7 de noviembre de 2019 la sala de supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite «Informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del operador del sistema de adaptación de los procedimientos de operación P.O.1 (SENP), P.O.2.2 (SENP), P.O.3.1 (SENP), P.O.3.7 (SENP), P.O.9 (SENP), P.O.9, P.O.10.1, P.O.10.2, P.O.10.4, P.O.10.5, P.O.10.6, P.O.10.7, P.O.10.11, P.O.14.8, P.O.15.1, P.O.15.2, así como de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico», previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

De conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, y vista la propuesta realizada por el

operador del sistema, las alegaciones recibidas y el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero. *Aprobación de los procedimientos para la operación del sistema eléctrico.*

Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se recogen como anexo de esta resolución:

- a) P.O. SENP 1 «Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares».
- b) P.O. SENP 2.2 «Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico».
- d) P.O. SENP 3.1 «Programación de la generación en tiempo real».
- f) P.O. SENP 3.7 «Programación de las instalaciones de producción de categoría B».
- g) P.O. SENP 9 «Información a intercambiar con el operador del sistema».
- h) P.O. 9 «Información intercambiada por el operador del sistema».
- i) P.O. 10.1 «Condiciones de instalación de los puntos de medida».
- j) P.O. 10.2 «Verificación de los equipos de medida».
- k) P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- l) P.O. 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
- m) P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida».
- n) P.O. 10.7 «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema».
- o) P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes».
- p) P.O. 15.1 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares».
- q) P.O. 15.2 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013)».

Segundo. *Aplicabilidad.*

La presente resolución surtirá efectos el 1 de enero de 2020, salvo los siguientes procedimientos de operación que surtirán efectos al primer día del tercer mes siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado»:

- P.O. 10.1 «Condiciones de instalación de los puntos de medida».
- P.O. 10.2 «Verificación de los equipos de medida».
- P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- P.O. 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
- P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida».
- P.O. 10.7 «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema».
- P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes».

Tercero. *Pérdida de efectos.*

A partir de la fecha en que sean de aplicación los procedimientos de operación aprobados por la presente resolución, quedan sin efecto cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente resolución y en particular los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- a) P.O. SENP 1 «Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares» aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía.
- b) P.O. SENP 2.2 «Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico» aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía.
- d) P.O. SENP 3.1 «Programación de la generación en tiempo real» aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía.
- f) P.O. SENP 3.7 «Programación de las instalaciones de producción de categoría B» aprobado por Resolución de 28 de abril de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía.
- g) P.O. SENP 9 «Información a intercambiar con el operador del sistema» aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía.
- h) P.O. 9 «Información intercambiada por el operador del sistema» aprobado por Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.
- i) P.O. 10.1 «Condiciones de instalación de los puntos de medida» aprobado por Resolución de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía.
- j) P.O. 10.2 «Verificación de los equipos de medida» aprobado por Resolución de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía.
- k) P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones» aprobado por Resolución de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía.
- l) P.O. 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas» aprobado por Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.
- m) P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida» aprobado por Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.
- n) P.O. 10.7 «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema» aprobado por Resolución de 16 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.
- o) P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes» aprobado por Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.
- p) P.O. 10.12 «Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión» aprobado por Resolución de 2 de junio de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía.
- q) P.O. 10.13 «Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión» aprobado por Resolución de 2 de junio de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía.
- r) P.O. 15.1 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad» aprobado por Resolución de 27 de febrero de 2008, de la Secretaría de Estado de Energía.
- s) P.O. 15.2 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (orden IET/2013/2013)» aprobado por Resolución de 5 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía.

Madrid, 11 de diciembre de 2019.–El Secretario de Estado de Energía, José Domínguez Abascal.

ANEXO

P.O. SENP 1 Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares

1. Objeto. El objeto de este Procedimiento es establecer los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los Sistemas Eléctricos no Peninsulares (SENP) y en la elaboración y ejecución de los planes de seguridad, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

2. Alcance. En el presente Procedimiento se establecen:

a) Los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los SENP, de modo que se garantice la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

b) Los criterios que deben utilizarse para determinar los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de la red de transporte.

c) Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte con otras redes o instalaciones, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.

d) Las reservas de regulación necesarias que permitan resolver las restricciones técnicas y los desequilibrios entre la generación y el consumo.

e) Las condiciones generales para el establecimiento de los planes de seguridad que garanticen el funcionamiento seguro y fiable del sistema y permitan llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

3. Ámbito de aplicación. Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del Sistema.

b) Transportista y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

c) Los titulares de las instalaciones de generación.

d) Distribuidores y gestores de distribución.

e) Consumidores conectados a Red de Transporte.

f) Consumidores directos.

g) Comercializadores.

h) Los titulares de los centros de control de las instalaciones de producción anteriormente mencionadas.

i) Los representantes de las instalaciones de producción, las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Este Procedimiento afecta a las siguientes instalaciones pertenecientes a cualquier Sistema Eléctrico español que se encuentre fuera del territorio peninsular y no esté interconectado sincrónicamente con el Sistema Eléctrico Peninsular:

- Las instalaciones de la red de transporte.
- Las subestaciones donde se vierta generación, que aún sin pertenecer a la red de transporte tengan influencia sobre esta.
- Las instalaciones de producción.
- Las instalaciones de distribución o de consumidores conectados directamente a la red de transporte.

El Operador del Sistema mantendrá en todo momento actualizado un listado con las instalaciones que integran cada uno de los sistemas que componen cada SENP.

4. Definiciones. Se definen cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

4.1 Estado normal. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.2 Estado de alerta. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1, pero no se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.3 Estado de emergencia. Situación en la que una o más variables de control del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

4.4 Estado de reposición. Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad de alguno de los sistemas que componen cada uno de los SENP (cero total), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Adicionalmente se definen las instalaciones de producción de categoría A, e instalaciones de producción de categoría B, como aquellas definidas en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

5. Criterios de seguridad y de funcionamiento para la operación de los sistemas eléctricos no peninsulares.

5.1 Variables de control de la seguridad del sistema eléctrico. Las variables que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- La frecuencia.
- Las tensiones en los nudos de la red de transporte.
- Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparamenta asociada).
- Las reservas de regulación disponibles (potencia activa y reactiva).
- El programa de intercambio por las interconexiones entre islas o con otro sistema eléctrico.

5.2 Contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad. Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (Criterio N-1): grupo generador, circuito de línea y transformador.

Las siguientes contingencias no se considerarán, excepto en aquellos casos, que por condiciones meteorológicas adversas o cualquier otra causa justificada lo determine el Operador del Sistema:

- El fallo del mayor grupo generador de una zona y el fallo sucesivo de una de sus líneas de conexión con el resto del sistema o interconexiones entre islas o con otro sistema eléctrico o de otro grupo de la misma zona, cuando tras el primer fallo simple (grupo o línea) el sistema quedase en estado de alerta y no fuera posible recuperar el estado normal de funcionamiento mediante la utilización de los medios disponibles para la operación en tiempo real.
- El fallo de dobles circuitos.

5.3 Márgenes de las variables de control en la operación.

5.3.1 Funcionamiento normal del sistema.

5.3.1.1 Frecuencia. La frecuencia asignada del sistema es 50 Hz. Se considerarán variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz,

aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz.

Asimismo, en caso de perturbaciones el Operador del Sistema podrá decidir, en función de lo establecido en el apartado 9 del presente procedimiento y en función de la criticidad de la situación resultante de dicha perturbación, ordenar deslastres manuales de carga con el fin de mantener la estabilidad del sistema.

Los valores de frecuencia aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

5.3.1.2 Tensión. El Operador del Sistema elaborará un Plan de Control de Tensión (PCT) para los diferentes sistemas de cada SENP de acuerdo con lo establecido en los procedimientos aplicables de control de tensión de la red de transporte, que se actualizará con periodicidad anual o superior.

Los PCT establecerán las consignas de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos de la red de transporte.

Los PCT tendrán en cuenta los márgenes de diseño de las instalaciones comunicados por cada empresa propietaria, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

En todo caso, en estado normal, la tensión se encontrará dentro de los márgenes indicados en la tabla siguiente:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV.	210 kV (95%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV.	125 kV (95%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV.	62 kV (94%)	72 kV (109%)

El Operador del Sistema publicará anualmente la relación de los nudos en los que se opera fuera de los límites aquí propuestos por agotamiento sistemático de los recursos disponibles en operación.

Tras contingencia la tensión podrá variar según lo establecido en el apartado 5.3.2.

5.3.1.3 Carga. Los niveles de carga de los elementos de la red de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidas para cada periodo estacional, de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.

En todo caso, la capacidad en régimen permanente se podrá limitar a un valor inferior al indicado cuando así sea necesario por razones de estabilidad dinámica, exista riesgo de colapso de tensión o por cualquier otra situación que así lo requiera. Posteriormente deberá enviarse un informe justificativo a la Administración competente y a la CNMC en el plazo de un mes.

Tras contingencia la carga de los elementos de la red de transporte podrá alcanzar los valores establecidos en el apartado 5.3.2.

5.3.1.4 Reservas de regulación de potencia activa. En el capítulo 8 de este procedimiento se establecen los requerimientos de reserva de regulación primaria, secundaria y terciaria.

5.3.1.5 Reserva de regulación de potencia reactiva. En cada sistema se deberá disponer de la reserva de potencia reactiva suficiente para hacer frente a las contingencias consideradas sin que se superen los límites establecidos en este apartado para las tensiones en los nudos y teniendo en cuenta las limitaciones estructurales de cada sistema existentes en cada instante.

5.3.2 Criterios de seguridad ante contingencias. Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites que se indican a continuación para las contingencias establecidas en el apartado 5.2, no produciéndose para dichas contingencias interrupciones del suministro, salvo aquellas que sean consecuencia de los deslastres de cargas practicados, y debiendo cumplirse,

adicionalmente, las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

5.3.2.1 Fallo simple (Criterio N-1). No se permiten sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico operativo, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 % con una duración inferior a 20 minutos.

No se permiten sobrecargas permanentes en los transformadores, admitiéndose las sobrecargas transitorias indicadas en el apartado 5.3.2.4 «Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias». En todo caso el Operador del Sistema adoptará las medidas correctoras en tiempo real que sean precisas para eliminar las sobrecargas transitorias en el menor tiempo posible.

Las tensiones, tras la recuperación del régimen permanente, deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV.	205 kV (95 %)	245 kV (111 %)
Nivel de 132 kV.	123 kV (95 %)	145 kV (110 %)
Nivel de 66 kV.	60 kV (94 %)	72 kV (109 %)

5.3.2.2 Fallo de líneas de doble circuito. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y de transformadores que han sido establecidos para el caso de fallo simple.

Las tensiones tras la recuperación del régimen permanente deben estar dentro de los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV.	200 kV (95 %)	245 kV (111 %)
Nivel de 132 kV.	119 kV (95 %)	145 kV (110 %)
Nivel de 66 kV.	56 kV (94 %)	72 kV (109 %)

5.3.2.3 Fallo sucesivo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de conexión de dicha zona o de interconexiones entre islas con el resto del sistema y con otro sistema eléctrico. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y transformadores y los mismos límites para las tensiones en los nudos que han sido establecidos para el caso de fallo de líneas de doble circuito.

5.3.2.4 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. A continuación se muestra la tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. En todo caso se habrá de verificar que:

- No se producen ceros de tensión en ningún nudo de la Red de Transporte.
- Las eventuales interrupciones del suministro son consecuencia de los desastres de cargas practicados.
- La frecuencia se encuentra dentro de los márgenes establecidos, en su caso, tras la actuación de los desastres por frecuencia.
- Se dispone de las reservas de regulación establecidas en este Procedimiento.

Tabla resumen de los criterios de seguridad

CRITERIO CONTINGENCIA	SOBRECARGAS TRANSITORIAS (%)				TENSIONES kV	FRECUENCIA	Cero de tensión en nudos
	20 min < t < 8 h		t < 20 min				
	LINEAS	TRANSF. ²	LINEAS	TRANSF. ²			
Sin fallo (N)	0	0	0	0	Nivel 220 kV: 210-245 Nivel 132 kV: 125-145 Nivel 66 kV: 62-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Fallo simple (N -1)	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto 10	15 ¹⁾	Inverno: 25 Verano: 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 132 kV: 123-145 Nivel 66 kV: 60-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Doble circuito o Sucesivo de grupo más línea	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto 10	15 ¹⁾	Inverno: 25 Verano: 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 200-245 Nivel 132 kV: 119-145 Nivel 66 kV: 56-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe

(1) En los cables submarinos o subterráneos las sobrecargas y tensiones admisibles vendrán impuestas por las especificaciones aplicables a los equipos en cada caso concreto.

(2) Los valores de sobrecargas admisibles serán inferiores a los indicados en aquellos transformadores para los que se declare una limitación específica en virtud de las singularidades constructivas u operativas que existan en la máquina.

5.3.2.5 Otras consideraciones. Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse la inexistencia de una situación de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en un colapso de tensión.

En el caso de nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplirse el criterio N-1, se deberá establecer un Plan de Salvaguarda específico en colaboración con los agentes afectados, para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo, de acuerdo con el Gestor de Distribución de la zona.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado con protección diferencial de barras, se analizarán los efectos del fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema, estableciéndose en caso preciso un Plan de Salvaguarda para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo de la otra barra.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección o modificación de sus ajustes, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cual sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como bloquear reenganches, acelerar la actuación de las protecciones, separar barras, u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que existan riesgos de inestabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se supondrá situada en el punto más desfavorable de la línea en cuestión. Se considerará un tiempo de actuación de las protecciones en primera zona no inferior a 100 ms.

Cuando exista un Plan de Salvaguarda en el que se establezcan las medidas de operación tras una determinada contingencia que minimice sus consecuencias, el

Operador del Sistema podrá aceptar valores distintos a los establecidos en este Procedimiento para las variables de control.

5.4 Medidas extraordinarias de seguridad. El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como acontecimientos importantes de carácter público, condiciones climatológicas adversas, etc. tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en el apartado 5.3 informando en su caso, a la Administración competente en el plazo de un mes. En el citado informe se indicarán las medidas adoptadas, las propuestas alternativas y los costes asociados a la adopción de estas medidas.

6. Establecimiento de los niveles de carga admisibles. El Operador del Sistema y las empresas propietarias de las instalaciones de la red de transporte aplicarán los criterios que a continuación se indican para establecer los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de su propiedad que formen parte de dicha red.

6.1 Límites térmicos. Se define como «capacidad» o «límite térmico estacional» la máxima capacidad de transporte de una línea o transformador en régimen permanente, asociada a un periodo temporal determinado.

Las empresas propietarias de las instalaciones de transporte determinarán la capacidad admisible de las líneas y transformadores de su propiedad, utilizando para ello la metodología que se apruebe y que será publicada por el Operador del Sistema.

Para el cálculo de la capacidad de transporte de las líneas se tendrá en cuenta lo establecido en el Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

Como norma general, se establecerán los límites térmicos estacionales para los siguientes periodos:

Límite Térmico Estacional	Periodo
Primavera	Abril-mayo.
Verano.	Junio a septiembre.
Otoño.	Octubre-noviembre.
Invierno.	Diciembre a marzo.

Por la climatología singular de Canarias, se considera que, a efectos de límites térmicos, las condiciones ambientales son equivalentes a primavera-otoño durante todo el año.

En el caso de aquellas instalaciones que estén dotadas de medios de monitorización para determinar su capacidad térmica en tiempo real, la información de los mismos podrá ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

El Operador del Sistema, previa información a los agentes, a la autoridad competente y a la CNMC, podrá modificar transitoriamente los periodos de aplicación de los límites térmicos estacionales cuando se presenten condiciones meteorológicas excepcionales que lo justifiquen.

6.2 Metodología de cálculo. Los modelos de cálculo que se utilicen para la determinación de las capacidades de transporte de líneas y transformadores contemplarán los siguientes aspectos:

6.2.1 Modelo térmico para la aparamenta. Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de la aparamenta, los datos estadísticos históricos de temperaturas y la temperatura máxima de diseño de la aparamenta.

6.2.2 Modelo térmico para los conductores. Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de los conductores, los datos estadísticos históricos de temperaturas, la temperatura máxima de diseño del conductor y la radiación solar. Se considerará una velocidad del viento de 0,6 m/s.

6.2.3 Modelo térmico para los transformadores. Los límites térmicos estacionales aplicables a los transformadores serán los que se deducen de la norma CEI 354:1991 más el corrigendum de 1992 (Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite), que toma en consideración las condiciones ambientales y las sobrecargas admisibles.

6.3 Periodicidad del cálculo de los niveles admisibles de carga. Las actualizaciones de las capacidades térmicas de las instalaciones de transporte se realizarán siempre que exista alguna variación de las características de los equipos, y serán comunicadas al Operador del Sistema con la antelación suficiente sobre la fecha prevista para su implantación.

Adicionalmente, las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte realizarán, al menos, una actualización anual de los datos de sus instalaciones, comunicando tal revisión al Operador del Sistema antes del 1 de abril de cada año. Dichas revisiones serán publicadas por el Operador del Sistema tras su validación.

7. Condiciones de entrega de energía en los puntos frontera con la red de transporte. Las compañías propietarias de las instalaciones de la red de transporte son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del Operador del Sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en este apartado.

Adicionalmente, a lo expuesto en este procedimiento deberán cumplirse las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

En lo relativo a las variaciones de frecuencia y tensiones en los nudos frontera de la red de transporte será de aplicación lo establecido en el apartado 5.3.

7.1 Interrupciones del suministro y huecos de tensión. Los valores admisibles para las interrupciones del suministro y los huecos de tensión vendrán determinados en la normativa de calidad de servicio vigente.

7.2 Potencia de cortocircuito. El Operador del Sistema publicará anualmente los intervalos de variación de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte bajo su gestión.

8. Establecimiento de las reservas para la regulación frecuencia/potencia. El Operador del Sistema fijará los niveles de reserva de regulación necesarios en cada SENP para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo reales.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen tres niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciaria.

Sin perjuicio de lo indicado en este procedimiento para las reservas de regulación indicadas, para la gestión de los servicios complementarios correspondientes se tendrán en cuenta los procedimientos específicos que sean de aplicación, en los que se desarrollan plenamente los aspectos relativos a esta cuestión.

El Operador del Sistema determinará el valor máximo de potencia por las interconexiones entre islas u otros sistemas eléctricos.

8.1 Reserva de regulación primaria. Para cada sistema de los SENP, la reserva de regulación primaria en cada periodo de programación horario será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). También se considerará la reserva que aporten los enlaces eléctricos entre

islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1. La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo al Procedimiento de regulación primaria.

El valor de reserva primaria deberá ser revisado, en su caso, atendiendo a las posibles modificaciones del Plan Automático de Deslastre de Carga o de otros elementos externos con influencia en dicho valor, informando de ello a la autoridad competente y a la CNMC.

8.2 Reserva de regulación secundaria. La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria, en cada sistema de los SENP, será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación horario, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción de categoría B que utilicen fuentes de energía renovables, definida en el Real Decreto 738/2015.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada período de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos el 100 % de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.

- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.

- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.

- La pérdida más probable por una disminución de la potencia de las instalaciones de producción de categoría B que utilicen fuentes de energía renovables acopladas, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

- La reserva secundaria a bajar en cada período de programación, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, será como mínimo el 50 % de la reserva a subir.

Los valores de reserva secundaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

8.3 Reserva de regulación terciaria. La reserva necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación horario será, como referencia, igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.

- Al crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.

- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.

- A la pérdida más probable por una disminución de la potencia de las instalaciones de producción de categoría B que utilicen fuentes de energía renovables acopladas, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

La asignación a las diferentes instalaciones de producción la realizará el operador del sistema dentro del proceso de resolución de desvíos generación-demanda en tiempo real.

Los valores de reserva terciaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

9. Establecimiento de los planes de seguridad y medidas de operación. El Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, y pondrá a disposición de todos los agentes, los planes de seguridad que permitan hacer frente a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema, con objeto de garantizar su seguridad.

Los planes de seguridad, en función de la situación de operación a la que sean aplicables, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

9.1 Planes de Salvaguarda. Los Planes de Salvaguarda contemplarán las medidas que se deben adoptar para evitar que el sistema se encuentre fuera del estado normal o bien, llegado al caso, para recuperar dicho estado en el menor tiempo posible, con objeto de prevenir el desencadenamiento de incidentes que pudieran tener una repercusión negativa importante tanto en el suministro eléctrico como sobre el funcionamiento de los generadores.

En los Planes de Salvaguarda se establecerán:

- Las acciones correctivas post-contingencia, incluidos los planes de teledisparo de generadores, que deberán adoptar los operadores para devolver el sistema al estado normal de funcionamiento.
- Las acciones preventivas precisas para aquellos casos en los que las repercusiones pudieran ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo que resulte útil para la operación (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la misma zona).

9.1.1 Planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte. El Operador del Sistema podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas establecer planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte en aquellas zonas en las que determinadas contingencias puedan provocar sobrecargas importantes o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

9.2 Planes de Emergencia. El objetivo de los Planes de Emergencia, es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes una vez que se han producido éstos, y devolver el sistema al estado normal de operación en el menor tiempo posible. En consecuencia, solamente se considerarán en dichos planes las acciones correctoras post-contingencia que sean precisas en cada caso, incluida la actuación de los equipos de deslastre de cargas por mínima frecuencia, el deslastre de generación por máxima frecuencia¹ y el deslastre selectivo de carga manual o por actuación de teledisparo de líneas y transformadores.

¹ Las instalaciones de generación según Real Decreto 244/2019 _autoconsumo_ participaran en último lugar en los planes de deslastre por sobrefrecuencia.

9.2.1 Deslastre automático de cargas. Dada la condición de islas eléctricas de reducido tamaño, en los SENP, en ocasiones y ante determinados desequilibrios generación-demanda se considerará el deslastre de carga como una práctica de operación admisible e inevitable.

El Operador del Sistema, considerando las propuestas realizadas por las empresas de distribución, propondrá para su aprobación a la Administración competente, previo informe de la CNMC, los Planes de Deslastre Automático de Cargas necesarios para los casos en que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante la puesta en práctica de otras acciones de control.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los Planes de Deslastre Automático de Cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y posteriormente, a valores inferiores de frecuencia, o superiores de velocidad de variación de la misma, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los umbrales de frecuencia, velocidad de variación de frecuencia, magnitud en la carga y especificación de la misma que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Carga.

Los gestores de las redes de distribución y los consumidores conectados a la Red de Transporte deberán instalar relés de frecuencia cuya actuación se ajuste a los criterios generales que se indican en este Procedimiento y a los que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Cargas que se encuentren en vigor en cada momento. La ubicación, los criterios de actuación y las características de estos relés no podrán modificarse sin el acuerdo previo del Operador del Sistema.

Las empresas productoras deberán garantizar, siempre que la protección de los equipos internos lo permitan, que las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de producción, tanto las de categoría A como B estén coordinadas con el sistema de deslastre automático de cargas por frecuencia, y solamente podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 47,5 Hz, durante un tiempo igual o superior a 3 segundos. Quedarán excluidos del cumplimiento de este requisito aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad al 1 de junio de 2006 no estuvieran técnicamente dotados para ello.

El Operador del Sistema podrá realizar, simulaciones de activación de estos Planes de Deslastre Automático de Cargas por mínima frecuencia, conforme a los protocolos que sean definidos.

De igual modo, podrá contemplarse la actuación de deslastres automáticos de cargas o teledisparo de líneas y transformadores, si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que fuesen pertinentes, fueran precisos dichos deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas puntuales en la red de transporte, por existir riesgo inminente para la continuidad de suministro.

9.2.2 Deslastre manual selectivo de carga. Si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que son de aplicación en situaciones de alerta y emergencia de cobertura de la demanda fuera preciso llegar al deslastre de carga selectivo por existir riesgo inminente para la continuidad del suministro, el Operador del Sistema dará instrucciones para que las empresas de distribución procedan al deslastre indicado.

Mediante la aplicación del deslastre manual de carga se pretenderá evitar una perturbación de mayores dimensiones.

Con objeto de poder aplicar esta medida en las mejores condiciones posibles de control y minimización de su impacto sobre los consumidores, las empresas de distribución deberán disponer previamente de los correspondientes Planes de Deslastre de Carga, cuya eficacia deberán evaluar con la colaboración del Operador del Sistema. Consecuentemente, las empresas de distribución remitirán al Operador del Sistema las correspondientes versiones actualizadas de dichos Planes.

Los Planes de Deslastre de Carga de cada empresa de distribución deberán considerar bloques máximos de cargas que se definirán para cada sistema en función de sus características, identificando la secuencia de deslastre de cada uno de ellos y el orden de afectación para el caso de deslastres rotatorios. Considerando los requerimientos indicados, los Planes de Deslastre de Carga contemplarán, al menos, la siguiente información:

- Isla o Ciudad Autónoma.
- Municipio/Comarca.
- Nudo o nudos eléctricos de la red de transporte de los que se alimenta la carga.
- Potencia estimada deslastable en el nudo o nudos eléctricos.

- Tipo de carga predominante alimentada por cada transformador, grupo de transformadores o líneas de media tensión (industrial, rural, servicios o doméstica).

Los deslastes se deberán producir de acuerdo con las siguientes consideraciones:

9.2.2.1 Umbral de deslastre. Las variables de control que se utilizarán para emitir las instrucciones de deslastre serán la frecuencia, las sobrecargas graves en los equipos de la red de transporte o distribución que sean críticos para el sistema y la constatación de insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para alimentar el consumo.

El Operador del Sistema emitirá las instrucciones de deslastre cuando se verifique alguna de las condiciones que se indican a continuación para los parámetros asociados a las variables de control:

- Frecuencia. Por umbrales o velocidad de variación de frecuencia e insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para recuperar la frecuencia a su valor asignado.

El Operador del Sistema considerando los mejores datos de que disponga sobre el sistema y los análisis que realice en base a los mismos, determinará los umbrales efectivos de frecuencia o velocidad de variación de frecuencia, que una vez superados darán lugar a las órdenes de deslastre de cargas.

- Sobrecargas en los equipos de las redes de transporte o distribución Existencia de sobrecargas que requieran proceder al deslastre de carga con objeto de evitar su pérdida de forma inminente y/o la ocurrencia de una perturbación. La magnitud de las sobrecargas admisibles dependerá del equipo y del ajuste de las protecciones.

9.2.2.2 Cargas afectadas por el deslastre. El Operador del Sistema determinará:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá deslastrarse la carga.
- La magnitud de la potencia a deslastrar y la empresa de distribución suministradora de dicha potencia.
- La asignación de la potencia que deberá deslastrar cada empresa de distribución será función directa de su cuota de mercado correspondiente al último año en la zona afectada.
- Hora de inicio del deslastre y estimación del periodo durante el que éste se mantendrá.

A los efectos de este procedimiento, una empresa de distribución cuya red se encuentre acoplada a la red de otra empresa de distribución mayor, se considerará como una carga de esta última empresa.

Las empresas de distribución realizarán la elección de los consumidores que deberán ser afectados tratando de minimizar el impacto sobre los usuarios del servicio, evitando, en la medida de lo posible, la afectación de servicios esenciales y la reiteración de los deslastes sobre un mismo cliente o conjunto de consumidores. Con ese objetivo, en caso de ser preciso, se aplicará un criterio de afectación rotativa de los consumidores.

Si la carga a deslastrar fuera superior a la contemplada en los Planes de Deslastre de Carga, o el tiempo disponible para ejecutar los deslastes no fuera suficiente para la puesta en práctica de dichos Planes, las empresas de distribución procederán a deslastrar cargas por nudos completos de la red de distribución, asegurando la compatibilidad de los deslastes con las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema.

9.2.2.3 Comunicación de la instrucción de deslastre. El Operador del Sistema comunicará la instrucción de deslastre con la mayor antelación posible a los centros de control de las empresas de distribución.

Dicha comunicación tendrá lugar por vía telefónica, con posterior confirmación por fax o correo electrónico, y deberá quedar oportunamente registrada de forma que sea posible su verificación posterior.

Sin perjuicio de las acciones de comunicación que las empresas de distribución lleven a cabo para informar con la mayor antelación posible a sus consumidores, al Gobierno Autónomo y a las Administraciones Locales competentes, el Operador del Sistema

informará a los Organismos Ministeriales competentes, a la Presidencia del Gobierno y al Gobierno Autónomo, quienes determinarán las acciones posteriores de comunicación a la sociedad y a los medios que sean pertinentes.

9.2.2.4 Confirmación del deslastre. Las empresas de distribución confirmarán a el Operador del Sistema la ejecución de los deslastres de cargas.

9.2.2.5 Normalización del suministro. Cuando las variables de control que se utilizaron para emitir las instrucciones de deslastre sean tales que con el acoplamiento de cargas no sea previsible la existencia de nuevas violaciones de los umbrales de deslastre que pongan en riesgo el suministro, el Operador del Sistema establecerá los procedimientos de reposición o dará instrucciones a las empresas de distribución para iniciar la reposición progresiva de las cargas deslastradas indicando:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá reponer la carga.
- La potencia total de las cargas a acoplar.

El proceso de reposición se realizará de forma progresiva hasta la total normalización del suministro eléctrico.

9.2.2.6 Confirmación de la normalización del suministro. Las empresas de distribución confirmarán al Operador del Sistema la normalización del suministro eléctrico, indicando las potencias, tiempo y energías finalmente no suministradas, indexando dicha información con el listado de las líneas afectadas según el correspondiente Plan de Deslastre de Carga.

9.2.2.7 Información emitida por el Operador del Sistema. En el plazo de un mes el Operador del Sistema remitirá un informe a los Organismos Ministeriales, al Gobierno Autónomo y a la CNMC, en el que se detallarán todos los aspectos relevantes del incidente que haya provocado el deslastre de carga.

9.2.2.8 Mecanismo excepcional de actuación. Dadas las características de los SENP pueden existir situaciones en las que sea necesario realizar deslastres manuales selectivos complementarios de los deslastres automáticos de cargas o preventivos ante una indisponibilidad inminente en el sistema, que por su propia urgencia no pueden articularse tal como se contempla en los puntos anteriores, por deberse a causas sobrevenidas que requieran de una actuación inmediata y que, por consiguiente, tengan que ser ejecutados por las compañías distribuidoras sin orden previa por parte del Operador del Sistema.

La aplicación de estos deslastres manuales quedará reducida, por tanto, únicamente a dichas situaciones y tendrán como objeto evitar una perturbación de mayores dimensiones. El procedimiento de actuación será el definido para el deslastre manual de cargas en los puntos anteriores, excepto en lo que se refiere a la orden previa del Operador del Sistema.

En estos supuestos, si la incidencia afecta a una única empresa de distribución, esta lo comunicará al Operador del Sistema y ejecutará el deslastre, o viceversa dependiendo de la premura en la ejecución del mismo. En el caso de que la incidencia afecte a varias empresas de distribución, la empresa gestora de red que haya detectado el problema, en función de la urgencia del deslastre, podrá comunicarlo al Operador del Sistema quien, a su vez, actuará según se ha determinado con anterioridad, o podrá ejecutarlo directa e íntegramente sobre la red de su propiedad comunicándolo a «posteriori» al Operador del Sistema.

La empresa que solicitó o ejecutó el deslastre deberá justificar con posterioridad la conveniencia y necesidad del mismo en el plazo y forma establecido por el Operador del Sistema.

9.2.3 Planes de desconexión de generación por máxima frecuencia. El OS establecerá los planes de desconexión de generación necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de desconexión escalonada de generación por máxima frecuencia, para conseguir una desconexión

controlada de la generación que permita recuperar el equilibrio entre generación y demanda.

Con el fin de recuperar la controlabilidad del sistema y la predictibilidad de su comportamiento en una situación en la que está fuera de su punto de equilibrio se realizará la desconexión de la generación de categoría B de acuerdo con los siguientes escalones, y con una temporización de 100 ms:

- 51 Hz: 20% de las instalaciones.
- 51.1 Hz: 20% de las instalaciones.
- 51.2 Hz: 20% de las instalaciones.
- 51.3 Hz: 20% de las instalaciones.
- 51.4 Hz: 20% de las instalaciones.

El OS determinará las instalaciones que deben desconectar en cada escalón.

En ningún caso estas instalaciones de generación se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus Centros de Control.

Las instalaciones de producción categoría A no desconectarán mientras la frecuencia no supere los 52 Hz.

9.3 Planes de Reposición del Servicio. Los Planes de Reposición del Servicio tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado interrupciones del suministro en zonas extensas del sistema.

La elaboración y actualización de los Planes de Reposición del Servicio de cada sistema es responsabilidad del Operador del Sistema. Para ello contará con la colaboración de los distribuidores y generadores presentes en cada sistema, y de la CNMC. Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

En caso de producirse un incidente zonal o total, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición del servicio bajo la coordinación del Operador del Sistema, conforme a lo establecido en los Planes de Reposición correspondientes.

De un modo general la reposición de las cargas deberá ser llevada a cabo por los agentes en los términos que se establezcan en los Planes de Reposición del Servicio. Estos planes deberán también hacer referencia a los dispositivos automáticos de reposición de servicio instalados, en el caso de que su existencia esté autorizada, y a su interrelación con la actuación de los agentes mencionados. Consecuentemente, la actuación autónoma de dispositivos de reposición automática de carga se limitará a los casos que se contemplen en dichos Planes.

El Operador del Sistema será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición que tengan lugar.

P.O. SENP 2.2 Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico

1. Objeto. Analizar la cobertura de la demanda de los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP), y programar los recursos de generación precisos para lograr dicha cobertura con el menor coste posible, respetando los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en el procedimiento de funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares (P.O. 1 de los SENP.), así como establecer los requisitos para el alta de nuevos agentes en el despacho económico.

2. Alcance. Este procedimiento engloba los procesos para la cobertura de cada uno de los sistemas de los SENP, en sus horizontes temporales anual, semanal, diario e intradiario.

3. **Ámbito de aplicación.** Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:
- Operador del sistema.
 - Transportista único y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
 - Distribuidores y gestores de distribución.
 - Comercializadores.
 - Consumidores directos.
 - Los titulares de las instalaciones de producción categoría A.
 - Los titulares de las instalaciones de producción categoría B mayores de 0,5 MW de acuerdo con la definición del artículo 7.c) del Real Decreto 413/2014.
 - Los titulares de los centros de control de las instalaciones de producción anteriormente mencionadas.
 - Los representantes de las instalaciones de producción, las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

4. **Riesgos de cobertura de la demanda en el año móvil.** El operador del sistema elaborará, al menos trimestralmente, previsiones de cobertura para cada uno de los SENP, con objeto de detectar riesgos sobre la seguridad y continuidad del suministro en el horizonte de año móvil.

En caso de detectar dichos riesgos, el operador del sistema remitirá un informe al Ministerio para la Transición Ecológica y al organismo competente en materia de energía de la comunidad autónoma o ciudad autónoma que corresponda, que ponga de manifiesto esta situación así como la propuesta de equipos de generación necesarios.

4.1 **Método de estudio.** El análisis de la cobertura de la demanda se realizará utilizando la información indicada en el Real Decreto 738/2015. Se analizarán los siguientes indicadores probabilísticos:

- Energía esperada no servida (EUE, Expected Unserved Energy), en MWh/año.
- Horas en las que existe una probabilidad no nula de que se produzca un déficit de cobertura (LOLE, Loss of Load Expectation), en horas/año.
- Probabilidad de déficit de cobertura (LOLP Loss of Load Probability), en %.

Se considerará que existe riesgo para la cobertura en un año del periodo de estudio cuando se obtenga un indicador de probabilidad de déficit de cobertura mensual de más de 0,2 horas/mes (equivalente a un día en 10 años).

4.2 **Informe de riesgos para la cobertura.** El informe que el operador del sistema elaborará en caso de detectar riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro en el horizonte anual, incluirá al menos la siguiente información:

- Indicadores probabilísticos de cobertura del SENP y riesgo de fallo de suministro, utilizando a estos efectos el margen de reserva de potencia de regulación.
- Un análisis zonal, cuando sea de aplicación, que pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de las instalaciones de producción y de transporte y distribución para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas o áreas determinadas de la red. El análisis zonal del comportamiento de la red de transporte utilizará herramientas de cálculo de redes que se aplicarán a casos típicos de operación de los sistemas. Los resultados deberán poner de manifiesto las posibles restricciones de cada sistema y, en consecuencia, las medidas que deberán tomarse en cada situación en relación con la operación de los sistemas.

4.3 **Información mensual a suministrar al operador del sistema.** Para los estudios de cobertura con horizonte anual se tendrá en cuenta la información mensual, recibida de los

agentes, relativa a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas, en su caso, y las previsiones de existencias de combustibles. La información a suministrar es la siguiente:

4.3.1 Instalaciones de producción de categoría A hidráulicas. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, los titulares de las instalaciones de producción deberán enviar al operador del sistema la información siguiente:

- Caudales previstos.
- Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada instalación de producción durante doce horas consecutivas, una vez cada semana.
- Aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que eventualmente puedan existir.
- Variaciones previsibles de disponibilidad de las instalaciones de producción hidráulicas y de bombeo.

4.3.2 Instalaciones de producción de categoría A térmicas de carbón. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquel fuera festivo, los titulares de las instalaciones de producción deberán enviar al operador del sistema la información relativa a combustibles recogida en el apartado 8.2 del PO 9 SENP, con el nivel de detalle allí indicado, concerniente a adquisiciones durante el mes anterior, consumo de cada grupo, existencias de combustible y análisis de sus especificaciones técnicas. Adicionalmente, debe enviarse la información:

- Para los casos excepcionales contemplados en el artículo 40.3 del Real Decreto 738/2015, combustible o mezcla de combustible cuya autorización de uso se solicita. Se informará de las características de combustible o mezcla y la duración prevista del cambio. El operador del sistema comunicará al peticionario su decisión en el plazo de 10 días naturales en aplicación de los criterios establecidos en el Anexo VI, punto 2, del Real Decreto 738/2015.
- Suministros de carbón previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega y poder calorífico inferior.
- Variaciones previsibles de la disponibilidad de instalaciones de producción cualquiera que sea su causa.

4.3.3 Instalaciones de producción de categoría A de fuel-oil, diesel-oil, gas-oil o gas. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, los titulares de las instalaciones de producción deberán enviar al operador del sistema la información relativa a combustibles recogida en el apartado 8.2 del PO 9 SENP, con el nivel de detalle allí indicado, concerniente a adquisiciones durante el mes anterior, consumo de cada grupo, existencias de combustible y análisis de sus especificaciones técnicas. Adicionalmente, debe enviarse la información siguiente:

- Para los casos excepcionales contemplados en el artículo 40.3 del Real Decreto 738/2015, combustible o mezcla de combustible cuya autorización de uso se solicita. Se informará de las características de combustible o mezcla y la duración prevista del cambio. El operador del sistema comunicará al peticionario su decisión en el plazo de 10 días naturales en aplicación de los criterios establecidos en el Anexo VI, punto 2, del Real Decreto 738/2015.
- Tipos de combustible o, en su caso, mezclas previstas a consumir por cada grupo de la central.
- Suministros de combustibles previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega y poder calorífico inferior.

- Variaciones previsibles de disponibilidad de las distintas instalaciones cualquiera que sea su causa.
- Situación de limitación de horas de funcionamiento del grupo.

4.3.4 Instalaciones de producción de cogeneración de categoría A.

- Potencia máxima a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso industrial asociado y mínima potencia a entregar con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal, todo ello para cada hora de los próximos 12 meses
- Variaciones previsibles de disponibilidad de las distintas instalaciones cualquiera que sea su causa.

4.3.5 Otras instalaciones de producción de categoría A con régimen retributivo adicional. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquel fuera festivo, las empresas deberán enviar al operador del sistema la información siguiente:

- Variaciones previsibles de disponibilidad de las distintas instalaciones cualquiera que sea su causa.

4.3.6 Instalaciones de producción de categoría B. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, los titulares de las instalaciones de producción deberán enviar al operador del sistema la información relativa a variaciones previsibles de disponibilidad de las distintas instalaciones cualquiera que sea su causa.

4.3.7 Instalaciones de producción de categoría A que no tengan reconocido régimen retributivo adicional. Antes del día 20 de noviembre, los titulares de estas instalaciones deberán comunicar los costes variables de despacho de dichas instalaciones, incluyendo los mismos conceptos y con los mismos formatos que los establecidos en el Real Decreto 738/2015 para las instalaciones de la misma familia con régimen retributivo adicional reconocido. La declaración tendrá efecto del 1 de enero al 31 de diciembre del año siguiente a la declaración.

En el caso de instalaciones nuevas o que hayan perdido el régimen retributivo adicional la declaración se realizará antes del día 20 del mes siguiente en el que la instalación se haya habilitado para participar en el despacho económico en el primer caso o que haya perdido el régimen retributivo adicional en el segundo y tendrá efecto el día 1 del mes siguiente a la declaración hasta el 31 de diciembre de ese año, salvo que la declaración se haya realizado en los meses de noviembre o diciembre, en cuyo caso estará vigente hasta el 31 de diciembre del año siguiente.

En el caso de no haber una nueva declaración el operador del sistema mantendrá los valores previamente declarados.

4.3.8 Demandas por nudos. El operador del sistema procederá a hacer un reparto de la demanda global entre los nudos frontera de transporte-distribución.

5. Cobertura y programación semanal. Tiene por objeto determinar semanalmente el plan de arranques, paradas y modos de funcionamiento en su caso de las instalaciones de producción, minimizando el coste variable de producción, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas.

5.1 Plan de cobertura y programa semanal.

Antes de las 15 h de cada jueves, el operador del sistema elaborará y publicará la cobertura de la demanda prevista para la semana que comienza a las 0 h del sábado inmediatamente siguiente y termina a las 24 h del siguiente viernes.

El programa semanal se publicará a cada uno de los participantes en el despacho económico con el detalle siguiente:

- Programa semanal desglosado por días y con detalle horario, en el que se especificará la carga y modo en su caso de las diferentes instalaciones de producción que contribuyen en cada hora a la cobertura de la demanda correspondiente. En el programa se especificará la energía de las interconexiones interinsulares, con su sentido, así como la energía, con su sentido, en los enlaces con otros sistemas eléctricos. Para aquellas instalaciones de producción referidas en la DT 11.1 del Real Decreto 738/2015 su programación la realizará el operador del sistema con el nivel de desagregación que le permita garantizar los principios de maximización de integración de renovables compatible con la seguridad del sistema y el mínimo coste de producción. El programa de bombeo se realizará en todo caso por unidad física.

- Relación ordenada de las instalaciones de producción que deban ser arrancadas, paradas o, en su caso, cambiadas de modo en sustitución de las eventuales averías e indisponibilidades de las instalaciones de producción inicialmente programadas o ante variaciones de demanda.

- Programa horario de las reservas de regulación, primaria, secundaria y terciaria previstas, con indicación de las instalaciones de producción encargadas de suministrarlas y expresión explícita de la potencia en reserva en cada una de ellas.

5.2 Método utilizado para la elaboración del programa semanal. El operador del sistema llevará a cabo en cada sistema el despacho económico por costes variables de la generación, para cubrir la demanda neta prevista, teniendo en cuenta además las restricciones anteriormente mencionadas, y garantizando la disponibilidad de reserva definida en el P.O. 1 de los SENP.

Tendrá en cuenta para ello los parámetros técnicos aprobados en cada instalación de producción particularmente los siguientes:

En instalaciones de producción de categoría A:

- Potencia bruta y neta.
- Mínimo técnico ordinario y extraordinario. Se entenderá por mínimo técnico ordinario y extraordinario el definido por orden de la Ministra para la Transición Ecológica.
- Rampas de subida y bajada de potencia.
- Tiempos de arranque.
- Datos técnicos de despacho definidos en los artículos 62 y 63 del Real Decreto 738/2015.

A ello añadirá:

- Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria.
 - La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o necesidades de funcionamiento ajenas a despacho económico de las instalaciones de producción.
 - Limitaciones de funcionamiento autorizadas en grupos, atendiendo a un criterio económico y de seguridad en un horizonte temporal anual.
 - Cotas y volúmenes almacenados en los embalses de los grupos de bombeo.
 - Concreción de las horas de uso de la mezcla de combustible que eventualmente haya sido previamente autorizada por el operador del sistema en el proceso de comunicación mensual de información.
 - La información comunicada por las instalaciones de cogeneración relativa a la potencia máxima a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso industrial asociado y la mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal. Esta información se comunicará con desglose horario.

En instalaciones de producción de categoría B:

- Disponibilidad horaria.
- Potencia neta o potencia instalada según proceda de acuerdo con la normativa vigente.

- Los programas horarios previstos por los titulares de las unidades de producción para el horizonte de programación.
- Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria

El proceso de despacho constará al menos de tres etapas:

1. Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados. La generación prevista de las instalaciones categoría B se colocará a su precio instrumental definido en el Real Decreto 738/2015.

Además, en caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo (apartado 4.3).

En el cálculo de cobertura para esta primera etapa se cubrirá exclusivamente la demanda comunicada por los comercializadores, los consumidores directos y las unidades de producción para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora, considerando las limitaciones autorizadas de horas de funcionamiento en grupos, así como las limitaciones, para las instalaciones de producción, tanto indisponibilidades como necesidades de funcionamiento ajenas a despacho económico comunicadas y, en su caso, autorizadas. Se considerará la previsión de producción comunicada de las instalaciones de producción de categoría B dentro del ámbito de aplicación de este procedimiento. Para las instalaciones de producción de categoría B menores de 0,5 MW, fuera del ámbito de aplicación de este procedimiento, el operador del sistema utilizará su mejor previsión.

2. Análisis con criterio económico y de seguridad: En esta segunda etapa la generación y reserva rodante de cada instalación de producción, para cada una de las horas, es asignada como nudo único.

Como reserva rodante se considerará el mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficientes para la explotación de los sistemas eléctricos en condiciones de seguridad y estabilidad.

Se considerará la mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible, la mejor previsión disponible para la generación a partir de fuentes renovables de categoría B y la mejor previsión posible de autoconsumo, o en su defecto, la afección del autoconsumo sobre la demanda.

En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda la generación prevista en las instalaciones de categoría B se colocará a su precio instrumental hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados y sin partir de los resultados de la simulación de la primera etapa.

3. Análisis de las posibles restricciones impuestas por la red de transporte y distribución al despacho anterior, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el P.O. 1 de los SENP.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas en las instalaciones de producción como consecuencia de las restricciones de la red de transporte, y distribución en su caso, y recalculando con estas condiciones el despacho económico de la cobertura del modo que mejor se asegure el cumplimiento de los límites impuestos por los criterios de seguridad en funcionamiento normal, según el P.O. 1 de los SENP antes citado.

En caso del Sistema Eléctrico Balear se tendrá en consideración lo especificado en el PO SENP 2.3, contemplando la conexión entre sistemas, siempre que esta esté disponible, y con respeto de la carga mínima técnica de dicha conexión.

5.3 Información semanal a suministrar al operador del sistema.

5.3.1 Generación:

5.3.1.1 Instalaciones de producción de categoría A. Antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquel hubiera sido festivo, los titulares de las instalaciones de producción pondrán a disposición del operador del sistema, en los formatos y medios de comunicación que establezca el operador del sistema, la información siguiente:

5.3.1.1.1 Instalaciones de producción hidráulicas.

- Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- Caudales previstos.
- Restricciones a la explotación de los embalses de regulación.
- Necesidades de funcionamiento ajenas a despacho económico.
- En cada sistema hidráulico:
 - Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 4 horas consecutivas.
 - Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 12 horas consecutivas.
- Indisponibilidades totales o parciales de las instalaciones de producción hidráulicas y de bombeo.

5.3.1.1.2. Instalaciones de producción térmicas. En su caso, la existencia de eventuales problemas de suministros de combustibles.

- Indisponibilidades totales o parciales de las instalaciones de producción, cualquiera que sea su causa, y variaciones en los mantenimientos que pudieran alterar el plan anual.
- Necesidades de funcionamiento ajenas a despacho económico.
- Horas de uso de la mezcla de combustible que eventualmente haya sido previamente autorizada por el operador del sistema en el proceso de comunicación mensual de información.
- En las instalaciones de producción de categoría A de cogeneración, la potencia máxima a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso industrial asociado y mínima potencia a entregar con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal, todo ello para cada hora del horizonte de programación.

5.3.1.2. Instalaciones de producción de categoría B. Antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél hubiera sido festivo, los titulares de las instalaciones de producción pondrán a disposición del operador del sistema, en los formatos y medios de comunicación que establezca el operador del sistema:

La información relativa a indisponibilidades totales o parciales de las instalaciones de producción, cualquiera que sea su causa, y variaciones en los mantenimientos que pudieran alterar el plan anual.

El programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, durante la semana que comienza a las 0 h del sábado inmediato y acaba a las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el operador del sistema.

5.3.2 Demanda.

5.3.2.1 Comercializadores, consumidores directos y los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador, deberán comunicar al operador del sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquel fuera festivo, por los medios y formas que especifique el operador del

sistema, sus previsiones de demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.3.3 Red de distribución: En el caso de restricciones con origen en la red de distribución estas serán comunicadas de forma fehaciente por el gestor de distribución al operador del sistema indicado el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y los programas de producción, en el caso de que así sean necesarios. En esta comunicación el gestor de la red de distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas u otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de restricciones en el programa semanal.

Antes de las 15 h de cada jueves el operador del sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación completa, que incluirá los puntos 1, 2 y 3 del apartado 5.1, por el procedimiento que especifique el operador del sistema. Si el jueves fuera festivo la programación se adelantará al miércoles anterior o, en su caso, podrá acordarse el día más conveniente.

6. Programación diaria. Trata de adaptar los programas provenientes del horizonte semanal antes descritos, a la situación conocida de los sistemas, tanto en cuanto se refiere a la generación como al estado de la red, el día anterior al primero objeto de esta programación.

En consecuencia, su objeto es la obtención, en el día D, de un programa con un contenido semejante al programa semanal antes descrito y con los mismos requisitos en cuanto a cumplimiento de criterios de calidad y seguridad y minimización de costes variables, que contemple, al menos, el día D+1.

6.1 Plan de cobertura y programa diario.

Antes de las 14 h de cada día D, o antes de la hora límite establecida para la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) en el sistema eléctrico peninsular (SEP), en aquellos sistemas conectados eléctricamente con el SEP, el operador del sistema elaborará la cobertura de la demanda prevista para, al menos, el día D+1.

6.2 Método utilizado para la elaboración del programa diario. El despacho económico, los parámetros utilizados, y el proceso de cálculo, seguirán las mismas pautas que en la cobertura semanal (apartado 5.2), para el ámbito temporal del período D+1.

6.3 Información diaria a suministrar al operador del sistema.

6.3.1 Generación.

6.3.1.1 Instalaciones de producción de categoría A. Antes de las 10.00 h del día D, las empresas de producción pondrán a disposición del operador del sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el operador del sistema, la información siguiente:

Actualización, por variaciones, de la información requerida para la programación semanal (apartado 5.3.1), en el horizonte D+1 a final del siguiente viernes. Se confirmará, en su caso, el uso de la mezcla de combustible que eventualmente haya sido previamente autorizada por el operador del sistema en el proceso de comunicación mensual de información y comunicada en la programación semanal. No se autorizarán mezclas que previamente no hayan sido comunicadas en el ámbito de la programación semanal, aun cuando hubieran sido autorizadas en el proceso mensual de comunicación de información.

6.3.1.2. Instalaciones de producción de categoría B. Antes de las 8.30 h del día D, las empresas de producción pondrán a disposición del operador del sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el operador del sistema, la información relativa

a la actualización, por variaciones, de la información requerida para la programación semanal (apartado 5.3.1), en el horizonte D+1 a final del siguiente viernes.

6.3.2 Demanda. Comercializadores, consumidores directos y los generadores para consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador, deberán comunicar al operador del sistema antes de las 8.30 h del día D, por los medios y formas que especifique el operador del sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.3.3 Red de distribución. En el caso de restricciones con origen en la red de distribución estas serán comunicadas de forma fehaciente por el gestor de distribución al operador del sistema indicado el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y los programas de producción, en el caso de que así sean necesarios. En esta comunicación el gestor de la red de distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas u otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de restricciones en el programa diario.

Todos los días antes de las 14 h, o antes de la hora límite establecida para la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) en el sistema eléctrico peninsular (SEP), en aquellos sistemas conectados eléctricamente con el SEP, el operador del sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación diaria completa, por el procedimiento que especifique el operador del sistema.

7. Programación intradiaria. Para desvíos de generación-consumo de duración prevista superior a dos horas el Operador del Sistema realizará una programación intradiaria que abarcará hasta las 24 horas del día en curso, en el caso de ser publicada antes de las 21 horas, y hasta las 24 horas del día siguiente, en el caso de ser publicada a partir de las 21 horas. El nuevo programa será comunicado a los sujetos afectados con una antelación superior a una hora y tendrá en cuenta la información que haya sido comunicada al operador de sistema al menos dos horas antes de la comunicación del programa.

7.1 Programa intradiario. Una hora antes del inicio del horizonte intradiario, el operador del sistema publicará la cobertura de la demanda prevista para el horizonte intradiario.

7.2 Información intradiaria a suministrar al operador del sistema. El operador del sistema solicitará 90 minutos antes de la publicación del programa intradiario la siguiente información y realizará dicho programa con la información recibida al menos una hora antes de la publicación del programa.

En caso de no recibir información en el plazo establecido se considerará vigente la información comunicada para la realización del programa diario. En el caso de que los cambios contenidos en la información recibida no tengan la entidad suficiente el operador del sistema podrá cancelar el proceso de publicación del programa intradiario.

7.2.1 Generación.

7.2.1.1 Instalaciones de producción dentro del ámbito de aplicación de este procedimiento pondrán a disposición del operador del sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el operador del sistema, las actualizaciones de la información requerida en la programación diaria.

7.2.1.2 Las instalaciones de producción de categoría B dentro del ámbito de aplicación de este procedimiento deberán comunicar al operador del sistema la mejor previsión de producción de energía horaria, con desglose por tipo de generación, en el horizonte de programación intradiaria. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el operador del sistema.

8. Altas en el despacho económico.

8.1 Altas de nuevas instalaciones de producción.

8.1.1 Instalaciones de producción de categoría A. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente o instalación de producción de categoría A son los siguientes:

- Informar al operador del sistema de la autorización correspondiente otorgada por la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma respectiva, así como presentar la correspondiente inscripción provisional en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio competente, tal y como se especifica en los artículos 9 y 10 del Real Decreto 738/2015.
- Obtención del certificado del operador del sistema de adecuación técnica para la incorporación de las instalaciones de producción de categoría A en el despacho de generación lo que supone:

- En caso de que la instalación se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso impuestos por el operador del sistema tal y como se especifica en el Procedimiento de operación 12.1 de los SENP
- Comunicar al operador del sistema los parámetros técnicos y económicos requeridos para el despacho de cobertura, que estén validados y aprobados por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas en la que se establezcan los parámetros técnicos con incidencia en la retribución económica de la nueva instalación de producción tal y como se especifica en los artículos 11 y 12 del Real Decreto 738/2015
- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del operador del sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el operador del sistema.
- Comunicar al operador del sistema la información especificada en el procedimiento de operación 9 de los SENP, correspondiente a las instalaciones de producción de categoría A.
- Cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida y demás normativa aplicable.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

8.1.2 Instalaciones de producción de categoría B. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente o instalación de producción de categoría B son los siguientes:

- Presentar al operador del sistema el certificado del Ministerio competente donde conste la inscripción provisional de la instalación en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (sección segunda)
 - Obtención del certificado del operador del sistema de adecuación técnica para la incorporación de las instalaciones de producción de categoría B en el despacho de generación lo que supone:
- Comunicar al operador del sistema la información especificada en el procedimiento de operación 9 de los SENP, correspondiente a las instalaciones de producción de categoría B.
 - En caso de que la instalación se conecte a la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso y conexión impuestos por el operador del sistema tal y como se especifica en el procedimiento de operación 12.1 de los SENP.
 - Cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida y demás normativa aplicable.
 - Todas las instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos, con potencia superior a 0,5 MW, o inferior a 0,5 MW pero que formen parte de una agrupación

de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 0,5 MW y aquellas instalaciones que establezca la Comunidad Autónoma correspondiente, deberán estar adscritas a un centro de control de instalaciones de producción, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

○ Realizar, sin fallo, las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del operador del sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el operador del sistema.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

8.2 Altas de nuevos compradores. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente comprador son los siguientes:

8.2.1 Comercializadores. Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del operador del sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el operador del sistema, si procede.

8.2.2 Consumidores directos. Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del operador del sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el operador del sistema, si procede.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal

P.O. SENP 3.1 Programación de la generación en tiempo real

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de los desvíos en tiempo real entre generación y consumo, así como la resolución de las restricciones técnicas que puedan aparecer en los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP).

2. Ámbito de aplicación. Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del sistema.
- b) Transportista único y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- c) Los titulares de instalaciones de producción de categoría A, y de categoría B mayores de 0,5 MW de acuerdo con la definición del art. 7.c del Real Decreto 413/2014.
- d) Distribuidores y gestores de distribución
- e) Consumidores directos.
- f) Consumidores conectados a la Red de Transporte.
- g) Comercializadores.
- h) Los titulares de los centros de control de las instalaciones de producción anteriormente mencionadas.
- i) Los representantes de las instalaciones de producción, las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. Resolución de los desvíos generación-consumo.

3.1 Definición del proceso. El operador del sistema identificará y resolverá los desvíos que puedan existir entre la generación y el consumo programados y los que realmente se produzcan para garantizar la cobertura de la demanda de cada sistema de cada SENP.

Los titulares de las instalaciones de producción deberán comunicar al operador del sistema, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades o necesidades de programas ajenos a despacho económico que se presenten en instalaciones de producción, explicitando su duración prevista. La identificación de las instalaciones de producción se realizará de acuerdo a lo establecido en el P.O. 2.5 SENP. Estas comunicaciones se realizarán mediante fichero de intercambio de información con las aplicaciones del operador del sistema, para permitir el tratamiento informático de las mismas.

Asimismo, los comercializadores deberán comunicar al operador del sistema todas las variaciones que prevean en su demanda respecto de la programada para todo el periodo de programación.

El operador del sistema efectuará previsiones de la demanda, de producción de las instalaciones categoría B, y de las instalaciones de producción de autoconsumo que serán utilizadas para efectuar la programación de las instalaciones de producción categoría A y que, junto con la información comunicada de indisponibilidades y necesidades de programas ajenos a despacho por los titulares de las instalaciones de producción, dará lugar a la estimación de los desvíos previstos hasta el final del periodo de programación.

3.2 Programación de reserva terciaria. Para desvíos de generación-consumo de duración prevista inferior a dos horas o sobrevenidas en tiempo real, el operador del sistema hará uso de la reserva terciaria disponible con el criterio de mínimo coste y siempre que no se generen restricciones de red. La programación de reserva terciaria podrá realizarse para el siguiente periodo horario completo, o programación intrahoraria.

4. Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

4.1 Definición de restricción técnica. Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte y en su caso distribución, que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

c) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

4.2 Solución de restricciones técnicas. Para la resolución de una restricción técnica que exija la modificación de los programas de una o varias instalaciones de producción, el operador del sistema adoptará de entre las soluciones que resuelven la restricción aquella que represente el mínimo sobrecoste.

5. Comunicación entre el operador del sistema y los agentes. Los agentes comunicarán al operador del sistema, tan pronto como sea posible, cualquier incidencia que pueda afectar a la programación de la cobertura en particular y a la operación del sistema en general.

El operador del sistema comunicará a los productores afectados las asignaciones de reserva terciaria realizadas quince minutos antes del cambio de hora.

Asimismo, para las asignaciones de reserva terciaria que no comprendan periodos horarios completos, el operador del sistema transmitirá a los agentes a la mayor brevedad posible las instrucciones que se requieran para la programación de la cobertura y la resolución de restricciones técnicas.

El intercambio de información se realizará mediante un sistema de telecomunicaciones redundante que posibilite el tratamiento informático de la misma.

6. Mecanismo excepcional de resolución. En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos u otra causa justificada, no sea posible

resolver un desvío o una restricción técnica mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el operador del sistema podrá adoptar las decisiones de operación que resulten necesarias para garantizar el suministro y su prestación en condiciones de seguridad al menor coste posible. Tales decisiones deberán ser comunicadas a la Administración competente, a los agentes afectados y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en el plazo de un mes, debiendo hacerse en dicha comunicación referencia expresa tanto a las causas que originaron la situación excepcional, como a las razones y prioridades tenidas en cuenta para la adopción de la concreta decisión.

P.O. SENP 3.7 Programación de las instalaciones de producción de categoría b

1. Objeto. Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la programación de las instalaciones de producción de categoría B que utilicen fuentes de energía renovables, con el fin de garantizar la operación segura de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP).

Toda la generación de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares, incluida aquella objeto de este procedimiento, está sujeta, de forma general, a lo dispuesto en los Procedimientos de Operación SENP y en particular en el PO-SENP 3.1 «Programación de la Generación en Tiempo Real».

Dado el carácter no gestionable de las fuentes primarias de energía de algunas instalaciones de producción, estas deben tratar de transformar en energía eléctrica toda la energía primaria que reciben, evitando vertidos de energía primaria. El objeto de este procedimiento ha de ser, en consecuencia, establecer las medidas de operación de los Sistemas en su conjunto y de estas instalaciones de producción en particular, que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía compatible con la operación segura y estable de los Sistemas.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Transportista único y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- c) Los titulares de las instalaciones de producción de categoría B mayores de 0,5 MW de acuerdo con la definición del artículo 7.c) del Real Decreto 413/2014.
- d) Los titulares de los centros de control de las instalaciones de producción anteriormente mencionadas.
- e) Distribuidores y gestores de distribución.
- f) Los representantes de las instalaciones de producción a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. Definiciones. Las instalaciones de producción de categoría A e instalaciones de producción de categoría B son aquellas definidas en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015 de 31 de julio.

4. Información a suministrar al operador del sistema. Además de lo dispuesto en el PO-SENP 9 «Información a Intercambiar con el Operador del Sistema», los Centros de Control a los que es de aplicación el presente procedimiento, enviarán al Operador del Sistema, dentro de los diez primeros días naturales de cada mes, una actualización de las instalaciones de producción dentro del ámbito de aplicación de este procedimiento a ellos adscritas. La información se remitirá conforme a los formularios que al efecto disponga el Operador del Sistema e incluirá, al menos, la siguiente información para cada unidad de producción:

- a) Código de identificación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica.

- b) Código de Instalación a efectos de Liquidación (CIL) de la instalación de producción o de cada una de las unidades que componen la instalación de producción,
- c) Subgrupo normativo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, o normativa que lo sustituya, de la instalación de producción.
- d) Nombre de la instalación de producción.
- e) Propietario.
- f) Isla o Ciudad Autónoma en la cual se encuentra instalada la instalación de producción.
- g) Número y tecnología de las instalaciones generadoras que integran cada instalación de producción, así como, en su caso, equipo asociado.
- h) Potencia máxima de las instalaciones de producción de Categoría B.
- i) Nudo de la Red de Transporte sobre el que vierte su generación.
- j) Mecanismos disponibles de control de la potencia y energía, así como características de dichos sistemas de control asociados a la instalación de producción.
- k) Cualquier información que el Centro de Control considere relevante para la mejor programación de estas instalaciones de producción.
- l) Protecciones y ajustes de la Instalación de Producción.

5. Programación de las modificaciones de producción. El Operador del Sistema, como resultado del análisis y supervisión que realiza de la seguridad de los SENP en distintos horizontes temporales, puede detectar diferentes condiciones que supongan un riesgo cierto para la calidad y continuidad del suministro. En el ámbito de las restricciones técnicas descritas en el presente procedimiento y solo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar dicho riesgo, actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre las instalaciones de producción de categoría A o bien porque el problema a resolver solo sea resoluble con la actuación sobre las instalaciones de producción de categoría B, el Operador del Sistema dará las instrucciones oportunas de modificación de producción a las instalaciones objeto de este procedimiento por medio de los respectivos Centros de Control. En ese caso, el Operador del Sistema identificará las producciones máximas admisibles por nudo de la Red de Transporte y para cada tecnología de producción en los casos en que esta sea relevante.

De forma rutinaria, el Gestor de la Red de Transporte comunicará a los Gestores de las Redes de Distribución correspondientes las instalaciones de producción conectadas a la red de distribución que están conectadas a cada Centro de Control, así como los cambios que se produzcan en dicha adscripción.

En los casos de restricciones en instalaciones que vierten su energía a la red de distribución, el operador del sistema comunicará al gestor de esta red, las instrucciones dadas al Centro de Control correspondiente.

En los Centros de Control se deberá disponer de registros de las consignas de reducción dadas por el operador del sistema y por el propio centro de control, así como la ejecución real de los recortes y reducciones de producción, para que puedan ser utilizados en la resolución de posibles conflictos.

5.1 Modificación de producción. El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados, de la máxima producción que cada una de las instalaciones bajo su control puede verter, de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte, siendo esta última la variable de control básica de la generación. El reparto de dicha producción máxima por nudo se realizará de forma proporcional a la potencia programada o en producción, según sea el ámbito temporal en que tenga lugar la modificación propuesta, gestionada por cada uno de los Despachos en cada uno de los nudos. Dicha producción debe ser alcanzada en un plazo máximo, una vez recibida la instrucción de modificación, de cinco minutos para las instalaciones puestas en funcionamiento o sobre las que se realice una modificación sustancial con posterioridad a la entrada en vigor del presente Procedimiento de Operación, o bien quince minutos para aquellas instalaciones existentes en dicha fecha de entrada en vigor y sobre las que no se realice modificación sustancial posteriormente.

Alternativamente a la metodología descrita, cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación, siempre que se respete la limitación en cada uno de los nudos de la Red de Transporte, de acuerdo con lo establecido en el punto 6 de este Procedimiento de Operación. En cualquier caso, el Operador del Sistema suministrará, a cada Centro de Control, la información relativa a la producción de cada instalación bajo su responsabilidad que se ha considerado para llegar a la producción por nudo. Dicha producción por instalación se calculará sobre la premisa del reparto proporcional a la potencia programada o en producción.

En el caso de que un Centro de Control realice un reparto interno diferente al enviado por el Operador del Sistema tras recibir una instrucción de reducción, el Operador del Sistema deberá recibir de dicho Centro de Control, antes de la 1.00 horas del día siguiente, la potencia asignada a cada instalación de producción en cada periodo horario para que pueda ser tenida en consideración, siempre que dicho reparto cumpla con las condiciones establecidas. En otro caso el Operador del Sistema considerará que el reparto realizado se corresponde con el por él enviado. El formato y las condiciones de dicho envío serán determinados por el Operador del Sistema.

Si las condiciones de operación permiten levantar parcialmente la limitación, el orden de levantamiento de dicha limitación será el inverso al empleado para establecer la limitación.

5.2 Tipos de reducción de la producción. Dependiendo del problema identificado por el Operador del Sistema se pueden distinguir los siguientes casos:

5.2.1 Congestión en la evacuación de generación. Se entiende por congestión la aparición de sobrecargas inadmisibles, de acuerdo con los criterios de seguridad establecidos en el PO-SENP 1 «Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares», en elementos de la Red de Transporte, debido a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, así como la imposibilidad parcial o total de evacuación por indisponibilidad de las instalaciones que permiten dicha evacuación. La modificación de la producción para la solución de dicha congestión se realizará según lo establecido en el PO-SENP 3.1 «Programación de la Generación en Tiempo Real» sin ninguna consideración adicional.

Si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la red de transporte por congestión en la evacuación, determinados por un número superior a 3 veces en un mes o 10 veces en el conjunto de un año, el operador del sistema debe presentar en el plazo máximo de 6 meses, ante el organismo competente en materia de energía, la solución de la planificación que resuelva la restricción correspondiente.

Cuando el gestor de la red de distribución de una zona detecte en el proceso de programación o bien en tiempo real un problema de congestión en la red bajo su responsabilidad, que no sea posible resolver por un medio diferente a la modificación de la producción de instalaciones objeto de este procedimiento, lo comunicará al Operador del Sistema, dejando constancia escrita mediante fax o correo electrónico del incumplimiento de las condiciones de seguridad detectadas y las causas a que es debido, así como la potencia máxima de cada una de las instalaciones de producción afectadas por la modificación. El Operador del Sistema procederá a ordenar la reducción a los Centros de Control, pudiendo, bajo petición, distribuir la solicitud realizada por el Distribuidor a los Centros de Control afectados.

5.2.2 Estabilidad. Los problemas de estabilidad irán asociados a la máxima pérdida de generación instantánea que el sistema puede soportar debido a un hueco de tensión, producido como consecuencia de una falta en una instalación de la Red de Transporte, que sea despejada en un tiempo igual o inferior a 100 ms. En las circunstancias que el sistema lo requiera, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador del Sistema podrá postular tiempos de despeje de 250 ms.

El Operador del Sistema evaluará, con antelación suficiente y en tiempo real, con desagregación por nudo de la Red de Transporte, la máxima potencia de generación de origen renovable no gestionable que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad, atendiendo a pérdidas instantáneas de generación provocadas por huecos de tensión. Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las instalaciones de

producción, así como el comportamiento contrastado en incidentes anteriores, considerando los requisitos técnicos vigentes en materia de huecos de tensión, con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria, reduciéndose en primer lugar las producciones de las instalaciones más sensibles a dichos huecos de tensión.

5.2.3 Potencia de cortocircuito. Cuando el Operador del Sistema detecte en nudos de la Red de Transporte valores de potencia de cortocircuito que pongan en riesgo la calidad del suministro, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador de Sistema identificará la máxima producción admisible bajo criterios de seguridad. Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las instalaciones de producción con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria.

5.2.4 Viabilidad de los balances de potencia. En la programación de la generación el Operador del Sistema debe asegurar la viabilidad de los balances de potencia activa y reactiva, teniendo en cuenta las circunstancias singulares de operación y los límites técnicos de las instalaciones de producción de categoría A que sean imprescindibles para cubrir la demanda en períodos horarios próximos al período afectado, de lo que podrán resultar restricciones técnicas sobre las instalaciones de producción de categoría B. En este caso, asociado a horizontes diarios de programación, el ámbito de aplicación será generalmente el del conjunto del Sistema, teniendo relevancia la tecnología de las instalaciones de generación.

En aquellas situaciones de demanda de energía eléctrica que lo requieran, y una vez agotados los mecanismos normales para programar la cobertura y sus reservas correspondientes y para garantizar niveles de tensión adecuados en los nudos de la red de transporte, el Operador del Sistema solicitará el control de la producción de las instalaciones de producción de categoría B con objeto de garantizar la existencia de los servicios complementarios suficientes (regulación de frecuencia y tensión), en función del aporte de cada tecnología a dichos servicios complementarios.

El Operador del Sistema establecerá las modificaciones precisas para cada instalación de producción.

5.2.5 Excedentes de generación no integrables en el Sistema. En determinadas circunstancias, en las que se presente una demanda inferior a la prevista y/o una producción de las instalaciones objeto de este procedimiento superior a las previsiones realizadas anteriormente, el Operador del Sistema podrá precisar reducir la producción de la generación objeto del presente procedimiento.

Para ello se tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las instalaciones de producción, con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria.

6. Mecanismos de gestión de potencia de los generadores en los centros de control. De forma general, el reparto interno que realice cada Centro de Control, siempre respetando la limitación en cada uno de los nudos de la Red de Transporte comunicada por el Operador del Sistema, será igualmente proporcional a la potencia programada o en producción, según sea el ámbito temporal en que tenga lugar la modificación propuesta.

Alternativamente a este criterio general de gestión de potencia, y siempre que se asegure un efecto equivalente o más favorable en la resolución de la restricción técnica de que se trate, sobre las redes de transporte y distribución y el sistema en su conjunto, la asignación a las distintas instalaciones de producción podrá ser realizada por los Centros de Control sobre las instalaciones a ellos adscritas.

Sobre el ámbito y magnitud de actuación establecidos por el Operador del Sistema, los Centros de Control podrán instrumentar mecanismos en los que se sustituya una actuación sobre un conjunto de instalaciones de producción afectadas, por otra actuación sobre un subconjunto de dichas instalaciones que, con una consecuencia igual o más favorable para el sistema, pueda resultar más eficiente para los generadores y, prioritariamente, más segura para el sistema.

A tal efecto, para cada uno de los ámbitos de restricción previstos, los Centros de Control deberán proponer al Operador del Sistema los mecanismos alternativos a aplicar justificando y documentando su consistencia y contribución a la seguridad y eficiencia anteriormente reseñadas. A este respecto, se identificarán las instalaciones asociadas a

dichos ámbitos de restricción y, dentro de los mismos, aquellas sobre las que se actuará en cada caso y para cada situación previsible.

El Operador del Sistema valorará y, en su caso, autorizará la aplicación de dichos mecanismos de gestión, informando de ello a la CNMC y al Centro Directivo competente en materia de energía del SENP correspondiente.

Por otra parte, queda fuera del ámbito de este procedimiento y de las funciones del Operador del Sistema asegurar, supervisar o valorar la aplicación de los mecanismos de gestión de las distintas instalaciones de producción de categoría B adscritas a los Centros de Control, siempre que ello no tenga relevancia para la seguridad del sistema.

7. Mecanismo excepcional de resolución. En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, causadas por fuerza mayor o por otra índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados, ante el Centro Directivo competente en materia de energía del SENP correspondiente y ante la CNMC, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

P.O. SENP 9 Información a intercambiar con el operador del sistema

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es definir la información que debe intercambiar el operador del sistema con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla.

Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a datos estructurales de las instalaciones de los SENP, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información intercambiada para la adecuada operación del sistema, la información necesaria para la elaboración de estadísticas relativas a la operación de los SENP, la requerida para el análisis de los incidentes de los SENP, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las transacciones de energía eléctrica efectuadas.

Se establece en este procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el OS y los distintos agentes de los SENP, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

Además de la información incluida en el presente procedimiento, deberán también tenerse en cuenta las necesidades de información recogidas en el resto de procedimientos de operación, en los que se describen más detalladamente los procesos necesarios para realizar las funciones que el OS tiene encomendadas.

2. Ámbito de aplicación. Dentro del ámbito de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares:

- a) Operador del sistema (OS).
- b) Los titulares de instalaciones de producción, de acuerdo con la definición del artículo 2 del Real Decreto 738/2015.
- d) Distribuidores y gestores de las redes de distribución.
- e) Transportista y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- f) Comercializadores.
- g) Consumidores conectados a la red de transporte.
- h) Consumidores directos.
- i) Los titulares de los centros de control de las instalaciones de producción anteriormente mencionadas.
- j) Los representantes de las instalaciones de producción, las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. Procesos de gestión de información en los que interviene el operador del sistema. Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se agrupan de la siguiente forma:

- a) Datos estructurales del sistema eléctrico.
- b) Sistema de operación y sistema de liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares.
- c) Concentrador de medidas eléctricas.
- d) STR: Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real.
- e) Otras informaciones que deban enviar los agentes del sistema.
- f) Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema.
- g) Análisis e información de incidentes en los SENP.
- h) Liquidación bajo responsabilidad del operador del sistema.

En lo que se refiere a los epígrafes a), b), c), d), e) y f), los agentes del sistema 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 lo que se refiere a los epígrafes b), c), d), e) y f), los agentes del sistema serán responsables de depositar en los 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.

Los agentes garantizarán que:

- a) La información suministrada es la correcta.
- b) La información está disponible para el OS con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
- c) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.
- d) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el OS.

4. Datos estructurales del sistema eléctrico. Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y la red observable, así como de las instalaciones de producción, consumidores y elementos de control y protección, que el OS precisa para ejecutar sus funciones facilitando los análisis de seguridad y estudios de funcionamiento de los SENP.

4.1 Responsabilidades. El OS es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales de los SENP. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los productores y consumidores conectados a la red de transporte, el transportista, las empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte, los distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte) y los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la base de datos. La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en los SENP gestionados por el OS. Igualmente incluirá los registros de elementos en proyecto y construcción y de elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros tendrán carácter confidencial, y se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones de los SENP.

El contenido de la BDE responde a la siguiente estructura:

- a) Sistema de Producción.
 - Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica).

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

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

b) Red de Transporte.

- Subestaciones.
- Parques.
- Líneas y cables.
- Transformadores.
- Elementos de control de potencia activa o reactiva.

c) Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.

d) Red Observable.

- Subestaciones.
- Parques.
- Líneas y cables.
- Transformadores.
- Elementos de control de potencia reactiva.

La estructura y relación de datos que deben suministrar al OS los diferentes agentes del sistema se recogen en el documento «Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema», incluido en el anexo I.

4.3 Proceso de carga. El OS definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de datos con los formatos necesarios.

El OS pondrá a disposición del agente propietario o representante del elemento al que se refiere toda la información de que disponga acerca de cada elemento.

Los agentes efectuarán una comprobación de la información disponible y cumplimentarán las fichas relativas a sus instalaciones con la mejor información disponible.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada agente, éste comunicará al OS el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información. La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

- Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.
- Por alta o baja de algún elemento.
- Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el agente propietario del elemento correspondiente o el agente que actúe en su representación deberá comunicar al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El OS pondrá a disposición de cada agente los datos de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes represente recogidos en la base de datos con objeto de que los agentes puedan comprobar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información. La información contenida en la BDE tendrá carácter confidencial para todos los agentes excepto para:

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que podrá disponer de toda la información.

La Administración competente en materia de energía, que podrá disponer de toda la información.

Los gestores de las redes de distribución que podrán disponer de todos aquellos datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión salvo la información singular, según la definición incluida posteriormente en este mismo apartado.

Aquellos terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida y contando siempre con la autorización de los titulares de la información generada y la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS.

No obstante, cuando la información consista en los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones o equipamiento y configuración de los sistemas de protección, siempre que no adopten un formato de información singular según se define a continuación, será suficiente con la firma de un acuerdo de confidencialidad y limitación de uso, entre el receptor de la información y el OS.

A los efectos de la aplicación de este apartado se considera información singular tanto los códigos de programa fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones, como los informes de validación de la idoneidad de cualquier modelo de estudio o de simulación.

Todos los agentes podrán disponer de los datos relativos a las instalaciones en servicio de la red de transporte.

5. Sistema de operación y liquidación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, para la definición de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios a los distintos agentes, serán gestionados por el Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares.

El sistema realizará los procesos de programación y despacho de generación, y el registro y archivo de datos y resultados necesarios para el proceso de liquidación.

El sistema deberá garantizar en la ejecución de los procesos e intercambio de información indicados en el párrafo anterior la confidencialidad en el tratamiento de la información de su responsabilidad, teniendo en cuenta la propiedad correspondiente a cada agente.

La información gestionada y almacenada por los Sistemas de Información del operador del sistema será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

5.1 Bases de datos del sistema. El OS mantendrá en las bases de datos del Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares toda la información necesaria para la correcta gestión de los procesos de su responsabilidad.

Las bases de datos cumplirán 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.

5.2 Acceso al sistema. El acceso al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares por parte de los agentes, de otros agentes del sistema eléctrico 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 de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.8.

5.3 Medios de intercambio de información. La comunicación entre el OS y los agentes, 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 el apartado 5.1, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión 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 de intercambio de información disponibles y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

5.4 Comunicaciones. Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá de diversos medios alternativos de uso común para acceder 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 Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares será responsabilidad de los usuarios y correrá a cargo de los mismos, salvo acuerdo bilateral expreso en contra. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.5 Servicios de acceso. Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los agentes del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el operador del sistema.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

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. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

5.5.1 Seguridad del servicio de acceso privado. En la actualidad, 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 Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares, 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 por defecto almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío. Los depositarios del certificado serán los responsables de la gestión de esta contraseña, pudiendo modificarla cuando lo crean conveniente.

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 cinco días laborables respecto a la fecha de caducidad.

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

5.6 Gestión de la información. El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

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

La información intercambiada por el OS podrá tener distinto carácter:

- Público.
- Confidencial en los términos que se establecen en los apartados 5.8 y 5.10.

5.7 Intercambios de información. Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS. Utilizando estos documentos electrónicos los agentes del sistema remitirán al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los territorios no Peninsulares 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 agentes del sistema, 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», en su volumen 4 denominado «Intercambio de Información con el OS Extrapeninsulares»:

Este volumen y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web pública www.esios.ree.es del sistema de información del OS.

5.8 Criterios de publicidad de la información. La programación de la generación se realiza mediante un proceso de despacho económico de los grupos, por lo que los datos referentes al resultado de dicha programación no son confidenciales y se consideran públicos para todos los agentes.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS son los siguientes:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación técnica de su responsabilidad, así como las curvas de demanda y programas de generación correspondientes.
- En todo caso el OS, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los agentes.

5.9 Información pública. Es la información que el OS hace pública sobre los procesos de operación de los SENP.

Esta información, que depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública, será publicada en la web pública del Sistema de Información del OS (www.esios.ree.es).

5.9.1 En tiempo real. La información que el OS publicará después de cada proceso de reprogramación se referirá al nuevo programa de generación horaria, incluyendo la reasignación de reserva y la resolución de restricciones y desequilibrios generación-demanda, según se necesite y para el sistema que lo requiera.

Todos estos procesos están regulados y desarrollados en los procedimientos de operación de los SENP. La información y el momento de comunicación sobre cada uno de ellos están establecidos en los correspondientes procedimientos de operación.

5.9.2 Diariamente. Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

Al realizar despacho de generación diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:

- Previsión de la demanda de cada SENP.
- Programa horario de generación para cada SENP, incluyendo las reservas asignadas.
- Cierre diario del programa final de generación.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas se publicará:

- La capacidad programable en los enlaces existentes.
- Programa en los enlaces existentes.
- Valor del precio final horario de generación, distinguiendo entre el precio marginal horario de la energía en el mercado diario, el resultante del despacho económico antes de integrar el intercambio y el correspondiente al despacho económico con el programa de intercambio de energía a través de los enlaces.

5.9.3 Semanalmente. Con periodicidad semanal se elabora la cobertura de la demanda prevista para la semana siguiente y se publicará la siguiente información:

- Previsión de la demanda de cada SENP.
- Programa horario de generación para cada SENP.
- Programa de reserva de potencia de regulación primaria y secundaria.
- Programa del servicio de regulación terciaria.
- Orden de arranque de grupos para sustitución en caso de avería o indisponibilidad.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas se publicará:

- La capacidad programable en los enlaces existentes.
- Programa por los enlaces existentes.

5.10 Gestión de Información Estructural. Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener información relativa a los agentes del sistema, Unidades de Programación (UP), y Físicas (UF), así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de datos estructurales.

5.11 Solicitud de modificación de información estructural. La modificación de la información estructural será solicitada mediante el envío al OS del correspondiente formulario disponible en la página Web debidamente cumplimentado y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

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

5.12 Información a facilitar al OS para el despacho de producción. Los agentes deberán comunicar al OS la información necesaria para realizar la función de despacho de producción. Esta información está definida en el artículo 68 del Real Decreto 738/2015, y en los procedimientos de operación SENP 2.2 y 3.1, y se facilitará según los plazos especificados en los citados procedimientos de operación SENP 2.2 y 3.1.

El coste de cada uno de los combustibles utilizados en los SENP será el establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica en el caso de las instalaciones de categoría A que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo adicional. En el caso de las instalaciones de tipo A que no tengan derecho a la percepción de dicha retribución, los costes variables de despacho deberán ser comunicados al OS.

Asimismo los agentes deberán proporcionar adicionalmente la información que se requiera en los distintos Procedimientos de Operación.

5.13 Modificación de la mezcla de combustible en unidades de producción. En aquellos grupos para los que no sea posible determinar a priori una mezcla de combustible habitual, al utilizar combustibles procedentes de otros procesos asociados o combustibles cuyas características técnicas no sean estándares, los agentes podrán solicitar la utilización de una mezcla de combustible variable dentro de un rango, que deberá ser autorizada por la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la CNMC. En dichos casos, el titular de la instalación deberá comunicar al OS, con un plazo de una semana, las horas de uso de la mezcla de combustible autorizada para su utilización a efectos de despacho y liquidación.

En los casos en los que una unidad de producción necesite temporalmente utilizar un combustible o mezcla de combustible distinta de las autorizadas para mantener su programa previsto de producción, informará al OS de las características de combustible o mezcla de combustible y la duración prevista del cambio, con una antelación mínima de un mes. El operador del sistema comunicará al peticionario su decisión en el plazo de 10 días naturales. Dicha comunicación se realizará de acuerdo a lo establecido en el Anexo VI.2 del Real Decreto 738/2015. Las autorizaciones excepcionales serán informadas anualmente a la DGPEM indicando las causas que motivaron el cambio de combustible o mezcla, las características técnicas del combustible o mezcla autorizada y la duración de la autorización.

6. Concentrador de medidas eléctricas del SENP. El Concentrador de Medidas Eléctricas del SENP que corresponda es el sistema con el que el OS gestiona la información de medidas en cada SENP de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador de Medidas Eléctricas. La base de datos del Concentrador de Medidas del SENP recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SENP para fronteras en las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

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

b) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SENP para fronteras en las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

- Medidas horarias en los puntos de medida.
- Medidas de generación neta cuando sea de aplicación.
- Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.
- Datos horarios de las medidas calculadas en las entidades de liquidación.

c) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SENP para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya.

d) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya. Adicionalmente, a efectos de liquidación, el Concentrador de Medidas 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:

- Datos horarios de las medidas calculadas en las entidades de liquidación.
- Pérdidas de la red de transporte, en su caso.
- Acumulados entre actividades.
- Perfiles de consumo.

6.2 Acceso a la información del Concentrador de Medidas del SENP. El OS gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SENP de acuerdo a lo indicado en la normativa vigente.

6.3 Información de libre acceso. El OS publica diversos informes de carácter general a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador de Medidas del SENP.

Dicha información estará disponible en la dirección de Internet del OS (<http://www.ree.es>) y en la web pública de esios (www.esios.ree.es).

6.4 Información para los participantes del sistema de medidas. La información contenida en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SENP es de carácter restringido, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera, CUPS y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SENP, de acuerdo a lo indicado en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

- 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 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 frontera y de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Inventario de CUPS tipos 1 y 2 y de agregaciones para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.
- Medidas horarias para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

En la sección de medidas eléctricas de la web pública se indican los requisitos y procedimientos a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador de Medidas Eléctricas del SENP.

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el procedimiento de operación P.O. 10.4 y con los usuarios del Concentrador Principal. El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en la 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 sección de documentación de medidas eléctricas de su página web.

6.5 Gestión de la información. El concentrador de medidas recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.6 Alta de puntos frontera, CUPS, agregaciones y resto de datos estructurales. El alta, baja y/o modificación de fronteras, CUPS y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo a los documentos y guías de desarrollo publicadas en la sección de documentación de medidas eléctricas de la página web del OS.

6.7 Recepción de medidas del Concentrador de Medidas del SENP. El envío de datos de medidas al Concentrador de Medidas del SENP se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.8 Otras consideraciones sobre la información de medidas. La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el concentrador de medidas 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. Sistema de control de la operación en tiempo real (STR). El OS deberá recibir en su Sistema de Tiempo Real y de forma automática toda la información de las instalaciones de transporte, de las instalaciones de distribución pertenecientes a la red observable –según se define esta última en el procedimiento de operación 8.1 de los SENP 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 precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello el OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real (BDTR).

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

Cada instalación debe estar asociada a un único centro de control. Este centro de control de instalaciones de producción será el responsable del envío al OS de toda la información en tiempo real correspondiente a la instalación, así como el interlocutor por parte de la instalación en todas las comunicaciones con el OS en relación con la operación de la instalación, incluidos todos los intercambios de información relativos a la participación de la misma en los servicios del sistema y en el despacho económico.

7.1 Contenido y estructura de la Base de Datos del STR (BDCO). En la Base de Datos del STR se recibirá la información que se indica a continuación y con las especificaciones técnicas que se reflejan a continuación. Esta información se complementará con la información estructural necesaria para la correcta identificación de las instalaciones. La solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real se enviará al OS al menos 15 días antes de la fecha en la cual se haga efectiva.

7.1.1 Requerimientos Técnicos. El intercambio en tiempo real con REE 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 en el SENP correspondiente (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 cuatro líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. El OS 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.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo de regulación. En cuanto a las medidas de frecuencia, el OS deberá recibir al menos una medida con precisión de mHz por cada sistema aislado de los SENP con una periodicidad de 1 segundo. El resto de la información en tiempo real será intercambiada con una periodicidad a determinar por el OS con cada agente, y en ningún caso superará los doce segundos.

El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los agentes aquella información que soliciten, siempre y cuando estos justifiquen

que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.1.2 Información necesaria. Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte.
- Red Observable.
- Instalaciones de Generación.
- Instalaciones de Generación asociadas a autoconsumo.
- Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.1.3 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas. En este procedimiento, se entiende por posición el conjunto de los elementos 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.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Síncronos y Condensadores.

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.e. indicación de tomas de transformadores).

La información detallada de señales a captar se recoge en el anexo 2.

7.1.4 Criterios de validación de calidad de telemidas recibidas en tiempo real de potencia activa de generación. 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 Operador del sistema se realizará mensualmente determinando su error con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el reglamento unificado del 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 (THI h): es la integral horaria de las telemidas de potencia activa recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía producida¹ por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

¹ La integral horaria de las telemidas se realiza con su signo correspondiente, de forma que un valor final positivo indica energía producida, mientras que si es negativo, representaría un consumo de energía activa por parte de la instalación/agrupación.

- Energía horaria registrada para la hora h (EHRh): es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la diferencia entre la «energía exportada» AS y la «energía importada» AE.
- Horas totales (H): conjunto total de las horas mensuales del mes m.
- Horas registradas (I): subconjunto de las horas mensuales 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 si y 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 medidas, el OS pondrá en conocimiento de los centros de control los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación de las mismas. Asimismo, informará a la CNMC para los efectos oportunos si durante 3 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 telemida serán las mismas que para el resto de instalaciones.

Adicionalmente el OS podrá realizar las verificaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas 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 se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

8. Otras informaciones que los agentes deben enviar al operador del sistema. El OS será el responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación de los SENP descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los distribuidores, y en su caso el transportista, por una parte, 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 otra, facilitar al OS la información que éste le requiera para el ejercicio de sus funciones. Será obligatorio el envío al OS, por parte de distribuidores, empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte y del transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de producción de potencia neta no superior a 15 MW (tipo B) conectadas a sus redes.

Asimismo, los gestores de distribución recabarán de las instalaciones tipo B de su ámbito, la información necesaria para la operación y la enviarán al OS con la periodicidad que este precise.

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

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

8.1 Datos a enviar a los tres días. Los agentes de los SENP facilitarán al OS todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas.

- Producciones de los grupos térmicos en bornes del alternador (b.a.).
- Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.).
- Consumos propios de generación.
- Consumos de centrales de bombeo.
- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Consumo de combustible en centrales térmicas.
- Existencias de combustible en centrales térmicas.

Información hidrológica:

- Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.
- Vertidos.

- Incidentes en la Red de Transporte.
- Producción de instalaciones tipo B (b.c.).

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

- Producción diaria bruta de grupos térmicos.
- Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.).
- Pérdidas de turbinación en centrales hidráulicas.
- Consumos propios de generación.
- Consumos y producción de centrales de bombeo.
- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Reservas hidroeléctricas por embalses en hm³ y MWh, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas o 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 o 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 o 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.

Resultados de los análisis de comprobación de las especificaciones técnicas de cada partida de combustible adquirida.

Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI y PCS)) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.

Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento de operación por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

8.3 Datos Anuales. Antes del día 20 del mes de enero, serán enviados al OS los datos anuales de capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema. El OS publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria. La información que el OS publicará diariamente es la curva de carga del sistema.

9.2 Información a los tres días. El OS publicará el día D + 4 la información del balance eléctrico de producción desglosado por tipo de producción/combustible, correspondiente al día D y el estado de las reservas hidroeléctricas.

9.3 Información mensual. Mensualmente el OS publicará la siguiente información:

- Estadísticas de Operación de los SENP.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.
- Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de gestión de activa y reactiva de la red de transporte.
- Estadísticas de incidentes.
- Evolución de la potencia de cortocircuito en los nudos 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.
 - Precio de los derechos de emisión de despacho, expresados en €/tCO₂, conforme a lo indicado en el artículo 66 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

9.4 Información anual. El OS publicará anualmente la siguiente información:

- Tasa de disponibilidad del equipo generador.
- Tasa de Disponibilidad de la red de transporte.
- Evolución anual de la potencia de cortocircuito en los nudos 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.
 - Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

- Potencia instalada en cada SENP.
- Energía generada por tipo de producción/combustible.
- Energía generada por instalaciones de producción tipo A y tipo B.
- Consumo de bombeo.
- Demanda de cada SENP.
- Producible hidroeléctrico.
- Reservas hidroeléctricas.
- Tasas de disponibilidad del equipo generador.
- Tasas 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.

10. Análisis e información de incidentes.

10.1 Incidentes. Los eventos que definen aquellos incidentes de los sistemas eléctricos que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del agente 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 de los sistemas eléctricos (generación, distribución y/o transformación transporte-distribución o transporte/generación) cuando esta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad de los sistemas eléctricos establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de suministro.

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 electrónico o físico, terrorismo dirigido contra los sistemas eléctricos o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad de los sistemas eléctricos en su conjunto.

d. Pérdida de suministro, independientemente del incidente que la haya producido y del nivel de tensión en el que este haya acontecido, significativa o solicitada por el OS.

e. Otras circunstancias anómalas para el sistema eléctrico –por ejemplo, oscilaciones significativas– no asociadas a pérdida de instalaciones de la red de transporte o a pérdidas de suministro.

10.2 Comunicación al operador del sistema. En el caso de que se produzca algún incidente de los definidos en el apartado anterior en las instalaciones de la Red Observable, o en Instalaciones de Producción monitorizadas por el OS, con independencia de la red donde se conecten, el agente 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), b), c) y d) que se recogen en el anexo 3 que resulten de aplicación.

El OS podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

Cuando el OS determine que el evento constituye una incidente significativo para algún sistema eléctrico, procederá a notificarlo al agente titular o representante de la instalación o al responsable del suministro de los consumidores finales afectados.

Dicho agente 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 3) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el agente para evitar o minimizar el efecto de incidentes similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del sistema. Cuando se produzca un incidente de los definidos en el apartado 10.1, el OS incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidentes» que se pondrá a disposición de los agentes antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

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 agentes afectados, a la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia y al para la Transición Ecológica en un plazo no superior a 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 Operador del sistema.

10.4 Investigaciones Conjuntas. Para aquellos incidentes en que, por su importancia o naturaleza el OS lo juzgue necesario, propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes agentes involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán en el informe que elabore el OS sobre el incidente.

11. Información de las liquidaciones responsabilidad del operador del sistema.

11.1 Información confidencial. La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS es aquella que se comunica a los agentes del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de agentes.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública. La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los agentes se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

ANEXO I

Contenido de la base de datos estructural del OS

Notas generales y abreviaturas.

- Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique otra cosa.

- De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

- Los datos facilitados al OS deberán ser, en su caso, coherentes con los incluidos en los Registros Administrativos Ministeriales correspondientes.

- La clasificación de las unidades de producción en categoría A y B responde a la definición del artículo 2 del Real Decreto 738/2015:

a. Instalaciones categoría A. Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

b. Instalaciones categoría B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

- En el caso de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, además de lo recogido en este anexo se deberá proveer la siguiente información:

c. Modalidad de autoconsumo, sección y subsección (en caso de acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo establecidas en la legislación vigente).

d. Indicar modalidad de autoconsumo Individual/Colectivo.

Estructura del anexo I.

El presente anexo está organizado de acuerdo a la siguiente estructura:

1. Sistema de producción.

1.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica) incluidas aquellas asociadas a autoconsumo.

1.1.1 Embalses.

1.1.2 Centrales y grupos hidráulicos.

1.1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.

1.1.2.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.1.2.1.2 Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.2.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.1.2.2.2 Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.2.2.3 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

1.1.2.3 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 1 MW o conectadas a la red de transporte).

1.1.2.4 Otros datos.

1.1.3 Unidades térmicas.

1.1.3.1 Datos generales de la instalación.

1.1.3.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.1.3.1.2 Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.3.1.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.1.3.2 Datos de cada generador.

1.1.3.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.1.3.2.2 Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.3.2.3 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

1.1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.3.3.1 Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.3.3.2 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

1.1.3.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 1 MW o conectadas a la red de transporte).

1.1.3.5 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

- 1.1.4 Solar térmica.
 - 1.1.4.1 Datos de la instalación y de los grupos.
 - 1.1.4.1.1 General.
 - 1.1.4.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 0,5 MW de potencia total o conectados a la red de transporte.
 - 1.1.4.1.2.1 General.
 - 1.1.4.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.
 - 1.1.4.1.3 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los anteriores
 - 1.1.4.1.3.1 General.
 - 1.1.4.1.3.2 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.
 - 1.1.4.2 Datos principales de los equipos de control de tensión para plantas de más de 1 MW de potencia o conectadas a la RdT.
 - 1.1.4.3 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).
- 1.1.5 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio
- 1.1.6 Datos de los transformadores de grupo.
 - 1.1.6.1 Instalaciones de producción de categoría A no conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.6.1.1 Centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.7 Datos de la línea o cable de evacuación.
 - 1.1.7.1 Instalaciones de producción de categoría A no conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.8 Datos de las protecciones.
 - 1.1.8.1 Centrales de potencia inferior o igual a 1 MW que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.8.2 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.8.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.1.8.3.1 Protecciones de la Central.
 - 1.1.8.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.
 - 1.1.8.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.
- 1.2 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red incluidas aquellas asociadas a autoconsumo.
 - 1.2.1 Plantas fotovoltaicas mayores de 50 kW y hasta 500 kW de potencia.
 - 1.2.2 Características a suministrar de cada instalación mayor de 0,5 MW.
 - 1.2.3 Datos del transformador de conexión a la red.
 - 1.2.4 Datos de la línea o cable de conexión a la red.
 - 1.2.5 Datos de las protecciones.
 - 1.2.5.1 Protecciones de la instalación.
 - 1.2.5.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.)
 - 1.2.5.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- 1.2.6 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.6.1 Características de cada instalación.
 - 1.2.6.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, ver punto 1.2.6.4).
 - 1.2.6.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación (en caso de ser esta la línea o cable de conexión a la red de transporte, ver punto 1.2.6.5).
 - 1.2.6.4 Datos del transformador de conexión a la red.
 - 1.2.6.5 Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).
 - 1.2.6.6 Datos de las protecciones.
 - 1.2.6.6.1 Protecciones de la instalación de producción.
 - 1.2.6.6.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.
 - 1.2.6.6.3 Teledisparo ante contingencias en la red.
- 1.2.7 Datos principales de los equipos de control de tensión para las instalaciones de más de 1 MW.
- 1.3 Información de regulación primaria, secundaria y terciaria.
 - 1.3.1 Información de regulación primaria.
 - 1.3.2 Información de regulación secundaria.
 - 1.3.3 Información de regulación terciaria.
- 2. Red de transporte.
 - 2.1 Subestaciones.
 - 2.2 Parques.
 - 2.3 Líneas y cables.
 - 2.4 Transformadores.
 - 2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.
- 3. Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.
- 4. Elementos de almacenamiento.
- 5. Red observable.
 - 5.1 Subestaciones.
 - 5.2 Parques.
 - 5.3 Líneas y cables.
 - 5.4 Transformadores.
 - 5.5 Elementos de control de potencia reactiva.

ANEXO II

- 1. Información de la red de transporte y de la red observable que se enviará al OS en tiempo real.
 - 1.1 Interruptores.
 - 1.2 Seccionadores.
 - 1.3 Líneas.
 - 1.4 Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores.
 - 1.5 Acoplamiento de barras.
 - 1.6 Barras.
 - 1.7 Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.
 - 1.8 Instalaciones de producción de categoría A.
 - 1.9 Resto de instalaciones de potencia superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

1.10 Instalaciones de generación con obligación de adscripción a un centro de control de generación.

1.11 Resto de instalaciones de generación con obligación de envío de telemidas en tiempo real.

1.12 Compensadores síncronos.

1.13 Instalaciones de producción del tipo descrito en la DT undécima Real Decreto 738/2015.

ANEXO III

1. Sistema de producción.

1.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica) incluidas aquellas asociadas a autoconsumo.

1.1.1 Embalses.

- Nombre del embalse.
 - Empresa o empresas propietarias o concesionarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
 - Cuenca (río).
 - Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
 - Fecha de terminación.
 - Capacidad en energía eléctrica (MWh).
 - Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m³).
 - Volumen máximo (hm³).
 - Volumen mínimo (hm³).
 - Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3º grado).
 - Cota máxima de explotación (m).
 - Cota mínima de explotación (m).
 - Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.
 - Coeficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.
 - Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbinación a plena carga de la propia central.
 - Uso (Hidroeléctrico, Mixto).
 - Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).
- #### 1.1.2 Centrales y grupos hidráulicos.
- ##### 1.1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.
- Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.
 - Nombre de la Central.
 - Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.
 - Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.

- Dirección.
- Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Embalse asociado.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
- N.º de grupos.
- Potencia nominal.
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Categoría de la instalación (A o B).
- Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
 - Nombre de la Central.
 - Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.
 - Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): 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).
 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
 - Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
 - Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Cuenca (río) en que está ubicada la central.
 - Esquema del subsistema hidráulico.
 - Embalse asociado.
 - Subestación / parque de conexión a la red (nombre, kV).
 - Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
 - 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).
 - N.º de grupos.
 - Potencia nominal.
 - Caudal nominal (m³/s).

- Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto nominal (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas 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:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Altura de impulsión nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m^3/s).
- Caudal máximo de bombeo (m^3/s).
- Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).
- 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.
- Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
- Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Esquema unifilar de protección de la instalación.
- Categoría de la instalación (A o B).

1.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

- Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

- Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas 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.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
 - Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Factor de potencia nominal.
 - Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SÍ/NO).
 - Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).
 - Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria
 - Características de la turbina: fabricante y modelo.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).
- En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado.
 - Posibilidad de telemida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
 - Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...).

– Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.

○ Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

• 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.

• 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 . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4)

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s) (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s) (T'_{d0} , T'_{q0} , T''_{d0} y T''_{q0} . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

• Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_l).

• Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.

• Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.

• Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

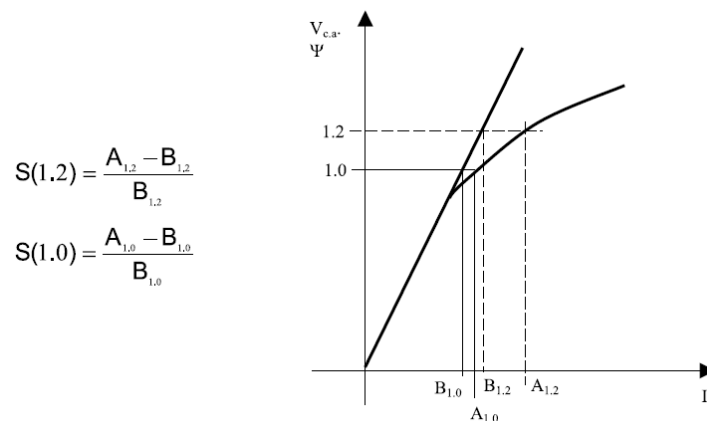


Figura 1. Factores de saturación

1.1.2.3 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 1 MW o conectadas a la red de transporte).

• Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

• 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.

1.1.2.4 Otros datos.

- Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.3 Unidades térmicas.

- Nota: Las unidades solares térmicas se tratan en el apartado 1.1.4.

1.1.3.1 Datos generales de la instalación.

- Para cogeneraciones: Véanse también instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.

- Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Denominación de la central. Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.

- Empresa o empresas explotadoras:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.

- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Combustibles principal y alternativo.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Categoría de la instalación (A o B).

- Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Denominación de la central.
- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.

- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Combustibles principal y alternativo.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Denominación de la instalación.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso): 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).
 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).
 - Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (Kcal/kWh).
 - Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principal y alternativo (T).
 - Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh) para combustibles principal y alternativo.
 - Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.
 - Régimen de funcionamiento previsto.
 - Categoría de la instalación (A o B).
- Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.1.3.2 Datos de cada generador.

- Centrales de potencia inferior o igual a 0,5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.
 - Potencia aparente instalada (MVA).
 - Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
 - Mínimo técnico en b.c. (MW).
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.
- Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

- Potencia aparente instalada (MVA).
 - Tensión nominal de generación (kV).
 - Máxima tensión de generación (kV).
 - Mínima tensión de generación (kV).
 - Potencia activa instalada en b.a. (MW)
 - Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
 - Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).
 - Potencia activa neta efectiva de verano en b.c. (MW).
 - Mínimo técnico en b.a. (MW)
 - Mínimo técnico en b.c. (MW).
 - Mínimo técnico especial en b.a. (MW).
 - Mínimo técnico especial en b.c. (MW).
 - Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVar).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVar).
 - Factor de potencia nominal.
- Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal (p.u.) base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). ($T'd_0$, $T'q_0$, $T''d_0$ y $T''q_0$. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.). (Xl).
 - Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.), según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
 - Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.), según figura 1. (en apartado 1.1.2.2.3).
 - Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).
- 1.1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.
- Centrales de más de 0,5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
- En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.
- Características de la turbina de gas (en su caso): fabricante y modelo.
 - Características de la turbina de vapor (en su caso): fabricante y modelo.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).
 - En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:

- Rango de ajuste.
- Valor ajustado.
- Posibilidad de teled medida del valor ajustado.
- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
- Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...).
- Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se han de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.
 - Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.
- Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) 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.

1.1.3.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 1 MW o conectadas a la red de transporte).

En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada generador de turbina de gas y de vapor.

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
- 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 (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.

1.1.3.5 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.4 Solar térmica. Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW o conectados a la red de transporte o que participen, individualmente o de forma agrupada, en los servicios de ajuste del sistema.

1.1.4.1 Datos de la instalación y de los grupos.

○ General.

- Nombre de la central.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): 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).

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.

- Número de identificación en el RAIPEE.
- Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.
- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de central.
- Año final de la concesión.
- Normativa aplicable.
- Compañía Distribuidora.
- Subestación / parque de conexión a la red (nombre, kV).
- Número de grupos.
- Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares con capacidad de almacenamiento:

- Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales...).
- Curvas de tiempo de recuperación de la energía primaria almacenada.
- Curvas de pérdida de energía primaria almacenada.

- Tipo de apoyo con combustible complementario, potencia suministrable con dicho combustible y autonomía del mismo (en horas a potencia nominal).

- Potencia máxima que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.

- % de sobredimensionamiento de la planta para el almacenamiento.
- Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.

- Potencia acogida al Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos o reglamentación alternativa que sea de aplicación (MW).

- Potencia no acogida (MW).

- Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.

- Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 0,5 MW de potencia total o conectados a la red de transporte.

1.1.4.1.2.1 General.

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red.

- Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
- Rampa de subida (MW/min).
- Rampa de bajada (MW/min).
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
- Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAR) en el punto de conexión a la red.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAR) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en el punto de conexión a la red.

1.1.4.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

- Características de la turbina: Fabricante y modelo.
- En caso de disponer de regulación propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado.
 - Posibilidad de telemida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. La insensibilidad del regulador (mHz) no ha de ser superior a 10 mHz.
 - Características del regulador: Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico.).
 - Compensaciones dinámicas: Función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.
- Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los anteriores.

1.1.4.1.3.1 General.

- 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 . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). ($T'd_0$, $T'q_0$, $T''d_0$ y $T''q_0$. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (XI).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).
- Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
- 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 proporcionado 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 elaborado al efecto 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.

1.1.4.1.3.2 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

- Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle con todos los elementos componentes de la instalación de enlace desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.ej. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.4.2 Datos principales de los equipos de control de tensión para plantas de más de 1 MW de potencia o conectadas a la RdT.

- Para cada grupo:
 - Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
 - 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.

1.1.4.3 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.5 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio

Este apartado aplica a instalaciones de producción de categoría A, o conectadas a la red de transporte.

- 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.

- 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 caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
 - Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
 - 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.
- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.
- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).
- 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.

1.1.6 Datos de los transformadores de grupo. Este apartado aplica a instalaciones de producción de categoría A, o conectadas a la red de transporte.

1.1.6.1 Instalaciones de producción de categoría A no conectadas a la red de transporte.

- 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).

- Centrales conectadas a la red de transporte.

Ver transformadores de transporte.

1.1.7 Datos de la línea o cable de evacuación. Este apartado aplica a instalaciones de producción de categoría A o conectadas a la red de transporte.

1.1.7.1 Instalaciones de producción de categoría A no conectadas a la red de transporte.

Véanse líneas y cables de red observable.

1.1.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte. Véanse líneas y cables de transporte.

1.1.8 Datos de las protecciones.

1.1.8.1 Centrales de potencia inferior o igual a 1 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.1.8.2 Centrales de más de 1 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Relés de mínima tensión: ajustes.

- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.8.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.1.8.3.1 Protecciones de la Central.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

- 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: 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.

1.1.8.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Relé de mínima tensión: ajustes.

1.1.8.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (sí/no).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

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

1.2.1 Plantas fotovoltaicas mayores de 50 kW y hasta 500 kW de potencia.

- Nombre de la central.
- Número catastral de la finca.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Compañía Distribuidora.

1.2.2 Características a suministrar de cada instalación mayor de 0,5 MW.

- Nombre de la instalación.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): 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 con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (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).
 - Empresa propietaria:
 - Nombre.
 - NIF.
 - Dirección.
- Número de identificación en el Registro Administrativo correspondiente.
- Fecha de inscripción en el Registro Administrativo correspondiente.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Domicilio de la instalación: municipio, código postal y provincia.
- Coordenadas UTM de la poligonal del parque, huerta, etc.

- Compañía Distribuidora.
- Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación.
- Subestación / parque de conexión a la red de transporte (nombre, kV).
- Régimen de operación previsto de la instalación:
 - Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.
 - Curva de potencia activa en del recurso primario (velocidad del viento en el caso de plantas eólicas, irradiancia en el caso de huertas solares, etc.) incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores, paneles, captadores parabólicos, etc. dejan de aportar potencia.

- Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
- 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.
 - Potencia activa instalada de cada unidad generadora (kW).
 - Potencia aparente instalada de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
 - Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.
 - En el caso de instalaciones de más de 1 MW o conectadas a la red de transporte, se aportará un modelo 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:

O 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 conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- 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 (MVA).

1.2.3 Datos del transformador de conexión a la red.

• Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.

- 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).

1.2.4 Datos de la línea o cable de conexión a la red. Ver líneas y cables de red observable.

1.2.5 Datos de las protecciones.

1.2.5.1 Protecciones de la instalación.

• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la instalación (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento 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.

1.2.5.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.).

- Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento 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.
- Disparo por sobrevelocidad, en su caso. Valor de disparo.

1.2.5.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace:

- Relé de mínima tensión: ajustes.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:
 - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.2.6 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte.

1.2.6.1 Características de cada instalación.

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.
 - Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado:
 - Bien a través de una previsión a nivel de instalación, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica.
 - o bien realizar medidas a nivel de instalación 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.
- Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de las unidades generadoras.
- Esquema unifilar de protección de la instalación de producción y de la instalación de enlace.

1.2.6.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser este el transformador de conexión a la red, ver punto 1.2.6.4).

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

1.2.6.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación (en caso de ser esta la línea o cable de conexión a la red de transporte, ver punto 1.2.6.5). Ver líneas y cables de red observable.

1.2.6.4 Datos del transformador de conexión a la red. Ver transformadores de transporte.

1.2.6.5 Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso). Ver líneas y cables de transporte.

1.2.6.6 Datos de las protecciones.

- Protecciones de la instalación de producción.
- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.
- Protecciones asociadas a la instalación de enlace.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (sí/no) con las protecciones de la red.
 - Teledisparo ante contingencias en la red.
 - Capacidad de teledisparo (sí/no).
 - Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).
 - Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2.7 Datos principales de los equipos de control de tensión para las instalaciones de más de 1 MW.

El OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando como 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.

1.3 Información de regulación primaria, secundaria y terciaria.

1.3.1 Información de regulación primaria.

• 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 es cero.

Posibilidad de telemetria del 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.

1.3.2 Información de regulación secundaria.

• En caso de participación activa en el servicio:

– Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...

- 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.

1.3.3 Información de regulación terciaria.

• 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:

– Tiempo mínimo de arranque:

En frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

En caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

– Tiempo mínimo de arranque de programación:

Desde sincronización hasta mínimo técnico (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.

Desde sincronización hasta plena carga (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.

- Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min).
 - Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min).
 - Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min).
2. Red de transporte.
- 2.1 Subestaciones.
- Nombre de la subestación.
 - Domicilio: municipio, código postal y provincia.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- 2.2 Parques.
- Nombre de la subestación.
 - Tensión (kV).
 - Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
 - 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).
 - Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento 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 externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
- 2.3 Líneas y cables.
- Denominación de línea.
 - Parques extremos de la línea.
 - Número de circuitos y longitud en km.
 - Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
 - 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).
 - Datos adicionales solo para líneas y cables de la red de transporte, propiamente dichos:
 - Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).

- Elemento limitante.
- Límite térmico permanente del conductor (MVA).
 - Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (OC).
 - Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).
 - Configuración de la línea.
 - Conductor: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Configuración de puesta a tierra (solo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
 - Número de conductores por fase.
 - Protecciones:
- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento 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 externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (sí/no) con las protecciones de otros elementos.
 - 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 (sí/no).
 - Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (sí/no).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (sí/no).

2.4 Transformadores. Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo».

- Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.
- Número de orden.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): 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 con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
 - Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas).
- Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
- Tipo de refrigeración.
- Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
- Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
- Grupo de conexión.
- Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática y de su bloqueo ante colapso.
- Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima. Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).
- Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.
- 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 (%). Toma principal en transformadores de generación.
- Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
- Datos adicionales para transformadores de la red de transporte y de la red observable, propiamente dichos:

– Protecciones:

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento 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 externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.

Esquema unifilar de protección y medida.

– Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

Protección de sobretensión: existencia y ajustes.

2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).
- Número de orden.
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión de conexión (kV).
- Situación (barras o terciario de transformador).
- Propietario.
- Pérdidas en el hierro (kW).

- Pérdidas en el cobre (kW).
- Pérdidas totales incluidas adicionales (kW)
- Tipo de conexión.
- Número de escalones.
- Para cada escalón:
 - N.º de bloques.
 - Potencia nominal de cada bloque (MVA_r).
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento 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 externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (sí/no) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - 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.

3. Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte. En lo que a transformadores se refiere, el presente epígrafe es de aplicación a los que alimentan cargas y a los conectados a redes no observables. Los transformadores de la red observable se tratan en el capítulo de Red Observable.

- Denominación de la instalación.
- Número de orden.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): 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 con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
- Propietario.
- Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).
- Subestación y parque de conexión a la red (nombre, kV).
- Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).
- Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVA_r) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.
 - Transformador de conexión a la red.
 - Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas)
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).

- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características principales de composición de la carga (si procede):
 - Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total).
 - Del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción:

Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).

Proporción asimilable a carga de impedancia constante (% sobre).

Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).
- Información adicional para 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 (MVA_r) 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 φ de las impedancias anteriores.
- Información adicional para 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 (MVA_r) 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 φ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVA_r).
- Línea o cable de conexión a la red de transporte (en su caso):
 - Número de circuitos y longitud en km.
 - Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
 - 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).

– Protecciones:

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento 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 externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.

Esquema unifilar de protección y medida.

Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

Protección de sobretensión: existencia y ajustes.

Características y ajuste del relé de frecuencia:

Frecuencia: Rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).

Temporización: Rango de ajuste y valor de ajuste (s).

Existencia de mecanismo de reposición (sí/no). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.

Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).

Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.

Dispositivos automáticos de reposición no asociados al relé de frecuencia: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

4. Elementos de almacenamiento. Las instalaciones de almacenamiento de energía a efectos de la información estructural a remitir al OS serán consideradas tanto como instalaciones de producción como de consumo, por lo que le serán de aplicación los apartados 1 y 3 de este anexo, en base a las características técnicas de las mismas. Adicionalmente se requiere la siguiente información:

- Tecnología de almacenamiento empleada.
- Capacidad de almacenamiento energético (MWh).
- Capacidad de arranque autónomo.

5. Red observable.

5.1 Subestaciones.

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

5.2 Parques.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Configuración. Unifilar de detalle.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

5.3 Líneas y cables.

- Denominación de 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 servicio o baja (previsión, en su caso).
- 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).
- Datos adicionales en caso de líneas y cables de la red observable, propiamente dichos:
- Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera).

5.4 Transformadores. Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

5.5 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 o baja (previsión en su caso).
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA).

ANEXO II

Información que se enviará al OS 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.

1.2 Seccionadores.

- Señalizaciones.
- Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

- Medidas.
- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVA).

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

- Señalizaciones.
- Posición de los interruptores.
- Posición de los seccionadores.
- Control automático de tensión (solo transformadores).
- 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.

– 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. 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.

2.1 Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.

– Señalizaciones.

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

2.2 Instalaciones de producción de categoría A:

– 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.

2.3 Instalaciones de generación de categoría B.

– 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).
 - Medidas de tensión en barras de central (kV).
 - En el caso de instalaciones de bombeo puro: horas de bombeo y turbinación disponibles (horas*grupo). Con actualización horaria.
 - En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos 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 las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.

2.4 Instalaciones de generación 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 grupos 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 las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.

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

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

2.6 Compensadores síncronos.

- Señalizaciones.
 - Estado de conexión.
- Medidas.
 - Potencia reactiva (MVar).
 - Tensión (kV).

2.7 Instalaciones de producción del tipo descrito en la DT undécima Real Decreto 738/2015.

Para las instalaciones que por sus características singulares no puedan incluirse dentro de ninguna de las tecnologías definidas en el artículo 2 el operador del sistema podrá requerir la información en tiempo real que considere necesaria para ejercer sus funciones.

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.
- 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 telemedidas 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 telemedidas 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 telemedidas 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 telemidas 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 telemidas 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/grupación:

– Telemida horaria integrada para la hora h (THI h): 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/grupación 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 telemida 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:

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

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

Para cada periodo de liquidación contemplado en los Procedimientos de Operación de Medidas, el OS publicará la telemida 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 telemida 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 telemedidas 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 distintos 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 multieje.
 - 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 MRPFL proporcionalmente 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''_d , X'_q , 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 $0,95 U_n$.

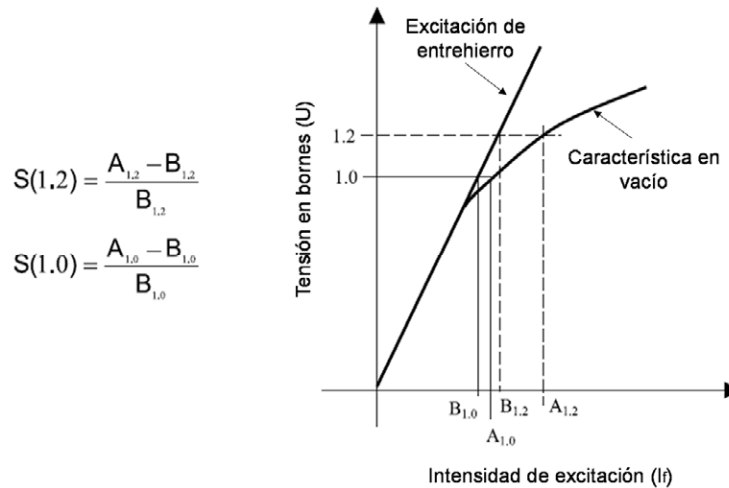


Figura 1. Cálculo de los factores de saturación del generador sincrónico

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 MRPFL 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 conectarse 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 MVA reactiva) 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 (n° 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: Nº 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 telemidas 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.

Los registradores de medidas deberán utilizar el protocolo de comunicación establecido en el P.O. 10.4 y en los sistemas de telegestión y telemedida de acuerdo con el artículo 9.9 del Reglamento unificado de puntos de medida.

3.1.2 Determinación de la ubicación de los puntos de medida. La definición de los puntos de medida y la determinación de la ubicación de los equipos en los puntos de medida se realizará de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo.

Los equipos de medida principales y redundantes coincidirán con la ubicación del punto frontera, salvo lo dispuesto reglamentariamente para autoconsumo, en los que podrán ubicarse en la red interior correspondiente a los sujetos participantes en dicha modalidad de autoconsumo y los comprobantes con aquellas ubicaciones que permitan calcular con la mayor precisión posible la energía tal y como se indica en el apartado 4.2 del P.O. 10.5. Cuando el responsable de los equipos de un punto de medida proyecte operar con una configuración diferente a las establecidas en la normativa deberá remitir a los participantes en la medida justificación detallada por la que propone dicha configuración. El encargado de la lectura, garantizando que se respeta la definición de los puntos frontera del 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, comunicará en un plazo inferior a treinta días la conformidad o no a la instalación de los equipos de medida en las condiciones solicitadas. El encargado de lectura informará al otro participante de la respuesta dada a la solicitud de modificación.

Debido a las particularidades del despacho económico de los territorios no peninsulares (TNP), las fronteras de generación se definirán por grupo generador independientemente del número de conexiones entre la central y las barras de distribución o transporte. Como consecuencia de lo anterior, se equipará con un punto de medida cada una de las salidas de transformador de generación de grupo y, en caso de existir, se equiparán con puntos de medida todas las conexiones de servicios de auxiliares de la central con las redes de transporte y/o distribución. Si alguno de los puntos frontera fuese de tipo 1, deberán ser equipados los puntos de medida a fin de disponer de medida redundante o comprobante.

Los puntos frontera se definirán de forma que se pueda realizar la liquidación de la energía y servicios asociados de las mismas.

Independiente de todo lo indicado anteriormente, y previa autorización del encargado de la lectura, los participantes de un punto frontera podrán establecer puntos de medida alternativos que sean equivalentes y no afecten a la medida en relación con las liquidaciones y facturaciones de energía, aplicando para ello los coeficientes de pérdidas que correspondan.

3.1.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida. La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la normativa vigente, en particular el Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, el Reglamento electrotécnico para baja tensión y su normativa de desarrollo.

La relación de transformación de los transformadores de intensidad será tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la mayor potencia contratada se encuentre entre el 45% (o 20% para transformadores de clase S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador. En el caso de varias potencias contratadas en puntos frontera de clientes, se seleccionará la relación de transformación para estar dentro de dicho rango en el periodo con mayor potencia contratada, en estos casos, podrán existir periodos de potencia que se encuentren por debajo de los umbrales anteriormente indicados. En el caso de que alguna instalación distinta de cliente no pueda cumplir este rango, el responsable de la instalación deberá indicarlo de modo explícito, justificando la imposibilidad de cumplimiento de dicho requisito. El encargado de la lectura establecerá si la excepción solicitada es o no válida.

La relación de transformación de los transformadores de tensión será un número entero tal que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

Las características nominales de tensión e intensidad de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los transformadores de medida a que están conectados.

El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá disponer de una caja de centralización precintable o con bornas precintables, preferiblemente independiente del resto de los devanados secundarios o de bornas precintables independientes situadas en una caja de centralización común a todos los devanados secundarios, con el fin de poder realizar las mediciones necesarias para el cálculo de cargas y caídas de tensión en dichos secundarios. Dichas cajas deberán situarse lo más próximas posibles a los transformadores de medida, a fin de poder realizar dichas medidas con la máxima precisión. Para instalaciones preexistentes al Reglamento unificado de puntos de medida en las que no sea posible cumplir dicho requisito, el responsable del punto de medida deberá justificar el incumplimiento al encargado de la lectura que podrá aceptar o no dicha instalación. Una vez aceptada la instalación, esta aceptación será válida hasta que se realicen trabajos de renovación o modificación. La instalación de esta caja de centralización no será obligatoria cuando la tensión nominal de la instalación sea igual o inferior a 45 kV o para distancias inferiores a 40 metros entre los transformadores de medida y el armario donde se encuentren ubicados los contadores.

En ningún caso se considerará válido precintarse una caja de centralización que contenga un dispositivo de protección o de control que requiera romper sus precintos para su manipulación manual.

Para los transformadores de tensión, cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, el responsable del equipo de medida deberá justificar, basándose en los ensayos realizados de acuerdo a la Norma UNE-EN vigente u otro método válido, que la precisión para la medida es adecuada para un determinado rango de cargas en los otros devanados secundarios. La carga que soporten los secundarios no dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos para cada devanado. En todo caso, la carga total para dichos transformadores de tensión no excederá nunca la carga de precisión individual de cada secundario. Los ensayos anteriormente indicados serán custodiados por el responsable del equipo de medida y cualquier participante de la medida podrá solicitar una copia de los mismos. Cuando la carga de los secundarios no dedicados a la medida no se mantenga dentro del rango especificado en los ensayos, o no existan ensayos que justifiquen dicho rango, se deben cargar uno o varios de los devanados hasta alcanzar una carga que esté entre el 25% y el 100% de la carga de precisión simultánea. No se tendrán en cuenta, para calcular dicho valor de la carga simultánea, los devanados abiertos o conectados en triángulo abierto.

El encargado de la lectura podrá solicitar al responsable del punto de medida la comprobación de la distribución de cargas simultáneas en los distintos secundarios.

La caída de tensión no será superior al 1 por 1000 en el cableado de transformadores de tensión desde el transformador hasta el armario de contadores.

Los secundarios de medida, tanto de los transformadores de tensión como de intensidad, deberán estar dedicados exclusivamente a los equipos para la medida destinada a la liquidación o facturación, considerando como tal a los contadores, registradores, convertidores de medida y equipos para comunicación remota de los equipos de medida. La conexión de estos convertidores debe restringirse al caso exclusivo de que sean necesarios para la liquidación de posibles servicios gestionados por el operador del sistema, en cualquier otra situación no se permitirán conexiones de estos equipos en el mismo secundario. Estos equipos deberán disponer de bloques de prueba o regletas de verificación con envolventes precintables como los indicados en 3.1.5 a fin de que se puedan aislar sin afectar al resto del circuito de medida. En estos casos, el contador será el primer equipo de la cadena de cargas secundarias en los circuitos de tensión e intensidad.

Si excepcionalmente se admite la instalación de algún equipo distinto a los mencionados, estos deberán tener la posibilidad de precintar sus bornas de conexión con el fin de que el mencionado circuito de medida no sea manipulable.

Los dispositivos de medida, instalados desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación, contarán con una toma de corriente de 230 V de corriente alterna con toma de tierra a menos de 10 metros de distancia de los contadores.

Los contadores no podrán estar instalados de forma que se dificulte su inspección, lectura local y verificación. Preferiblemente estarán instalados en casetas o edificios dentro de la instalación, debiendo tener el encargado de lectura y el verificador de medidas libre acceso al mismo.

La instalación y sus equipos se precintarán de forma que no sea posible añadir o quitar cargas, ni modificar los parámetros básicos de medida de energía y datos de comunicación de los registradores sin romper los precintos.

Cada contador y registrador dispondrá de un rótulo identificativo que indique a qué punto/s de medida corresponde.

3.1.4 Telemedida. El Reglamento unificado de puntos de medida establece qué puntos deben disponer obligatoriamente de comunicación, siendo optativo para el resto. El equipo de comunicación estará dedicado en exclusiva a los equipos contadores-registradores de medida.

3.1.5 Elementos auxiliares. Para contadores que requieran verificación, se instalará un bloque de pruebas o regleta de verificación de, al menos, seis polos para los circuitos de intensidad y otro bloque de pruebas o regleta de verificación de, al menos, cuatro polos para los circuitos de tensión, el caso de medida indirecta o un bloque conjunto con las características anteriormente indicadas y un bloque de pruebas o regleta de verificación de al menos 8 polos para las tensiones y el neutro en el caso de medida directa. Dichos bloques permitirán la separación para la verificación o sustitución del contador sin necesidad de desconectar la instalación y, en caso de los transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Además permitirán que la continuidad de los circuitos de intensidad y la apertura de los circuitos de tensión sea visible y se pueden realizar las operaciones necesarias sin otros elementos externos. Dichos bloques de prueba deberán permitir realizar las operaciones que se indican a continuación:

- Precintar mediante envolvente sus alvéolos de prueba y elementos cortocircuitables.
- Abrir y cerrar cualquier circuito de tensión.
- Poner en cortocircuito cualquier circuito de intensidad.
- Realizar mediciones en serie y en paralelo de los circuitos de intensidad y tensión.
- Cambiar el contador y modificar las instalaciones sin necesidad de cortar el suministro del punto de medida.
 - Verificar el contador.
 - Dejar conectados equipos de comprobación temporalmente sin desconexión del equipo principal.
 - Dichos bloques de prueba o regletas de verificación cumplirán con la Norma UNE 201011.

Los conductores irán marcados convenientemente mediante anillas de plástico o cualquier otro método a fin de identificar correctamente cada uno de los circuitos.

Las interconexiones entre los cuadros de los contadores y los transformadores de medida se realizarán utilizando cables apantallados o blindados, con la sección adecuada para cumplir los criterios establecidos en el apartado 3.1.3. Dichos cables apantallados o blindados podrán ser unipolares o multipolares. En ningún caso estos cables serán de sección inferior a 6 mm² en los circuitos de intensidad, excepto en el interior de los armarios en que se podrán utilizar cables de secciones inferiores hasta 2.5 mm² para dichos circuitos de intensidad.

En las nuevas instalaciones los cables no deberán tener puntos de conexión intermedios. Si estos han de existir, se instalarán cajas de conexión intermedia precintables o, en su caso, bornes con envolventes precintables, que serán precintadas por el

encargado de la lectura y que impidan la manipulación. En aquellas instalaciones ya existentes se reducirá al mínimo las conexiones entre paneles, utilizando para éstas bornes no seccionables y preferiblemente con envoltentes precintables.

3.1.6 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación. Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipos nuevos aquellos equipos de medida existentes de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y demás normativa de aplicación.

Los equipos de medida que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en las disposiciones transitorias del Reglamento unificado de puntos de medida.

Para los equipos aprovechables durante las etapas transitorias que fija el Reglamento unificado de puntos de medida y que no cumplan los requisitos de precisión indicados, el encargado de la lectura podrá solicitar una verificación a petición.

Los contadores de clase 0,5 S (activa) situados en puntos de medida tipo 2 podrán ser utilizados hasta su sustitución por equipo nuevo de al menos clase C.

Los contadores de clase 1 o 0,5 S (activa) situados en puntos de medida tipo 3 podrán ser utilizados hasta su sustitución por equipo nuevo de al menos clase B.

3.2 Tipos 4 y 5.

3.2.1 General. Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 4 y 5, a lo establecido en la normativa en vigor, al Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo, y a este procedimiento.

3.2.2 Determinación de los puntos de medida. El responsable del punto de medida ubicará el punto de medida principal coincidiendo con el punto frontera salvo lo dispuesto reglamentariamente para autoconsumo. Cuando ello no sea posible se aplicará el procedimiento reglamentariamente previsto.

3.2.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida. La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la normativa vigente, en particular el Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo y el Reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se podrán usar centralizaciones de equipos de medida para suministros individuales en función de la reglamentación y de la normativa interna de cada encargado de lectura, que en todo caso habrá de estar conforme con la normativa vigente. En cualquier caso, tanto las centralizaciones como los suministros individuales deberán estar protegidos por paneles aislantes o módulos de aislamiento.

En caso de equipos instalados en un panel de centralización, las salidas hacia los contadores deberán ser con bornes que tengan una capacidad de embornamiento al menos entre 6 y 25 mm². Cada salida estará protegida con fusibles de seguridad.

En caso de equipos instalados en envoltentes individuales, éstas deberán permitir el alojamiento del contador y base portafusibles.

Independiente de todo lo indicado anteriormente, y previa autorización del encargado de la lectura, los participantes de un punto frontera podrán establecer puntos de medida alternativos que sean equivalentes, aplicando los correspondientes coeficientes de pérdidas.

Los distintos encargados de la lectura podrán elaborar guías de aplicación para la modificación de las instalaciones de acuerdo a los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo, y este procedimiento.

3.2.4 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación. Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipos nuevos aquellos equipos de medida existentes de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa de aplicación.

Los equipos de medida que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en las disposiciones transitorias del Reglamento unificado de puntos de medida.

Los contadores de clase 1 (activa) situados en puntos de medida tipo 4 podrán ser utilizados hasta su sustitución por equipo nuevo de al menos clase B.

Los contadores de clase 2 (activa) situados en puntos de medida tipo 5 podrán ser utilizados hasta su sustitución por equipo nuevo de al menos clase A.

4. Puesta en servicio de las instalaciones de los puntos de medida.

4.1 Tipos 1, 2, y 3.

4.1.1 General. El proceso de entrada en funcionamiento de las instalaciones de un punto de medida en el sistema de información de medidas eléctricas se realizará atendiendo a lo indicado a continuación y demás normativa de aplicación, en particular a lo indicado en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre de Metrología.

Caso de detección de incumplimiento del procedimiento de puesta en servicio en cualquiera de sus fases por el encargado de la lectura, éste último será responsable de comunicarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica por si fueran de aplicación sanciones por incumplimiento de la normativa vigente.

4.1.2 Alta de fronteras en el sistema de información de medidas. El responsable del equipo de medida o su empresa delegada solicitará al encargado de la lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, con al menos quince días de antelación a la fecha prevista para la puesta en servicio.

La solicitud se realizará de acuerdo a las especificaciones establecidas por el encargado de la lectura. El encargado de la lectura pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación. Para las fronteras de las que el encargado de la lectura es el operador del sistema, el alta de fronteras se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.7.

El responsable deberá enviar, preferiblemente en formato electrónico, al encargado de la lectura, al menos, la siguiente información:

- Esquema trifilar de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su/s equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su/s equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente y contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.
- Características principales de cada uno de los equipos de medida: fabricante, modelo, tipo y clase de precisión.
- Aprobación de modelo y autorización de modelo para su uso e instalación en la red o evaluación de conformidad de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el PO10.2.

En el caso de puntos de medida de clientes, el encargado de lectura dispondrá de los plazos indicados en la normativa específica que sea de aplicación a partir de que el cliente o su representante comunique que dispone de los equipos de medida o que opta por alquilarlos, para la instalación y precintado de los mismos, siempre y cuando dicho cliente cuente con la concesión de la solicitud de acceso.

Para el resto de puntos de medida, el encargado de la lectura comunicará al solicitante su acuerdo o posibles modificaciones necesarias al responsable de los equipos del punto

de medida o su representante en el plazo de un mes desde que reciba la solicitud, a fin de acordar la fecha para la inspección, parametrización y precintado de la instalación que deberá efectuarse antes de tres meses desde la puesta en servicio de la instalación. Asimismo, el encargado de la lectura pondrá a su disposición las instrucciones para que el responsable de los equipos del punto de medida o su representante prepare los datos del punto de medida para el envío de información de datos estructurales, de acuerdo a las especificaciones del encargado de la lectura. El encargado de lectura informará al otro participante de proceso de alta.

Si tras el análisis de los datos estructurales de la instalación, el encargado de la lectura considera la instalación con defectos, lo comunicará antes de quince días para fronteras de clientes y de un mes para el resto de fronteras. El responsable del equipo de medida dispondrá de un plazo de un mes a contar a partir de la comunicación para corregir los defectos. El alta de una frontera requerirá de pruebas de comunicación satisfactorias con cada uno de los registradores de los puntos de medida asociados a dicha frontera por parte del encargado de la lectura.

Para poder considerar las medidas en el sistema de información de medidas es necesario que el encargado de la lectura emita un certificado indicando su acuerdo inicial a los datos aportados por el solicitante. En caso contrario, el punto de medida no se considerará con efecto dentro del alcance del Reglamento unificado de puntos de medida, y/o el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al P.O. 10.5

Cada encargado de la lectura podrá desarrollar los canales de información y métodos que considere más adecuados a fin de dar de alta fronteras en sus sistemas de acuerdo a lo indicado en este procedimiento.

Los distintos encargados de la lectura notificarán al operador del sistema las altas de nuevas fronteras o agregaciones de las que son encargados de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.4.

4.1.3 Procedimiento de verificación de las instalaciones de un punto de medida. El verificador de medidas coordinará con el responsable de cada equipo de medida y comunicará al resto de participantes de la medida la fecha y lugar de realización de la verificación.

El verificador de medidas realizará la verificación de la instalación de acuerdo a la normativa aplicable y levantará acta con el contenido mínimo descrito en el anexo 1 de este procedimiento. La verificación comprenderá, al menos, la comprobación de los siguientes aspectos:

- Verificación visual de los equipos de medida principal comprobantes y/o redundantes.
- Comprobación de cableados y esquema eléctrico del sistema de medida.
- Comprobación de que los equipos de medida disponen de evaluación de la conformidad o autorización del modelo para su uso.
- Comprobación de que los equipos de medida han superado la verificación en origen o primitiva.
 - Parametrización del contador y registrador.
 - Precinto de los equipos de medida.
 - Pruebas de acceso al equipo
 - Realización de la primera verificación sistemática de los contadores de acuerdo al P.O. 10.2.

Adicionalmente, previamente o durante la verificación de la instalación, el responsable de los puntos de medida deberá hacer entrega al encargado de la lectura con copia al otro participante de una carta en la que certifique que todas las fronteras de la instalación se corresponden con todas las fronteras dadas de alta en el sistema de información de medidas y que no existe ningún punto de interconexión eléctrica con otros agentes en dicha instalación.

4.1.4 Proceso de verificación.

4.1.4.1 Verificación visual. El verificador de medidas realizará la verificación visual de la instalación a fin de comprobar que cumple los requisitos establecidos en la normativa vigente y en este procedimiento.

4.1.4.2 Comprobación de cableados. El verificador de medidas comprobará la correcta conexión de los cableados a fin de verificar que los circuitos cumplen los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida y en este procedimiento.

El encargado de la lectura o en su ausencia el verificador de medidas, precintará la caja de bornes de los distintos equipos de medida a fin de asegurar la no manipulación de los circuitos.

4.1.4.3 Comprobación de la aceptación de modelo. El verificador de medidas comprobará la validez de las aceptaciones de modelo de los equipos de medida.

4.1.4.4 Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida El verificador de medidas comprobará que los certificados de verificación en origen de los distintos equipos de medida son acordes a lo especificado en el PO10.2 y que cumplen los requisitos para el tipo de punto de medida. Para los equipos que dispongan de verificación primitiva o de evaluación de conformidad, se aplicará lo dispuesto en su normativa específica.

4.1.4.5 Parametrización, verificación y precintado del contador- registrador. El encargado de la lectura realizará y/o el verificador comprobará la parametrización del contador y registrador de acuerdo a lo indicado en este documento y se asegurará que el contador y el registrador no han sufrido deterioro durante su instalación. Una vez revisada la instalación y realizadas dichas comprobaciones, se precintarán los equipos de medida de acuerdo a lo indicado en el PO10.2.

4.1.4.6 Pruebas de acceso al equipo El encargado de la lectura realizará una prueba de lectura local en la instalación con TPL y otra remota para los puntos de medida que tengan obligación de disponer de comunicación remota.

4.1.4.7 Datos de inventario. El encargado de la lectura comprobará que los datos de inventario del punto de medida de la instalación coinciden con los datos disponibles en el concentrador de medidas de su encargado de la lectura.

4.1.4.8 Acta de verificación. Una vez realizadas las comprobaciones, el verificador de medidas levantará acta de verificación de la instalación con listado de defectos y pendientes a solucionar de acuerdo a lo indicado en el anexo 1 de este procedimiento.

Sin perjuicio de lo dispuesto en la correspondiente normativa metrológica de aplicación, los posibles defectos en las instalaciones de medida se son los que se indican a continuación:

a) Defectos relacionados con el cumplimiento de los requisitos de los equipos.

– No dispone de protocolos de ensayo en origen de los transformadores de medida y/o contador, exceptuando las instalaciones anteriores a la publicación del R.D. 1110/2007.

– No cumplimiento de contadores con las clases de precisión definidas en Reglamento unificado de medidas.

– No cumplimiento de transformadores de tensión y/o intensidad con las clases de precisión definidas en el Reglamento unificado de medidas.

– No dispone de aprobación de modelo/autorización de uso de los transformadores, contadores o registradores, exceptuando a las instalaciones anteriores al R.D. 1110/2007. Para los equipos que dispongan de verificación primitiva o de evaluación de conformidad, se aplicará lo dispuesto en su normativa específica.

b) Defectos relacionados con la configuración de la medida del punto medida.

– La configuración de la medida no responde a las previstas en el Reglamento unificado de medidas, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y su normativa de desarrollo.

- La configuración del punto frontera no se corresponde con la documentación aportada por el responsable de la instalación al operador del sistema o encargado de lectura.

- La configuración del punto frontera no es adecuada, o existe energía que no se mide por lo que se debe incorporar un nuevo Punto de Medida.

- La instalación no dispone de esquema trifilar de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.

- El esquema unifilar de medida aportado al operador del sistema o encargado de lectura no se corresponde con la instalación.

c) Defectos posibles relacionados con la adecuación y conectividad de los equipos de medida.

- La intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la mayor potencia contratada en el caso de clientes no se encuentra entre el 45% (o 20% para transformadores de clase 0,2S o 0,5S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.

- Relación transformación de los transformadores de tensión no comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

- Características de tensión e intensidad de contadores no adecuadas a los transformadores de tensión y/o intensidad a los que están conectados.

- Secundarios de medida a los que está conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación. Se admitirán convertidores de medida u otros elementos destinados a liquidación de energía o tarificación, así como dispositivos de comunicación destinados a la transmisión de datos de medidas.

- El registrador no dispone del protocolo de comunicaciones adecuado.

- Los secundarios de medida a los que están conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación. Se admitirán convertidores de medida u otros elementos destinados a liquidación de energía o tarificación, así como dispositivos de comunicación destinados a la transmisión de datos de medidas que cumplan con la misma clase de precisión del punto de medida.

d) Defectos relacionados con los Transformadores de Tensión.

- Falta o ilegibilidad en placas de características de los transformadores de tensión.

- Punto de medida principal comparte transformadores de tensión con puntos de medida redundantes y/o comprobantes en fronteras con una potencia instalada superior a 80MVA.

- Ausencia de caja de centralización para transformadores de tensión en distancias superiores a 40 metros entre los transformadores de tensión y el armario de contadores y tensiones nominales superiores a 45 kV.

- Cables de secundarios dedicados a medida no precintables en caja de centralización.

- Carga sobre el secundario del o los transformador/es de tensión por debajo del 25% de la carga de precisión.

- Existencia de transformadores adaptadores que den lugar a una clase de precisión superior a la admisible.

- Caída de tensión superior al 1 por 1000 en cableado de transformadores de tensión.

- No corresponden a la tensión nominal de la instalación.

- No son de la clase de precisión exigida al punto de medida.

e) Defectos posibles relacionados con los Transformadores de Intensidad.

- Falta o ilegibilidad en placas de características de los transformadores de Intensidad.

- Punto de medida principal comparte transformadores de intensidad con puntos de medida redundantes y/o comprobantes en fronteras con una potencia instalada superior a 80MVA.

- Ausencia de caja de centralización para transformadores de intensidad en distancias superiores a 40 metros entre los transformadores de tensión y el armario de contadores y tensiones nominales superiores a 45 kV.

- Cables de secundarios dedicados a medida no precintables en caja de centralización.
- Carga en el circuito mayor al 100% de la carga de precisión del devanado en transformadores de intensidad.

- Existencia de transformadores adaptadores que den lugar a una clase de precisión superior a la admisible.

- No corresponden a la intensidad nominal de la máxima potencia contratada.
- No son de la clase de precisión exigida al punto de medida.

f) Defectos relacionados con los cables.

- Cableado con secciones inferiores a las indicadas en el P.O. 10.1.
- Cableado no blindado o no apantallado entre cajas de centralización y el armario de contadores.

- Los cables pertenecientes al circuito de medida se encuentran mal identificados.
- Envoltentes de bornas de acceso a armario o regleteros intermedios no precintables.
- Los cables se encuentran mal identificados.

g) Defectos relacionados con el Contador.

- Falta o ilegibilidad en placas de características de contadores.
- Ausencia de bloque de pruebas.
- Bloque de pruebas inadecuado.
- Disposición física de equipos inadecuada en altura.
- Sistema de medida a tres hilos, sin la necesaria justificación.
- Contador no precintado o no precintable.
- El contador no dispone del rótulo identificativo del código punto de medida.
- Ubicación de armario de equipos de medida inadecuada para su funcionamiento o verificación.

h) Defectos relacionados con el Registrador.

- Falta o ilegibilidad en placas de características de registradores.
- Disposición física de equipos inadecuada en altura.
- Registrador no precintable.
- Imposibilidad de comprobación de la parametrización (hora, cambio horario, firmware, código fabricante, profundidad, periodo de integración, dirección de enlace).
- Imposibilidad de cargar la clave privada al registrador.
- Imposibilidad de comprobación de la firma electrónica del registrador mediante certificado local.
- La comprobación de la firma del registrador mediante certificado local ha dado como resultado firma incorrecta.
- Incongruencia con base de datos del concentrador principal en sus parámetros básicos (dirección de enlace, clave de acceso de escritura, dirección del punto de medida).
- Imposibilidad de lectura local mediante terminal portátil de lectura.

El responsable del equipo de medida es responsable de subsanar todos los defectos de sus instalaciones en los términos indicados en el Reglamento unificado de puntos de medidas y demás normativa de aplicación, en un plazo máximo de tres meses desde que reciba la comunicación con los defectos encontrados. No obstante, en el acta podrán quedar registrados como observaciones otros defectos que no supongan un incumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, de autoconsumo y demás normativa de aplicación.

El verificador de medidas comunicará al responsable del punto de medida, al encargado de la lectura y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los

defectos encontrados así como los plazos para su resolución. Cuando los defectos sean considerados infracciones muy graves de acuerdo con el artículo 65 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico, lo comunicará además al Ministerio para la Transición Ecológica.

En caso de que el responsable del equipo de medida considere que no es posible subsanar alguno de estos defectos, lo justificará en el plazo de un mes ante el encargado de la lectura, quien dispondrá de otro plazo de un mes para comunicar la aceptación o no de dicha justificación. La sustitución de equipos que no cumplan los requisitos se realizará de acuerdo a los plazos indicados en el Reglamento unificado de puntos de medida y demás normativa de aplicación.

La instalación de medidas debe cumplir todos los requisitos establecidos en la normativa de medidas y que son comprobados según acta con el contenido mínimo descrito en el anexo I. En caso de existir algún incumplimiento, éste se considerará como un defecto de la instalación, que deberá ser corregido de acuerdo a los plazos establecidos en el artículo 14 del Reglamento unificado de puntos de medida. Una vez subsanado el defecto, el responsable de la instalación deberá informar al encargado de lectura y solicitar una nueva verificación.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al P.O. 10.5.

4.2 Tipos 4, y 5.

4.2.1 Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalaciones de un punto de medida. El cliente, productor o su empresa delegada solicitará al encargado de la lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, en los plazos y con los requisitos especificados en la normativa vigente.

El encargado de lectura, basándose en el boletín emitido por el instalador correspondiente o, en su defecto, mediante verificación de la instalación, deberá indicar en el plazo normativamente previsto la aceptación de la instalación o las modificaciones a efectuar, indicando el código universal dentro del sistema de medidas del punto de medida y, en su caso, CIL.

5. Auditoria de las instalaciones. El encargado de la lectura y/o el operador del sistema podrán realizar una comprobación de las instalaciones del punto de medida en cualquier momento, a petición de cualquier participante de la medida o, si observara errores o datos inconsistentes, con el mismo alcance al indicado en el punto 4 de este procedimiento, a fin de comprobar que no se han introducido modificaciones no autorizadas en la instalación con respecto al acta de verificación inicial.

6. Modificación de las instalaciones. El responsable de los equipos de cada punto de medida notificará cualquier modificación que afecte a la medida a su encargado de la lectura con, al menos, quince días de antelación a la fecha prevista de las que se indican a continuación:

- Modificación de relaciones de transformación.
- Sustitución de cualquier equipo de medida.
- Modificación en el conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida.
 - Retirada de precintos colocados por el encargado de lectura o por el verificador de medidas.
 - Incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida.
 - Modificaciones en el circuito de potencia de la instalación.
 - Modificaciones en los parámetros de comunicación.
 - Modificación de configuración de cálculo de frontera.
 - Modificación del régimen de venta de energía para instalaciones de producción.
 - Otras modificaciones que puedan afectar a la medida.

Independientemente de todo lo anterior, el levantamiento de cualquier precinto ya sea planificado o por avería se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.2.

Las modificaciones se realizarán de acuerdo a las especificaciones establecidas por el encargado de la lectura. El encargado de la lectura pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación. Para las fronteras de las que el operador de sistema es encargado de la lectura, la modificación de fronteras se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.7.

El encargado de la lectura informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida.

En caso de modificaciones urgentes justificadas por reparación o avería, dichas notificaciones podrán comunicarse con un máximo de 24 horas de retraso con respecto a la intervención.

Los encargados de la lectura podrán iniciar la baja de puntos frontera de producción si no reciben medidas de energía de sus registradores de medidas durante más de tres años desde el cierre de la medida o si se supera en más de dos años el incumplimiento de los plazos normativos de inspección y verificación sistemática de todos sus puntos de medida, previa notificación al interesado con al menos dos meses de antelación a la baja efectiva del punto frontera.

7. Registros de las instalaciones El responsable de los equipos de los puntos de medida custodiará la información que se indica en el apartado 4.1.2 de este procedimiento para fronteras de las que es encargado de la lectura el distribuidor o que se indica en el P.O. 10.7 para puntos frontera de los que es encargado de la lectura el operador del sistema junto con:

- Documentación técnica descriptiva original de los equipos de medida.
- Manuales de uso de los equipos de medida.
- Ensayo de precisión para carga simultánea de los distintos devanados secundarios.
- Copia de los protocolos de verificación realizados al contador de acuerdo al P.O. 10.2.
- Copia del acta de verificación de la instalación descrito en el anexo 1 de este procedimiento.

El encargado de la lectura y el operador del sistema podrán solicitar al responsable del punto de medida la documentación anteriormente indicada, que deberá remitirla antes de 30 días desde su solicitud.

Los encargados de la lectura custodiarán las dos últimas actas de inspección y verificación de las instalaciones y contadores correspondientes. Las verificaciones serán realizadas por un verificador de medidas autorizado. Los encargados de la lectura podrán, de acuerdo con las condiciones establecidas en la normativa, actuar como verificadores de medidas eléctricas con carácter supletorio y solamente en los siguientes supuestos conjuntamente:

- Si no existen entidades debidamente autorizadas para ejercer la actividad de verificación de los puntos de medida.
- Cuando el operador del sistema haya manifestado expresamente su no disponibilidad para realizar la verificación solicitada.

ANEXO 1

Contenido mínimo del acta de verificación de puntos de medida tipos 1, 2 y 3

**ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTOS DE MEDIDA
TIPOS 1,2,3**

Fecha: _____ Causa de la verificación (P.E.S. / Modificación / Sistemática): _____

1. IDENTIFICACION DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (OS): _____	Configuración punto frontera/medida (P/R/C): _____
Código PM (externo): _____	Dirección: _____
Responsable de la instalación: _____	Población: _____
Tipo de punto (1/2/3): _____	Código postal: _____
Potencia aparente nominal/contratada (kVA): _____	Teléfono contacto: _____
Tensión nominal (kV): _____	Fecha inicio vigencia: _____

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Transformadores de Intensidad (relación devanado medida)

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	Nº Devanados secundarios medida - protección	Relación	Potencia	Clase

Transformadores de Tensión

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	Nº Devanados secundarios medida - protección	Relación	Potencia	Clase	Inductivo

Contadores

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	T. Nominal	I. Nominal	Lectura máx. Activa	Lectur. máx. Reactiva	Clase	Código SIMEL

Registrador

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº de serie	Canal (1-8)	Dirección(0-65535)	Clave de escritura	Código SIMEL

Otros dispositivos

Tipo de equipo	Marca	Modelo	Nº Serie	Potencia

Observaciones: _____

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	Protocolos de Ensayo en Origen	Clase de Precisión adecuada al Tipo de Punto de Medida	Aprobación modelo/ Autorización tipo	Verificación primitiva/ Verificación en origen	Instalación anterior a 01/01/1998	Observaciones
Trafo intensidad						
Trafo intensidad						
Trafo intensidad						
Trafo intensidad						
Trafo intensidad						
Trafo intensidad						
Trafo tensión						
Trafo tensión						
Trafo tensión						
Trafo tensión						
Trafo tensión						
Trafo tensión						
Contador						

V001 ed. 04 Fecha: 01/06/2005 INSP A.1 1/3

4. CONFIGURACIÓN DE LA MEDIDA DEL PUNTO DE MEDIDA

COMP OK NO OK

Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.

Punto/s frontera para los que se utiliza el punto de medida: _____

Observaciones: _____

5. ADECUACIÓN Y CONECTIVIDAD DE EQUIPOS DE MEDIDA

COMP OK NO OK

Relación de transformación de los TI es tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o máxima contratada (clientes), se encuentre entre el 45% (el 20% para transformadores de clase 0,2S y 0,5S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.

In (Pcont): _____ (A) % In: _____ (A) Imáx precisión: _____ (A)

Relación de transformación de los TT comprendida entre el 80% 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario

%T: _____

Características nominales de T e I de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los TM a los que están conectados.

Secundarios de medida a que está conectado el contador/es cumple lo establecido en el P.O. 10.1 en cuanto a otros equipos instalados en él

Observaciones: _____

6. CRITERIOS DE INSTALACION

COMP OK NO OK

Medida de las condiciones ambientales de humedad y temperatura dentro del rango de funcionamiento de los equipos (según especificaciones de los fabricantes).

Humedad: _____ Temperatura: _____ °C

6.1 Transformadores de tensión

COMP OK NO OK

Inspección visual

Separación entre devanado de medida y otros, y posibilidad de precintado independiente en Caja de Centralización.

COMP OK NO OK

Existencia Caja de Centralización

Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de carga sobre todos los transformadores de tensión por encima del 25% de la carga de precisión y sin rebasar el 100% con cos φ mayor de 0.8)

Fase R: Carga _____ VA Dev. Medida / Calculada % Carga _____

Fase S: Carga _____ VA Dev. Medida / Calculada % Carga _____

Fase T: Carga _____ VA Dev. Medida / Calculada % Carga _____

Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de caída de tensión inferior inferior al 1 por 1000.

Fase R: Vcent _____ (V) Vcont _____ (V) ΔV _____ (V) %V _____

Fase S: Vcent _____ (V) Vcont _____ (V) ΔV _____ (V) %V _____

Fase T: Vcent _____ (V) Vcont _____ (V) ΔV _____ (V) %V _____

Observaciones: _____

6.2 Transformadores de intensidad

COMP OK NO OK

Inspección visual

COMP OK NO OK

Separación devanado de medida, precintado independiente en Caja Centralización

COMP OK NO OK

Existencia Caja de Centralización

Medida (o comprobación del protocolo de p.e.s.) de la carga máxima de los cables menor o igual al 75%

de la carga de precisión del trafo 75% Carga trafo: _____

Fase R: Carga _____ VA Calculada % Carga _____

Fase S: Carga _____ VA Calculada % Carga _____

Fase T: Carga _____ VA Calculada % Carga _____

Observaciones: _____

6.3 Cableados

COMP OK NO OK

Cables apantallados/blindados entre transformadores medida-caseta

COMP OK NO OK

Identificación de cables

Cableado de interconexión mayor o igual a 6 mm²

Sin conexiones intermedias

Si hay conexiones intermedias se precintan

Observaciones: _____

6.4 Contador/es

COMP OK NO OK

Inspección visual

COMP OK NO OK

Precinto

COMP OK NO OK

Bloque de pruebas precintable

Sistema de medida a cuatro hilos

Identificación del punto de medida

Observaciones: _____

**ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTOS DE MEDIDA
TIPOS 1,2,3**

Fecha: _____

Causa de la verificación (P.E.S. / Modificación / Auditoría): _____

1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (OS): _____	Configuración punto frontera/medida (P/R/C): _____
Código PM (externo): _____	Dirección: _____
Responsable de la instalación: _____	Población: _____
Tipo de punto (1/2/3): _____	Código postal: _____
Potencia aparente nominal/contratada (kVA): _____	Teléfono contacto: _____
Tensión nominal (kV): _____	Fecha inicio vigencia: _____

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES**Transformadores de Intensidad (relación devanado medida)**

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	Nº Devanados secundarios medida - protección	Relación	Potencia	Clase

Transformadores de Tensión

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	Nº Devanados secundarios medida - protección	Relación	Potencia	Clase	Inductivo

Contadores

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	R. tensión	R. Intensidad	Lectura máx. Activa	Lectur. máx. Reactiva	Clase	Código SIMEL

Registrador

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº de serie	Dirección punto de medida	Dirección de enlace	Comunicación	Código SIMEL

Otros dispositivos

Codificación externa	Marca	Modelo	Nº Serie	Nº Devanados secundarios/ medida	Relación	Potencia	Clase	Inductivo

Observaciones: _____

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	Protocolos de Ensayo en Origen	Clase de Precisión adecuada al Tipo de Punto de Medida	Aprobación modelo/ Autorización tipo	Verificación primitiva/ Verificación en origen	Observaciones
Trafo intensidad					
Trafo intensidad					
Trafo intensidad					
Trafo intensidad					
Trafo intensidad					
Trafo tensión					
Trafo tensión					
Trafo tensión					
Trafo tensión					
Trafo tensión					
Contador					

4. CONFIGURACIÓN DE LA MEDIDA DEL PUNTO DE MEDIDA

COMP OK NO OK

Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.

Punto/s frontera para los que se utiliza el punto de medida:

Observaciones: _____

5. ADECUACIÓN Y CONECTIVIDAD DE EQUIPOS DE MEDIDA

COMP OK NO OK

Relación de transformación de los TI es tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o contratada se encuentre entre el 45% (o del 20% para transformadores de clase 0,2S ó 0,5S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.

In (Pcont): _____ (A) 45% In: n/a (A) Imáx precisión: n/a (A)

Relación de transformación de los TT comprendida entre el 80% 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario

%T: n/a

Características nominales de T e I de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los TM a los que están conectados.

Secundarios de medida a que está conectado el contador/es dedicado en exclusiva a medida destinada a liquidación.

El registrador utiliza el protocolo comunicación establecido en el procedimiento P.O. 10.4.

Observaciones: _____

6. CRITERIOS DE INSTALACIÓN

COMP OK NO OK

Medida de las condiciones ambientales de humedad y temperatura dentro del rango de funcionamiento de los equipos (según especificaciones de los fabricantes).

Humedad: _____ Temperatura: _____ °C

6.1 Transformadores de tensión

COMP OK NO OK

Inspección visual

Separación entre devanado de medida y otros, y posibilidad de precintado independiente.

COMP OK NO OK Existencia Caja de Centralización

Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de carga sobre todos los transformadores de tensión por encima del 25% de la carga de precisión y sin rebasar el 100% con cos φ mayor de 0.8)

Fase R: Carga n/a VA Dev. Medida / Calculada - % Carga n/a

Fase S: Carga n/a VA Dev. Medida / Calculada - % Carga n/a

Fase T: Carga n/a VA Dev. Medida / Calculada - % Carga n/a

Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de caída de tensión inferior inferior al 1 por 1000.

Fase R: Vcent n/a (V) Vcont n/a (V) ΔV n/a (V) %V n/a

Fase S: Vcent n/a (V) Vcont n/a (V) ΔV n/a (V) %V n/a

Fase T: Vcent n/a (V) Vcont n/a (V) ΔV n/a (V) %V n/a

Observaciones: _____

6.2 Transformadores de intensidad

COMP OK NO OK COMP OK NO OK COMP OK NO OK

Inspección visual Separación devanado de medida, precintado independiente. Existencia Caja de Centralización

Medida (o comprobación del protocolo de p.e.s.) de la carga máxima de los cables menor o igual al 75% de la carga de precisión del trafó

75% Carga trafó: _____

Fase R: Carga n/a VA Calculada % Carga n/a

Fase S: Carga n/a VA Calculada % Carga n/a

Fase T: Carga n/a VA Calculada % Carga n/a

Observaciones: _____

6.3 Cableados

COMP OK NO OK COMP OK NO OK

Cables apantallados/blindados entre transformadores medida-caseta Identificación de cables

Cableado de interconexión mayor o igual a 6 mm2 Sin conexiones intermedias

Si hay conexiones intermedias se precintan

Observaciones: _____

6.4 Contadores/es

COMP OK NO OK COMP OK NO OK COMP OK NO OK

Inspección visual Precinto Bloque de pruebas precintable

Sistema de medida a cuatro hilos Identificación del punto de medida a que corresponde

Observaciones: _____

V001 ed. 11 Fecha: 05/02/2016 INSP00 A.1 2/3

6.5 Registrador

COMP	OK	NO OK		COMP	OK	NO OK	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Inspección visual	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Precinto
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación parametrización (hora, cambio horario, firmware, código de fabricante, profundidad, período de integración, dirección de enlace)				
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Identificación de los PM a los que corresponde el Registrador				
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Carga clave privada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación firma mediante Certificado Local

Observaciones:

7. DATOS DE INVENTARIO

COMP	OK	NO OK	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ficheros inventario actualizados en soporte informático, de acuerdo especificaciones del OS de cargas de inventario de SIMEL
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación de dichos ficheros en el CP.

Observaciones:

8. PRUEBAS FUNCIONALES DE LECTURA

COMP	OK	NO OK	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Lectura local con TPL

Observaciones:

9. TOTALIZACION DE PRECINTOS

	Total	Observaciones - Número Precintos
Contador		
Registrador		
Bloque de Pruebas		
Transformadores de Tensión		
Resistencias de Carga		
Transformadores de Intensidad		
Bornas intermedias		
Varios		

10. EQUIPOS DE MEDICIÓN, INSPECCIÓN Y ENSAYO UTILIZADOS

Modelo del Equipo	Matrícula	Laboratorio Calibración	Fecha de Calibración	Periodo de validez de la calibración
Termohigrómetro				
Multímetro				
Pinza amperimétrica				

11. LISTA DE DEFECTOS

12. COMENTARIOS

Por el Inspector y Encargado de Lectura: REE	Por:	Por Responsable de la Instalación:
Nombre: _____	Nombre: _____	Nombre: _____
Firma: _____	Firma: _____	Firma: _____
Por: _____	Por: _____	Por: _____
Nombre: _____	Nombre: _____	Nombre: _____
Firma: _____	Firma: _____	Firma: _____

ANEXO 2

Contenido mínimo de acta de verificación de puntos de medida tipos 4 y 5

ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTO DE MEDIDA (TIPOS 4 y 5)

Fecha:.....

Causa de la inspección(P.E.S. /

Modificación / Auditoria):

1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (CUPS o nº registro Productor. Reg. Esp.).....

Dirección.....

Población:

Titular del Punto de suministro/producción:

Código postal:

Tipo de punto (4/5):

Teléfono contacto:

Potencia máxima autorizada (kW):.....

Tensión nominal (V):.....

Fecha inicio vigencia:

Compañía Distribuidora:.....

Tarifa en vigor, de suministro o acceso:.....

Derechos de acceso reconocidos:.....

Derechos de extensión reconocidos:.....

Disponibilidad de ICP:.....

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Contador

CODIFICACIÓN	MARCA	MODELO	N. SERIE	T. Nominal	I. Nominal	Lectura max. Activa	Lectura Reactiva max	CLASE

Registrador(si aplica)

CODIFICACIÓN	MARCA	MODELO	N. SERIE	CANAL	DIRECCIÓN	CODIGO EL	COMUNICACIÓN

Otros dispositivos (ICP, Etc.)

Observaciones:

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	PROTOCOLO DE ENSAYO	CUMPLIMIENTO RD (CLASE PRECISIÓN, ETC.)	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen Evaluación conformidad	OBSERVACIONES
Contador					
Registrador					
Otros dispositivos (ICP, etc)					

4. INSPECCION DE LA INSTALACION DEL PUNTO DE MEDIDA

Sección cableado línea repartidora (mm²)

Sección cableado derivación individual (mm²)

Esquema eléctrico y conexionado.....

Contador/Registrador

- Inspección visual
- Precinto
- Identificación del punto de medida a que corresponde
- Comprobación parametrización

Propiedad del equipo de medida:.....

Observaciones:.....

.....

5. LISTA DE OBSERVACIONES

.....

.....

6. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

Leves

.....

Graves (presunta infracción conforme el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre)

En, a de del

Por el Encargado de la Lectura:

Por el Titular del PM:

Nombre

.....Nombre:

Firma

Firma

P.O. 10.2 Verificación de los equipos de medida

1. Objeto. Este documento tiene por objeto definir las condiciones y el procedimiento de verificación de los equipos de medida instalados en los puntos de medida del sistema de información de medidas eléctricas.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los equipos de medida, verificadores de medida y participantes 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 con 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.

3. Verificación de los equipos de medida.

3.1 Equipos de medida a verificar. Los equipos de medida a verificar, solos o combinados, serán los siguientes:

- Contadores-registradores de energía activa y reactiva.
- Otros equipos o dispositivos cuando la normativa así lo establezca.

3.2 Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas. Los equipos de medida indicados en el apartado 3.1 serán sometidos a los distintos tipos de verificaciones y en los plazos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida, normativa metrológica y demás normativa de aplicación. Los plazos se cumplirán si las verificaciones se realizan dentro del año natural en el que les corresponde.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida deberán disponer de verificación primitiva o en origen o certificado de evaluación de la conformidad emitido por un organismo notificado o de control metrológico.

Los equipos de medida tipo 1, 2 y 3 serán sometidos a verificaciones sistemáticas en los plazos indicados en el Reglamento unificado de puntos de medida y demás normativa de aplicación.

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y 5, serán sometidos a verificaciones periódicas en los plazos indicados y con el sistema establecido en la Orden Ministerial ITC/3747/2006 de 22 de noviembre u orden ITC/3022/2007 de 18 de octubre, según corresponda, y demás normativa de aplicación.

3.3 Procedimiento de verificación.

3.3.1 Puntos tipo 1, 2, 3. Verificaciones sistemáticas.

3.3.1.1 Coordinación de la verificación. La verificación se realizará a petición del responsable del equipo de medida a un verificador de medidas.

Para los casos en que el verificador de medidas no es el encargado de la lectura, el verificador de medidas comunicará al encargado de la lectura la previsión de verificación de acuerdo al procedimiento descrito en el apartado 3.6 de este procedimiento.

El verificador de medidas atendiendo a las solicitudes recibidas coordinará con el responsable de cada equipo de medida y comunicará al resto de participantes de la medida la fecha y lugar de realización de las verificaciones con al menos cinco días hábiles de antelación.

Cualquier participante podrá presenciar la verificación.

3.3.1.1.2 Lugar de la verificación. Las verificaciones se realizarán siempre en la propia instalación en la que esté el equipo. Cuando se retire un equipo de medida para repararse y continúe el flujo de energía por la frontera, la energía en el punto de red se medirá con un equipo de clase igual o superior al retirado.

El responsable de un equipo de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde este se instale, deberá garantizar el acceso físico al encargado de la lectura, al verificador de medidas así como a los demás participantes en la medida y a las administraciones competentes para la realización de la verificación.

3.3.1.1.3 Procedimiento de verificación. Las verificaciones se realizarán dentro del rango de las condiciones ambientales definidas por el fabricante para cada equipo de medida y para los patrones a utilizar. En el caso de que las condiciones ambientales de los equipos de medida no se encuentren dentro de estos rangos, se indicará esta circunstancia en el protocolo de verificación y se considerará que el equipo no cumple los requisitos especificados de acuerdo al apartado 3.4 de este procedimiento. El verificador de medidas podrá suspender una verificación si ésta ha de realizarse a temperaturas inferiores a 10 °C o superiores a 35 °C o en condiciones climatológicas adversas si los equipos están a la intemperie.

Para cada equipo a verificar debe generarse un documento específico o protocolo de prueba en el que se indiquen los ensayos realizadas y se registren los resultados obtenidos de acuerdo a los protocolos de verificación del contador de energía con el contenido mínimo que se incluyen como Anexos I o II, según corresponda por tipo de contador.

Antes de proceder a la verificación de un contador, se comprobará que su parametrización es correcta y coincide con la inventariada en el concentrador principal o concentrador del encargado de la lectura. De no ser así, el encargado de la lectura realizará las gestiones para asegurar la coherencia de los datos. Asimismo, durante la verificación se deberá realizar una lectura local de toda la profundidad en la primera verificación o verificación por sustitución y, de al menos, el último mes en las verificaciones sistemáticas siguientes.

3.3.1.1.4 Equipos necesarios para la verificación. Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar las características especificadas de un equipo de medida, deberán cumplir lo indicado en el P.O. 10.3.

3.3.1.1.5 Responsables de ejecución. El verificador de medidas eléctricas autorizado será el responsable de realizar las verificaciones en los puntos de medida de acuerdo a lo indicado en este procedimiento. El responsable del equipo de medida, o su representante, es el encargado de elegir al ejecutor de los trabajos que deberá ser un verificador de medidas eléctricas de acuerdo a los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida.

El encargado de la lectura participará en el desarrollo de la verificación con las atribuciones indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida. El participante no responsable del equipo de medida y/u otros sujetos con interés en la medida podrán asistir a la verificación si así lo desean y lo comunican previamente al encargado de la lectura.

3.3.1.1.6 Criterios de aceptación. Los criterios de aceptación de los equipos a verificar, considerando el grado de incertidumbre de los equipos de verificación definidos en el P.O. 10.3 utilizados en los diversos ensayos, serán los indicados en las siguientes normas:

Para los contadores fabricados según las Normas:

UNE-EN 62.052-11.
UNE-EN 62.053-11.
UNE-EN 62.053-22.
UNE-EN 62.053-21.

Los criterios de aceptación según clases de precisión, cargas equilibradas y ángulos serán:

Carga	Cos φ	Clase de precisión			
		0,2 S	0,5 S	1	2
100 % In	1	±0,2	±0,5	±1,0	±2,0
	0,5 Ind	±0,3	±0,6	±1,0	±2,0
	0,8 Cap	±0,3	±0,6	±1,0	-

Carga	Cos φ	Clase de precisión			
		0,2 S	0,5 S	1	2
50 % In	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,5 Ind	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,8 Cap	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	-
10 % In	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,5 Ind	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
	0,8 Cap	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,5$	-
5 % In	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
2 % In	0,5 Ind	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	-	-
	0,8 Cap	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	-	-

Para los contadores fabricados según la Norma:

UNE-EN 50.470-1.

UNE-EN 50.470-2.

UNE-EN 50.470-3.

Los criterios de aceptación según índice de clases de precisión, corrientes y ángulos, en condiciones de referencia y con cargas equilibradas, serán:

Corriente	Cos φ	Índice de clase de precisión		
		C	B	A
120 % Iref	1	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,5 Ind	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
	0,8 Cap	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
100 % Iref	1	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,5 Ind	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
	0,8 Cap	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
5 % Iref	1	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
	0,5 Ind	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
	0,8 Cap	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,7$
2,5 % Iref	1	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$

3.3.1.1.7 Registro. El protocolo de verificación con el contenido mínimo indicado en los anexos I o II de este documento debidamente cumplimentado servirá como certificado de la verificación realizada.

Además de los resultados del ensayo, el protocolo deberá indicar las anomalías encontradas en la verificación, en caso de existir, de acuerdo a la siguiente lista:

- Contador fuera de clase, según criterios de aceptación establecidos en 3.3.1.1.6.
- Parametrización incorrecta de contador o registrador.
- Imposibilidad de comprobación de parametrización, de carga de clave privada o de comprobación de firma electrónica en registradores por desconocimiento de claves de escritura para acceso al registrador. Sujeto a comprobación posterior.

- Imposibilidad de acceso a registrador.
- Incongruencia con base de datos del concentrador del encargado de lectura.
- Condiciones ambientales fuera de las establecidas por el fabricante.
- Contador – registrador desprecintado en algún punto sin autorización.
- Imposibilidad de precintado del bloque de pruebas, registrador o contador.
- Imposibilidad de lectura local mediante terminal portátil de lectura.

El verificador deberá firmar el protocolo de verificación siendo opcional la firma del resto de los presentes.

Los protocolos firmados serán custodiados por el encargado de la lectura durante un plazo al menos doble de la periodicidad de verificación sistemática para los puntos de medida de tipo 1 y de al menos igual al de la periodicidad de verificación sistemática para los puntos de medida de tipo 2 y 3 y se harán públicos a los participantes a través de las vías de comunicación del concentrador del encargado de lectura.

3.3.1.1.8 Energía no medida durante la verificación. Siempre que sea posible, los equipos de medida se verificarán sin interferir en el funcionamiento normal de la instalación, es decir, aislándolos del resto de equipos mediante los adecuados bloques de pruebas pero continuando el flujo de energía por la frontera.

En estos casos, la energía intercambiada y no medida del punto de red donde se encuentra el equipo a verificar podrá obtenerse por cualquiera de los métodos y con la prelación que se indican a continuación, según criterio del verificador de medidas:

- Punto de medida principal.
- Punto de medida redundante.
- Punto/s de medida comprobante/s.
- Equipo auxiliar de medida.
- Estimación del encargado de la lectura, según el P.O. 10.5.

El equipo de medida auxiliar podrá ser otro equipo de clase igual o mejor que la del equipo a verificar. Antes de utilizar el equipo de medida auxiliar, el verificador de medidas deberá comprobar que el equipo auxiliar está verificado con los mismos requisitos y periodicidades de los del equipo al que sustituye.

El método seleccionado para la determinación de la energía no medida durante la verificación deberá indicarse en el protocolo de verificación.

En el protocolo de verificación se registrará tanto la energía no medida por el contador durante la verificación como los periodos de integración inválidos del registrador consecuencia de la verificación, junto con la energía a asignar a dichos periodos obtenida por cualquiera de los métodos anteriormente indicados. La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (ejemplo, si la verificación dura 1 hora y 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las 2 horas afectadas) y la unidad a utilizar será el kWh.

El verificador de medidas notificará al encargado de la lectura los registros y resultados de la verificación de acuerdo a las vías y formatos que el encargado de la lectura establezca en el plazo de 15 días hábiles a contar desde el día siguiente a la verificación. El encargado de lectura deberá tratar estos datos, eliminando la energía medida de los periodos invalidados que se haya registrado en el concentrador del encargado de lectura e integrando la energía no medida que se haya obtenido mediante alguno de los métodos indicados anteriormente.

3.3.1.2 Verificaciones a petición. A requerimiento de cualquier participante en una medida se podrán solicitar verificaciones fuera de los plazos establecidos. Una vez recibida la solicitud, el encargado de la lectura coordinará la verificación de acuerdo a lo indicado en 3.3.1.1.1.

El procedimiento de verificación a petición es idéntico que el de verificaciones sistemáticas.

3.3.1.3 Verificaciones en origen.

3.3.1.3.1 Coordinación de la verificación. El responsable del equipo de medida será responsable de que dicho equipo disponga de una verificación en origen antes de la puesta en servicio de sus equipos de medida, que será ejecutada por un verificador de medidas eléctricas.

3.3.1.3.2 Lugar de verificación. Las verificaciones en origen se realizarán en un laboratorio oficial autorizado. No obstante, cuando el equipo carezca de tal verificación, se podrán realizar in situ por un verificador de medidas eléctricas.

3.3.1.3.3 Procedimiento de verificación El verificador de medidas eléctricas, que podrá ser el fabricante cuando esté autorizado como tal, ejecutará el protocolo de verificación en origen que contendrá, al menos, los ensayos, condiciones de prueba, condiciones de los equipos de inspección y criterios de aceptación establecidos para verificaciones sistemáticas.

3.3.1.3.4 Registros. El responsable del equipo de medida será el responsable de custodiar su certificado de verificación en origen hasta al menos la primera verificación sistemática del equipo y con un mínimo de seis años.

El encargado de la lectura o cualquier participante de la medida podrán solicitar la inspección del certificado de verificación en origen del equipo de medida.

3.3.2 Puntos tipo 4, y 5.

3.3.2.1 Evaluación de conformidad. Los equipos de medida de energía deben disponer de sus correspondientes certificados de conformidad, según el sistema de evaluación de conformidad, de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología. y/o la autorización del modelo para su uso e instalación en vigor de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

3.3.2.1.1 Registros. El certificado de conformidad tendrá una validez máxima establecida en su normativa específica. El responsable del punto de medida será el responsable de custodiar el documento emitido por el servicio u organismo autorizado.

3.3.2.1.2 Verificaciones periódicas. Los equipos de medida de energía deberán ser sometidos a verificaciones periódicas por un verificador de medidas, de acuerdo con las condiciones y a los plazos establecidos en la Orden ITC/3747/2006 de 26 de noviembre u orden ITC/3022/2007 de 10 de octubre, según corresponda, y demás normativa de aplicación.

3.3.2.2 Medidas pérdidas durante las verificaciones. Cuando se retire un equipo de medida para verificarse y continúe el flujo de energía por la frontera, la energía en el punto de red se medirá con un equipo de clase igual o superior al retirado.

3.4 Equipos que no cumplan los requisitos especificados. Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 1, 2 y 3, las reparaciones necesarias para la corrección de averías detectadas durante una verificación se atenderán a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y en la reglamentación metrológica aplicable.

El encargado de la lectura comunicará al responsable del equipo de medida, resto de participantes y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los defectos encontrados mediante copia del protocolo de verificación.

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 4 y 5, tras el proceso de verificación periódica se actuará según lo establecido en la Orden ITC/3747/2006 de 26 de noviembre, u orden ITC/3022/2007 de 18 de octubre, según corresponda, y demás normativa de aplicación.

El verificador de medidas notificará al encargado de la lectura las informaciones de equipos que no cumplan los requisitos especificados de acuerdo a los formatos que el encargado de la lectura establezca.

3.5 Precintado de los equipos de medida. Todos los equipos de medida que forman el circuito de medida de energía, así como las posibles conexiones intermedias, deberán quedar precintados con el fin de evitar su manipulación. El responsable de colocar dichos precintos es el encargado de lectura o, en su ausencia, el verificador de medidas eléctricas.

Los precintos solo podrán ser retirados por el encargado de la lectura, por su representante o empresa delegada, por el verificador de medidas o por quien tenga permiso escrito del encargado de lectura para retirar el precinto, previa solicitud de acuerdo a los criterios que establezca cada encargado de la lectura.

Una vez realizada la intervención en los equipos de medida y no más tarde de cinco días hábiles, el responsable del punto de medida deberá enviar al encargado de Lectura el protocolo de intervención, debidamente cumplimentado, con el contenido mínimo descrito en el modelo que forma parte del anexo III de este documento.

Además de los datos que en el protocolo de intervención se exigen, se deberá indicar:

- Persona del encargado de la lectura que concede la autorización.
- Persona responsable de los trabajos.
- Identificación de los puntos de medida de la instalación, y equipos de medida.
- Motivo para la retirada de los precintos.

3.6 Solicitud de verificaciones.

3.6.1 Verificaciones sistemáticas (puntos tipo 1, 2 y 3). El responsable de la instalación o quien en este delegue podrá solicitar la verificación a un verificador de medidas y al tiempo debe comunicarlo al encargado de lectura. Las solicitudes se comunicarán al encargado de la lectura por el medio que este defina y contendrán la información mínima que se indica a continuación:

- Fecha en que se emite la solicitud.
- Identificación del punto de medida y frontera.
- Identificación del equipo de medida para el que se solicita verificación.
- Causa de la solicitud de verificación.
- Identificación del solicitante
- Propuesta de verificador de medidas (si aplica)

El encargado de la lectura acusará recibo de la solicitud antes de cinco días hábiles y coordinará con el verificador de medidas los trabajos antes de los tres meses siguientes.

Las verificaciones no sistemáticas o a petición tendrán el mismo alcance y tratamiento que las sistemáticas.

Las verificaciones no sistemáticas con resultados satisfactorios darán lugar a la reasignación de las fechas de verificación sistemática de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida.

3.6.2 Verificaciones periódicas (puntos tipo 4 y 5). Las verificaciones periódicas para puntos tipo 4 y 5 deberán ser solicitadas por el sujeto obligado ante la administración pública competente, de acuerdo a la normativa vigente.

3.6.3 Verificaciones a petición. A requerimiento de cualquier participante en una medida se podrán solicitar verificaciones fuera de los plazos establecidos.

El procedimiento de verificación a petición es idéntico que el de verificaciones sistemáticas.

3.7 Gastos ocasionados por las verificaciones. Los gastos que ocasionen las verificaciones estarán sujetos a lo establecido 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 resto de normativa aplicable. La factura derivada de los gastos de verificación deberá incluir la descripción de los distintos servicios o productos prestados.

Para los casos en que la verificación no pueda realizarse por causas ajenas al verificador, los gastos generados por desplazamiento y resto de actividades realizadas correrán a cargo de quien imposibilite la realización de la verificación, excepto si la suspensión de la verificación es debida a condiciones meteorológicas adversas.

ANEXO I

Contenido mínimo del protocolo de verificación de contadores de energía clase de precisión 0,2S, 0,5S, 1 y 2

PROTOCOLO DE VERIFICACION DE CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGIA - PVC

Identificación del punto de medida

Ubicación:

Instalación:

Posición:

Empresas afectadas:

Código pto medida :

Tipo pto medida :

Configuración medida (P/R/C) :

Tensión:

Datos de transformadores de medida

Fase	Intensidad			Tensión		
	R	S	T	R	S	T
Marca						
Modelo						
Nº de Serie						
Relación de Transformación						
Potencia (VA)						
Clase de Precisión						

Datos registrador asociado

Marca: _____ Modelo: _____ Dirección PM

Dirección Enlace:

Código Externo: _____

Código SIMEL _____

Nº de Serie:

Comentarios y observaciones a la verificación

Equipos patrones de verificación empleados:

Denominación	Marca	Modelo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Periodo de validez

Firmas y precintos de la verificación

Fecha:

Encargado de Lectura

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:

└

Verificador

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Prcinto Firma:

Firma:

Firma:

└

LISTA DE DEFECTOS

Identificación de los contadores			Código PM:	
Energía / Sentido	Activa / Entrada	Activa / Salida	Reactiva/Entrada	Reactiva/Salida
Marca				
Modelo				
Número serie / Año				
Clase de precisión				
Intensidad nominal				
Tensión Nominal				
Rev. o Imp / kWh				
Constante lectura (kWh)				
Constante facturación (MWh)				
Lectura Máxima de Energía				
Bloques prueba				

Tabla de errores obtenidos en % (límites según UNE-EN 62053)

Carga	Cos ϕ	Entrada A+	Salida A-	Reactiva Q+	Reactiva Q-
100 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
50 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
10 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
5 % In	1				
% In					

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)			Correcciones en Registrador (kWh)				
	Contador (AE)		Contador (AS)		Registrador		
					Horas inhibidas (incluido)	de	a
Hora inicial							
Hora final					Lectura de períodos	AE	AS
Lectura final (kWh)					Período 1		
Lectura inicial (kWh)					Período 2		
Difer. no contable (kWh)					Período 3		
Energía no medida (kWh)					Período 4		
Metodo obtención					Período 5		
Corrección contable (kWh)					Período 6		

Valores de tensiones e intensidades secundarias medidos

$$U_{R-0} = \quad U_{S-0} = \quad U_{T-0} = \quad I_R = \quad I_S = \quad I_T = \quad I_N =$$
Comprobación de la parametrización del contador y registrador

Condiciones ambientales

Temperatura °C				
Humedad relativa %				

ANEXO II

Contenido mínimo del protocolo de verificación de contadores-registradores de energía índice de clase A, B, C

PROTOCOLO DE VERIFICACION DE CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGIA - PVC**Identificación del punto de medida**

Ubicación :

Instalación

Posición:

Empresas afectadas:

Código pto medida :

Tipo pto medida :

Configuración medida (P/R/C) :

Tensión:

Datos de transformadores de medida

Fase	Intensidad			Tensión		
	R	S	T	R	S	T
Marca						
Modelo						
Nº de Serie						
Relación de Transformación						
Potencia (VA)						
Clase de Precisión						

Datos registrador asociado

Marca: _____ Modelo: _____ Dirección PM: _____ Dirección Enlace: _____
 Código Externo: _____ Código SIMEL _____ Nº de Serie: _____

Comentarios y observaciones a la verificación

Equipos patrones de verificación empleados:

Denominación	Marca	Modelo	Numero	Lab. calibrador	Fecha calibración	Periodo de validez

Firmas y precintos de la verificación

Fecha:

Encargado de Lectura

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Verificador

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:


LISTA DE DEFECTOS

Identificación de los contadores			Código PM:	
Energía / Sentido	Activa / Entrada	Activa / Salida	Reactiva/Entrada	Reactiva/Salida
Marca				
Modelo				
N ° de Serie / Año				
Clase de precisión				
Intensidad nominal				
Tensión Nominal				
Rev. o Imp / kWh				
Constante lectura (kWh)				
Constante facturación (MwH)				
Lectura Máxima de Energía				
Bloques prueba				

Tabla de errores obtenidos en % (límites según UNE-EN 50470)

Carga	Cos ϕ	Entrada A+	Salida A-	Reactiva Q+	Reactiva Q-
120 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
100 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
5 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
2,5 % In	1				

ANEXO III

Contenido mínimo del protocolo de intervención en equipos de medida

PROTOCOLO DE INTERVENCIÓN EN EQUIPOS

Identificación de los Puntos de Medida afectados por la intervención

Empresa: _____
 Instalación: _____

	Código PM	Fecha de intervención	Desprecintado S/N	Modelo Contador	Nº Serie Contador	Lectura Contador AE	Lectura Contador AS	Modelo Registrador	Nº serie Registrador
INICIO DEL TRABAJO									
FINAL DEL TRABAJO									

EN CASO DE RETIRADA DE PRECINTOS

Persona responsable de la retirada del (los) precinto(s) del OS _____
 Persona que concede la autorización para el desprecintado _____
 Identificación del (los) precinto(s) del OS a retirar _____
 Equipos a los que afecta el (los) precinto(s) retirado(s) _____
 Motivos por los que se retira el (los) precinto(s) _____

(1) Deben anotarse el cierre de la hora u horas que se deben inhibir, si procede, (a rellenar por el técnico de OS)
 (2) Los trabajos deben realizarse en horas enteras
 - En caso de intervención en equipos ppal y redundante, ésta se deben realizar en distintas horas enteras

Firma del responsable de la intervención _____

P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones

1. Objeto. Este documento tiene por objeto definir las características de funcionamiento y flujo de información de medidas entre los participantes del sistema de información de medidas eléctricas y sus sistemas de comunicaciones.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

Toda la información de datos de medidas de los puntos de medida, frontera, agregaciones, incidencias y objeciones deberá ser intercambiada de acuerdo a lo descrito en este procedimiento.

3. Codificación de participantes en el sistema de medidas. Para intercambiar información de datos de medidas con el operador del sistema, una empresa tiene que estar registrada en el concentrador principal del operador del sistema. El operador del sistema asignará a una empresa uno o varios códigos de identificación (códigos de participante) para sus comunicaciones en el sistema de medidas. La asignación de códigos de participante a una empresa será función de las actividades que realice, de las unidades de programación con las que opere y otras razones que pudieran ser necesarias para el correcto funcionamiento de los flujos de información en el sistema de medidas.

3.1 Solicitud de registro de una empresa en el sistema medidas. Una empresa puede solicitar su registro en el sistema de información de medidas del operador del sistema aportando la documentación que se indica a continuación:

- a) Carta firmada por persona con poder suficiente de la empresa que solicita el alta en el sistema de información de medidas.
- b) Fotocopia del DNI o pasaporte de la persona con poder suficiente que realiza la solicitud.
- c) Fotocopia del poder notarial en el que quede reflejado que el solicitante tiene poderes suficientes sobre la empresa que quiere dar de alta en el sistema de medidas.
- d) Para el caso de distribuidores, acreditación de estar inscrito en el registro administrativo de distribuidores del Ministerio para la Transición Ecológica.
- e) Para el caso de productores, acreditación de que es propietario de instalaciones inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica.
- f) Los datos de la empresa que se indican a continuación:
 - Razón o denominación social de la empresa.
 - Actividad/es de la empresa (Productor, Comercializador, Distribuidor, Representante, Consumidor directo a mercado, Consumidor interrumpible, Consumidor conectado a la red de transporte, Empresa delegada en el sistema de medidas, Titular de un concentrador secundario, Centro de control e Interlocutor único de nudos con la red de transporte).
 - Domicilio.
 - Localidad.
 - Código Postal.
 - Provincia.
 - CIF de empresa.
 - Nombre de persona de contacto.
 - Teléfono de contacto.
 - Correo Electrónico.
 - Sistema eléctrico (Peninsular, Balear, Canario, Ceuta y Melilla o una combinación de los anteriores).

Una vez recibida esta información y si se cumplen todos los requisitos, el operador del sistema informará al solicitante de su registro en el sistema de información de medidas antes de que pasen cinco días hábiles desde la solicitud y le facilitará el/los código/s de participante/s para su identificación en el sistema de medidas. Adicionalmente, serán registradas como empresas en el sistema de medidas los sujetos que hayan sido admitidos en el sistema de liquidaciones según las condiciones indicadas en el P.O. 14.2. «Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación», sin que sea necesario realizar ninguna solicitud en el sistema de medidas. El operador del sistema asignará y comunicará a los interesados, para los casos en que aplique, el/los código/s de participante/s para su identificación en el sistema de medidas.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes del sistema de medidas los códigos de participante con la información necesaria para su identificación.

El operador del sistema podrá desarrollar los canales y métodos que considere más adecuados a fin de dar de alta empresas en el sistema de información de medidas. Todas las comunicaciones y notificaciones se establecerán en formato electrónico.

3.2 Solicitud de registro de una empresa delegada de otra empresa en el sistema de medidas. Una empresa podrá delegar sus funciones y obligaciones del sistema de medidas en otra empresa (Empresa delegada en el sistema de medidas). Para ello, la empresa delegada deberá estar previamente registrada en el sistema de medidas y disponer de un código de participante asociado según el apartado 3.1. Además, se deberá aportar la siguiente documentación:

- a) Solicitud de delegación a nombre de dicha empresa para lo cual enviará carta de representación de acuerdo al modelo del Anexo 1 de este procedimiento.
- b) Fotocopia de acreditación notarial del firmante como apoderado de la empresa que delega sus funciones (para el caso en que no coincida con el que solicitó el registro de la empresa delegada en el sistema de medidas).

c) Fotocopia de DNI o pasaporte del firmante (para el caso en que no coincida con el que solicitó el registro de la empresa delegada en el sistema de medidas).

Una empresa delegada adquiere la representación de todos o parte de los códigos de participante asociados a la empresa representada, y por tanto, adquiere la representación de los puntos frontera y puntos de medida asociados a dichos códigos de participante. Una delegación en una empresa quedará revocada cuando se reciba una nueva solicitud de delegación. La empresa representada será responsable de comunicar al operador del sistema la revocación de la delegación si el cese de la misma no supone una nueva delegación en otra empresa, asumiendo los perjuicios causados por este incumplimiento.

Adicionalmente, aquellas empresas que actúen como representantes de sujetos en el sistema de liquidaciones y que hayan sido admitidos según las condiciones indicadas en el P.O. 14.2, adquieren la representación en el sistema de medidas de las unidades de programación que representan y por tanto, de los puntos frontera y puntos de medida asociados a esos códigos de unidades de programación, sin que sea necesario realizar ninguna solicitud en el sistema de medidas. Este tipo de representación quedará modificada o revocada cuando se produzca cualquier cambio en la relación de las unidades de programación y puntos frontera asociados o en la relación de sujetos y unidades de programación en el sistema de liquidaciones, sin que sea necesario realizar ninguna comunicación en el sistema de medidas. Todas las comunicaciones y notificaciones se establecerán en formato electrónico.

3.3 Modificación de registro de una empresa en el sistema de medidas. Cualquier empresa podrá modificar o anular los datos y/o delegaciones anteriormente indicados de acuerdo a los canales y métodos que determine el operador del sistema.

4. Características y gestión del concentrador principal.

4.1 General. El concentrador principal 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, facilitando la información al sistema de liquidaciones y garantizando la confidencialidad de la información recibida.

El concentrador principal deberá cumplir con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y en las Instrucción Técnicas Complementarias que lo desarrollan.

En concreto, el concentrador principal recibe medidas de:

- Los puntos frontera de generación.
- Los puntos frontera de clientes tipo 1, 2 y 5.
- Los puntos frontera entre distribuidores.
- Los puntos frontera entre distribución y transporte.
- Los puntos frontera de interconexión con países vecinos.
- Los puntos frontera entre los sistemas peninsular y no peninsulares.
- Desglose de energía por CUPS de cada agregación de puntos frontera tipo 3, 4 y 5.

Adicionalmente, a efectos de liquidación del mercado, el concentrador principal recibirá de cada distribuidor, para los puntos frontera de los que este es encargado de lectura, las siguientes agregaciones:

- Agregaciones de puntos frontera de clientes de tipos de puntos de medida 3, 4 y 5.

El operador del sistema es el responsable del diseño, instalación, gestión, administración y mantenimiento del concentrador principal de acuerdo a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los responsables de concentradores secundarios y puntos de medida facilitarán al operador del sistema la información indicada en este documento a fin de asegurar el funcionamiento del sistema de información de medidas.

Si el operador del sistema detecta discrepancias entre la información remitida de medidas de puntos frontera de clientes tipo 5 y las medidas agregadas lo pondrá en conocimiento del encargado de la lectura de dichos puntos frontera para su corrección.

4.2 Características de funcionamiento del concentrador principal.

4.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y los concentradores secundarios. El canal o canales de comunicación entre el concentrador principal y cada concentrador secundario atenderán a lo indicado en el apartado 5.2.1 de este procedimiento.

4.2.2 Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y los registradores de medida. La conexión de los equipos de medida de fronteras de las que el operador del sistema es encargado de la lectura al concentrador principal podrá ser directa o a través de un concentrador secundario. Para la conexión a través de concentradores secundarios aplicará lo indicado en 5.2.2.

La conexión del resto de los equipos de medida se realizará siempre a través de concentradores secundarios de su encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el apartado 5 de este documento.

Los canales de comunicación entre el concentrador principal y los registradores de medida serán canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, GSM, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores, siempre que sea compatible con el protocolo mencionado en el siguiente párrafo. Otro tipo de canales de comunicación podrá ser acordado entre los responsables de los equipos de medida y el operador del sistema.

La comunicación entre el concentrador principal y los registradores que decidan transmitir sus medidas directamente al concentrador principal se realizará de acuerdo a las especificaciones del operador del sistema del protocolo de comunicación entre registradores y concentradores de medida. El operador del sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

4.3 Integridad de la información. Un registrador garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el concentrador principal, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del operador del sistema del Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El operador del sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

4.4 Obtención de datos de medidas.

4.4.1 Generalidades. El concentrador principal obtendrá los datos de medidas correspondientes a los puntos de medida mediante la interrogación a registradores de medida, comunicación con concentradores secundarios, o bien mediante el volcado de datos obtenidos tras lecturas locales mediante terminales portátiles de lectura, lecturas visuales o estimaciones.

4.4.2 Recepción de datos estructurales. En el concentrador principal se mantendrán los inventarios actualizados de los concentradores secundarios, equipos de medida de los que el operador del sistema es encargado de la lectura y equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la red troncal de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los responsables de equipos de medida de puntos de los que el operador del sistema es encargado de la lectura o sus empresas delegadas deberán facilitar al operador del sistema la información para la carga inicial del inventario, y/o modificaciones o bajas en el concentrador principal de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.7. «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema». Se deberá facilitar información estructural de aquellas instalaciones acogidas a

autoconsumo que permita identificar, al menos, la modalidad de autoconsumo, la identificación de la instalación de autoconsumo que relaciona las instalaciones de generación y consumidores asociados, así como las características técnicas de las instalaciones.

Los responsables de los concentradores secundarios de encargados de la lectura o sus empresas delegadas deberán facilitar al operador del sistema la información para la carga inicial y/o modificaciones en el inventario de clientes y de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura, de acuerdo a lo indicado en los procedimientos P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida» y P.O. 10.11. «Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes». Se deberá facilitar información estructural de aquellas instalaciones acogidas a autoconsumo que permita identificar, al menos, la modalidad de autoconsumo, la identificación de la instalación de autoconsumo que relaciona las instalaciones de generación y consumidores asociados, así como las características técnicas de las instalaciones.

El concentrador principal realizará la carga de los datos estructurales recibidos correspondientes a los puntos frontera indicados en el apartado 4.1. Adicionalmente, a efectos de liquidación, el concentrador principal realizará la carga de los datos estructurales recibidos correspondientes a las agregaciones indicadas en el apartado 4.1.

El operador del sistema gestionará datos estructurales hasta que afecten a meses de los que se haya realizado el cierre posterior a la corrección de medidas por aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medidas aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

4.4.3 Recepción de medidas. El concentrador principal de medidas tiene la responsabilidad de comunicar con los equipos de medida de los puntos de los que es encargado de lectura para recibir sus datos de medidas y, en su caso, sus eventos, o bien de recibirlos desde los concentradores secundarios de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5. «Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

4.4.4 Plazo de cierre de recepción de medidas. El operador del sistema cerrará los plazos de recepción de medidas según lo indicado en el P.O. 10.5.

4.4.5 Obtención de incidencias en medidas. El concentrador principal recibirá y tratará las incidencias de medidas de los puntos de medida de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

4.4.6 Obtención de preobjecciones de medidas. Una vez que el operador del sistema haya publicado a los diversos participantes las medidas del cierre del mes M+1 para instalaciones de generación y del mes M+3 para agregaciones de clientes, se abrirá el plazo de preobjecciones de medidas de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

4.4.7 Obtención de objeciones de medidas. Una vez que el operador del sistema haya publicado a los diversos participantes las medidas en cierre provisional se abrirá el plazo de objeción de medidas de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

El concentrador principal recibirá y tratará las objeciones de medidas de los puntos frontera de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

Los concentradores secundarios de los encargados de la lectura recibirán y tratarán las objeciones de medidas de las que son encargados de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

4.4.8 Programas definitivos de cierre. El concentrador principal recibirá y almacenará diariamente los programas horarios definitivos de cierre que operan en el sistema.

4.5 Tratamiento de la información. En el concentrador principal se tratará la información de medidas recibidas de los concentradores secundarios y equipos de medida, a fin de elaborar al menos la siguiente información:

- Mejor valor horario de energía en cada punto frontera o en cada agregación.
- Balances de energía por puntos frontera.
- Balances de energía por unidades de programación.

- d) Cálculo de pérdidas de la red de transporte y en las redes de distribución.
- e) Estimación de medidas en aquellos puntos donde no se disponga de medidas.
- f) Estimación de agregaciones cuando no se disponga de medidas de las mismas.
- g) Detección de discrepancias de equipos de medida principales con comprobantes/redundantes.
- h) Detección de errores por otros métodos de estimación desarrollados por el operador del sistema.

El concentrador principal pondrá a disposición del emisor los mensajes de error que se pudiesen generar como consecuencia de la información de medidas recibida no más tarde de 48 horas desde el momento de la puesta de los datos en el servidor del concentrador principal.

Los datos de inventario, medidas, incidencias y objeciones incluidos en los mensajes de error publicados por el concentrador principal se considerarán como no enviados y es responsabilidad de su emisor reenviar dichos datos corrigiendo los errores de formato.

4.6 Acceso a la información. Tendrán acceso a la información contenida en el concentrador principal los participantes en cada medida, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el Ministerio para la Transición Ecológica y las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias. El operador del sistema, como administrador del concentrador principal, gestionará el acceso a dicha información de acuerdo a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida.

4.7 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información. Los responsables de los equipos de medida podrán proponer al operador del sistema nuevos medios, protocolos de comunicación, o sistemas de integridad distintos a los descritos anteriormente.

Las propuestas se dirigirán por escrito al operador del sistema, indicando el motivo y una descripción detallada de la misma.

El operador del sistema incorporará las propuestas justificadas y que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de seguridad ya implantados.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación que ocasione la implantación del nuevo medio, protocolo o sistema de seguridad en el concentrador principal.

5. Características y gestión de los concentradores secundarios.

5.1 General. Los concentradores secundarios de medida son equipos para la captura y almacenamiento de las lecturas almacenadas en los registradores para su envío al concentrador principal u otros concentradores secundarios. Adicionalmente, los concentradores secundarios podrán capturar, almacenar y tratar otra información de uso específico sin necesidad de autorización expresa del operador del sistema, siempre que esto no afecte a los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con este procedimiento.

La existencia de concentradores secundarios asegurará la lectura de los puntos de medida a él asociados.

Cualquier sujeto del sistema eléctrico puede instalar y operar de forma voluntaria concentradores de medida secundarios de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con este procedimiento.

El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de los concentradores secundarios y sus titulares.

El titular de un concentrador secundario es responsable del mantenimiento del mismo a fin de asegurar su correcto funcionamiento durante todo su ciclo de vida.

La existencia de concentradores secundarios es obligatoria para los distribuidores que son los encargados de la lectura de los consumidores y de algunos productores. Estos concentradores secundarios deberán cumplir los requisitos de este documento junto con los indicados en el P.O. 10.11.

5.2 Características funcionales de los concentradores secundarios. Los concentradores secundarios de medidas deberán cumplir, al menos, las características que se indican a continuación:

5.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario. La comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario utilizará canales de comunicación dedicados basados en RTC, RDSI, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores siempre que sea compatible con el protocolo de comunicación entre concentrador. Otro tipo de canales de comunicación podrá ser acordado entre el titular del concentrador secundario y el operador del sistema.

La comunicación entre el concentrador principal y los concentradores secundarios de puntos de medida se realizará de acuerdo a los procedimientos P.O. 10.5 y P.O. 10.11.

La comunicación entre concentradores secundarios y concentrador principal se realizará de acuerdo a las especificaciones del operador del sistema «Protocolo de comunicaciones entre Concentradores de medida». El operador del sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas son los recogidos en la versión vigente del documento 'Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas'. La redacción y modificación de dicho documento es responsabilidad del operador del sistema y está disponible en la página web de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.

Los participantes del sistema de medidas podrán proponer al operador del sistema modificaciones a la información intercambiada y que se incorpore el mensaje que aplique a dicho documento. Las propuestas anteriormente indicadas se dirigirán por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma al operador del sistema, indicando el motivo y una descripción detallada del mensaje propuesto.

El operador del sistema tras el análisis de la información anterior decidirá la incorporación o no de la propuesta. Caso de que el operador del sistema concluya no incorporar el mensaje propuesto, justificará su negativa al proponente e informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de su decisión.

5.2.2 Canales y protocolo de comunicación entre el concentrador secundario o sistema de telegestión y los registradores de medida. Los canales de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida podrán ser líneas dedicadas, RTC, RDSI, GSM, GPRS, cualquier combinación de las anteriores o cualquier otra nueva tecnología que sustituya o complemente a las anteriores, siempre que sea compatible con los protocolos mencionados en el siguiente párrafo. Otro tipo de canales de comunicación podrá ser acordado entre el titular del concentrador secundario y los responsables de los equipos de medida.

La comunicación entre el concentrador secundario y los registradores se realizará de acuerdo a las especificaciones del operador del sistema del Protocolo de comunicación entre Registradores y Concentradores de medida. El operador del sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

La comunicación entre el sistema de telegestión y los equipos de medida se realizará de acuerdo a los protocolos que cada empresa distribuidora establezca, conforme a los sistemas de telegestión desarrollados por cada encargado de la lectura y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas según lo establecido en el artículo 9.8 del Reglamento unificado de puntos de medida.

5.3 Integridad de la información. Un concentrador secundario garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el concentrador principal, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

Los concentradores secundarios que comuniquen directamente con equipos de medida de los que no son encargados de la lectura, para transmitirla al encargado de la lectura, deberán garantizar la integridad de la información mediante firma electrónica.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del operador del sistema del Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El operador del sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

De forma análoga, un sistema de telegestión garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del equipo de medida se corresponde, byte a byte, con la recibida en el concentrador secundario, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones. El sistema debe garantizar la fiabilidad y seguridad de la información contenida y que circula por el mismo, de acuerdo con la normativa de aplicación.

5.4 Lectura de medidas y envío de medidas y eventos al concentrador principal. El titular del concentrador secundario o sistema de telegestión es el responsable de comunicar con los equipos de medida de los puntos de medida que tiene asociados para recibir sus datos de medidas, y, en su caso, sus eventos y de comunicar dichos datos y eventos al concentrador principal de medidas, según los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

5.5 Solicitud de conexión de un concentrador secundario. Los concentradores secundarios que intercambien información con el concentrador principal deberán realizar una solicitud de conexión al operador del sistema.

Las solicitudes de conexión de nuevos concentradores secundarios se realizarán por escrito por las vías que establezca el operador del sistema con, al menos, dos meses de antelación a la fecha prevista de su puesta en servicio.

La solicitud de conexión de un nuevo concentrador secundario deberá incluir al menos la siguiente información:

- a) Provincia donde estará ubicado el concentrador secundario.
- b) Modelo del concentrador secundario.
- c) Titular del concentrador secundario.
- d) Fecha prevista para la puesta en servicio del concentrador secundario.
- e) Persona y dirección de contacto del responsable del concentrador secundario.
- f) Canal de comunicación seleccionado para comunicación con el concentrador principal.

El operador del sistema enviará antes de cumplirse los veinte días naturales de la solicitud y como acuse de recibo de la información anteriormente indicada los parámetros necesarios para la configuración mutua del concentrador principal y secundario solicitante y fechas previstas para pruebas. Adicionalmente, los responsables de los puntos de medida que van a estar asociados al concentrador secundario deberán comunicar al operador del sistema las modificaciones de datos estructurales que apliquen según el P.O. 10.7.

Con la información anterior, el titular del concentrador secundario deberá enviar al operador del sistema antes de una semana desde la puesta en servicio toda la información solicitada de los puntos de medida asociados al concentrador secundario.

Todas las comunicaciones y notificaciones se establecerán en formato electrónico.

5.6 Modificación de puntos de medida asociados a un concentrador secundario. Los cambios de asociación de un punto de medida de un concentrador secundario a otro serán

comunicados al operador del sistema por los responsables de los puntos de medida de acuerdo al procedimiento de modificación descrito en el P.O. 10.7.

5.7 Notificación de incumplimiento de envío de medidas. Cada mes, el operador del sistema enviará un informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica reflejando el grado de cumplimiento en cuanto al envío de datos de medidas, en los plazos y forma establecidos en este procedimiento. Con la misma periodicidad, esta información se pondrá a disposición de cada uno de los participantes del sistema de medidas con los incumplimientos de los que son responsables, así como del resto de los participantes afectados por los incumplimientos.

Dicho informe incluirá al menos la siguiente información sobre fronteras de las que no es encargado de la lectura el operador del sistema:

- a) Distribuidores que no tienen asignado un concentrador secundario para el envío de los datos de los que actúan como encargados de la lectura.
- b) Porcentaje de medidas de fronteras de clientes y de generación puestas a disposición del operador del sistema de acuerdo a los plazos establecidos.
- c) Porcentaje de medidas agregadas de fronteras de clientes puestas a disposición del operador del sistema de acuerdo a los plazos establecidos, diferenciando medida real y medida estimada.
- d) Distribuidores que no han publicado información del acumulado por fronteras de clientes de las que son encargados de la lectura de acuerdo a los plazos establecidos.
- e) Distribuidores con demanda cero o no declarada por cada periodo de cierre.
- f) Distribuidores que no respondan de forma sistemática a las objeciones de otros participantes del sistema de medidas.

5.8 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información. Los responsables de equipos de medida o concentradores secundarios podrán proponer al operador del sistema que incorpore al concentrador principal nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información diferentes a los descritos en los apartados 5.2.1. y 5.2.2 de este documento.

Las propuestas anteriormente indicadas se dirigirán por las vías que establezca el operador del sistema, indicando el motivo, una descripción detallada de la misma y especificación funcional de su propuesta.

El operador del sistema tras el análisis de la información anterior podrá incorporar las propuestas que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de integridad ya existentes.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación y mantenimiento que ocasione el nuevo medio, protocolo o sistema de integridad de la información del concentrador principal.

En caso de que el operador del sistema concluya que no puede incorporar un sistema propuesto, justificará su negativa al proponente e informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de su decisión. En cualquier caso, el solicitante deberá abonar al operador del sistema las horas-hombre que éste dedique al análisis de la propuesta, en la forma y tarifas fijadas normativamente por el Ministerio para la Transición Ecológica.

5.9 Pruebas de nuevos concentradores secundarios. Todo concentrador secundario deberá someterse a las pruebas previas a la puesta en servicio determinadas por el operador del sistema que están a disposición de todos los sujetos. El coste de dichas pruebas será el normativamente establecido.

5.10 Sincronización de los concentradores secundarios. Los concentradores secundarios dispondrán obligatoriamente de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema, que no distorsione el cálculo de los balances de energía.

Todas las medidas de tiempo y sincronizaciones deberán estar trazadas a patrones de tiempo con trazabilidad a la hora oficial de España.

5.10.1 Comprobación de sincronismo con el concentrador principal El concentrador principal comprobará en todas las comunicaciones con cada uno de los concentradores secundarios su fecha y hora de acuerdo a la fecha y hora del concentrador principal. Si existe diferencia de hora entre el concentrador principal y secundario el concentrador principal cortará la comunicación hasta resolver y determinar la causa de falta de sincronismo y lo comunicará al responsable del mismo.

5.10.2 Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario o sistema de telegestión. Se entiende por sincronizar, a los efectos del objeto de este procedimiento, lograr que la hora de los puntos de medida coincida, dentro de una tolerancia, con una hora de referencia, según la normativa que le sea de aplicación.

Los encargados de la lectura son los responsables de sincronizar los registradores de los puntos de medida de los que son encargados de la lectura. En el caso de puntos en los que existen dos encargados de la lectura (distribuidor y operador del sistema), será el operador del sistema el responsable de la sincronización.

El concentrador secundario sincronizará los registradores que tiene conectados siempre que se establezca comunicación con el registrador.

El encargado de la lectura podrá delegar en otro concentrador la sincronización de los registradores de puntos de medida de los que es encargado de la lectura y que están conectados a través de otro concentrador secundario si se asegura que dispone de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora y que cumple los criterios establecidos por el operador del sistema para la realización de las sincronizaciones. No obstante a la delegación, los encargados de la lectura mantendrán la responsabilidad de la sincronización.

La sincronización de registradores a través de conexiones locales con TPL estará permitida si dicho TPL ha sido sincronizado previamente en un período no superior a ciento veinte (120) horas con un concentrador que garantice la exactitud de su fecha y hora.

Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente, según la normativa que le sea de aplicación.

En los sistemas de telegestión, son los concentradores terciarios –dispositivos que reciben mediante comunicación PLC los datos de los contadores conectados aguas abajo para, posteriormente, transferir dichos datos a los sistemas del distribuidor– los que disponen de un sistema para su sincronización con la hora de referencia, que después se compara con la de los contadores asociados para asegurar su sincronismo con dicha hora patrón.

Adicionalmente, un contador telegestionado puede también ser sincronizado directamente desde el sistema de telegestión y localmente, a través de su puerto óptico, según la normativa que le sea de aplicación.

Todos los sistemas de telegestión, así como los dispositivos que den trazabilidad horaria para sincronización de tiempo de los contadores de energía, deberán estar sometidos al control metrológico de acuerdo a la normativa que le sea de aplicación.

En particular, para los contadores tipo 5, dicha circunstancia se encuentra especificada en la Orden ITC 3022/2007, o norma que la sustituya, estableciéndose a tal efecto que debe estar trazado a un patrón de tiempo con trazabilidad garantizada a la hora oficial de España, y con una periodicidad diaria y distintos requisitos específicos.

Para cualquier otro contador que esté sometido a un control metrológico de carácter legal, el cumplimiento respecto a la sincronización del tiempo en el uso de tarifas horarias que sirvan de base para la facturación, el organismo o autoridad que evalúe los requisitos relativos a la medida del tiempo, deberá determinar la oportuna referencia a la trazabilidad del mismo.

6. Canales de comunicación alternativos a los concentradores secundarios. Para aquellos participantes que no tengan obligación de disponer de concentradores secundarios, el operador del sistema pondrá a su disposición un acceso web para el intercambio de información entre el concentrador principal y los distintos participantes.

El operador del sistema gestionará dicho acceso web a fin de garantizar la seguridad y confidencialidad en los intercambios de información.

En casos excepcionales que, por razones de indisponibilidad de los sistemas informáticos, fuerza mayor u otra causa justificada, no sea posible intercambiar la información de medidas prevista por los concentradores secundarios o la página web anteriormente indicada, el operador del sistema podrá, a su criterio, intercambiar información de datos de medidas con los participantes por los canales excepcionales que el propio operador del sistema establezca. El operador del sistema justificará dichas actuaciones ante los participantes afectados y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

ANEXO 1

Texto modelo para delegar funciones del responsable de punto/s de medida en otro participante del sistema de medidas

..... con CIF n.º,
con domicilio en
y en su nombre y representación D.,
con DNI n.º en uso de las facultades conferidas en escritura otorgada a su favor ante el Notario del Ilustre Colegio de
D./D.ª, el día
bajo el número de su protocolo que se adjunta.

Confiere a con CIF n.º
las facultades que a continuación se relacionan:

I.–Ejercer todas las funciones como responsable en todos (o parte) los puntos de medida que legalmente tiene establecidas. En particular, realizar el intercambio de medidas con el concentrador principal. (ver nota)

II.–Remitir al operador del sistema todos los datos de medidas de energía de los puntos de los que es responsable, aceptando las publicaciones realizadas por el operador del sistema en relación con los citados datos.

III.–Aceptar y/o objetar al operador del sistema y eventualmente con el resto de los participantes los datos de medidas finales de acuerdo a los procedimientos establecidos.

Nota: En caso de que la delegación se realice para un conjunto de puntos deberán identificarse individualmente cada una de las fronteras en la que se delega.

Firmado por persona de poder suficiente de la empresa que delega

Se adjuntarán a este anexo los siguientes documentos:

Fotocopia del DNI o pasaporte de la persona con poder suficiente firmante anterior

Fotocopia de escritura notarial de la empresa responsable del punto o puntos de medida (antes delegación) en la que figure como apoderado el firmante anteriormente indicado

P.O. 10.5 Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas

1. Objeto. Este procedimiento de operación tiene por objeto definir el tratamiento de medidas, cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas con el objeto de liquidar la energía en el mercado de producción.

Asimismo, en este procedimiento se definen los plazos establecidos para los procesos de medidas indicados en el párrafo anterior.

2. **Ámbito de aplicación.** Este procedimiento es de aplicación a los participantes en la medida del sistema de información de medidas eléctricas.

El responsable de realizar el tratamiento de medidas y el cálculo del mejor valor de energía será el encargado de la lectura de cada punto.

Independientemente de quien sea el encargado de la lectura, el operador del sistema estimará las medidas de puntos o agregaciones que su encargado de la lectura no haya enviado antes del cierre provisional al concentrador principal de acuerdo con lo establecido en el P.O. 10.4. «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».

El operador del sistema será el responsable de realizar las publicaciones de cierres de energías de acuerdo con lo indicado en este procedimiento.

Los encargados de la lectura son los responsables de resolver las objeciones de medidas o datos estructurales de acuerdo con lo indicado en este procedimiento.

Asimismo, a efectos de aplicación de este procedimiento, se entenderá como mejor valor en punto frontera al cálculo de la mejor medida 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.

3. Tratamiento de medidas de energía en puntos de medida.

3.1 **General.** El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se obtendrá a partir de las medidas de los distintos puntos de medida. El cálculo del mejor valor de energía tendrá en consideración los siguientes factores:

- Tipos de medidas en puntos de medida.
- Tipo de configuración de cálculo de energía del punto frontera.
- Proceso de validación de medidas en puntos de medida y frontera.
- Incidencias en puntos de medida.
- Proceso de comprobación de medidas.
- Prelación de medidas y procedimientos de estimación.
- Objeciones en las medidas.
- Fecha de recepción de las medidas.

Adicionalmente, aplicará este tratamiento para las medidas con las que se calcula cada uno de los componentes de la liquidación de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo de acuerdo al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, tal como se indica en este procedimiento, así como las particularidades que se detallan en el anexo 10.

3.2 **Tipos de medidas en punto de medida.** Cada punto de medida podrá tener asociadas distintas medidas, en función de su modo de obtención (lectura remota, lectura local, lectura visual o estimación), procedencia (operador del sistema, encargado de la lectura, participante responsable del punto de medida –en adelante participante 1–, participante no responsable del punto de medida –en adelante participante 2–, representante o comercializador), integridad, validación y fecha de obtención para los períodos de integración definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Las medidas pueden estar afectadas por coeficientes correctores de imprecisión. Dichos coeficientes se aplicarán a los distintos puntos de medida por imprecisiones detectadas en las verificaciones o por la utilización de equipos de medida que no cumplan los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida. El cálculo de los coeficientes de imprecisión se realizará de acuerdo con lo indicado en el Anexo 1 de este procedimiento.

Las medidas podrán ser válidas o inválidas como consecuencia de los procesos de validación, comprobación y tratamiento de incidencias y objeciones que se indican en este procedimiento.

Se distinguen los siguientes tipos de medidas:

a. **Medidas firmes.** Son las lecturas válidas obtenidas de forma local o remota de puntos de medida que cumplan los requisitos en cuanto a equipamiento, instalación e

integridad recogidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto a lo indicado en los PP.OO. 10.1 y 10.2 (puntos de medida de instalaciones inspeccionadas con contadores verificados y con firma electrónica) indicadas a continuación:

- Medidas obtenidas por conexión directa entre concentrador principal del operador del sistema y registrador con firma electrónica correcta.
- Medidas obtenidas por conexión directa entre concentrador del encargado de la lectura y registrador (Nota 1).
- Medidas obtenidas por conexión entre concentrador principal del operador del sistema y concentrador secundario voluntario de registradores con firma electrónica correcta.
- Medidas obtenidas a través de lectura mediante terminal portátil de lectura (TPL) realizada por el encargado de la lectura.
- Medidas obtenidas a través de lectura mediante terminal portátil de lectura (TPL) realizada por cualquier participante del punto de medida con firma electrónica correcta.
- Lecturas visuales para aquellos puntos de medida que no requieran de registro horario de energía realizadas por el encargado de la lectura (Nota 2).

Nota 1. Estas medidas, aunque no dispongan de firma electrónica, podrán ser consideradas firmes de acuerdo con el criterio que establezca cada encargado de la lectura.

Nota 2. Las lecturas visuales para aquellos puntos de medida que no requieran de registro horario de energía realizadas por el encargado de la lectura tendrán consideración de firmes. No obstante, toda medida visual debe ser objeto de una validación automática por parte del encargado de la lectura, de forma que se descarten valores incoherentes.

b. Medidas provisionales. Son las lecturas válidas obtenidas de forma local o remota de puntos de medida que no cumplan los requisitos en cuanto a equipamiento, instalación e integridad recogidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto a lo indicado en los PP.OO. 10.1 y 10.2 indicadas a continuación:

- Medidas obtenidas por conexión directa entre concentrador principal del operador del sistema y registrador sin firma electrónica o que no cumplen alguno de los requisitos del Reglamento unificado de puntos de medida (Nota 3).
- Medidas obtenidas por conexión entre concentrador principal del operador del sistema y concentrador secundario voluntario de registradores sin firma electrónica o cuyos equipos no cumplen alguno de los requisitos del Reglamento unificado de puntos de medida (Nota 4).
- Medidas obtenidas a través de lectura mediante terminal portátil de lectura (TPL) que no cumplen alguno de los requisitos del Reglamento unificado de puntos de medida.

Nota 3. Las medidas que tienen la consideración de provisionales por falta de carga de clave de firma electrónica acabarán siendo firmes si tras la lectura a través de TPL se comprueba la coincidencia entre la información del concentrador del encargado de la lectura con la almacenada en el registrador. Si no se comprueba por causas no imputables al operador del sistema (o no se puede comprobar por pérdida de información del registrador) dicha coincidencia antes del cierre del plazo de recepción de medidas, las medidas pasarán a considerarse estimaciones propuestas por el participante 1 al encargado de la lectura o inválidas. Adicionalmente, las medidas provisionales por incumplimientos en el Reglamento unificado que no queden resueltas antes del cierre provisional pasarán a considerarse estimaciones enviadas por el participante 1 o inválidas.

Nota 4. Las medidas que tienen consideración de provisionales por falta de envío de la firma electrónica pasarán a considerarse firmes una vez se reciba la firma electrónica correcta. Si no se envía dicha firma electrónica correcta antes del cierre del plazo de recepción de medidas, dichas medidas pasarán a considerarse estimaciones propuestas del participante 1 o inválidas. Adicionalmente, las medidas provisionales por incumplimientos en el Reglamento unificado que no queden resueltas antes del cierre provisional pasarán a considerarse estimaciones enviadas por el participante 1 o inválidas.

c. Estimaciones. Son los datos de medidas válidos de puntos de medida que no son ni firmes ni provisionales obtenidos a partir de equipos o cálculos realizados por los participantes del punto de medida indicados a continuación:

- Estimaciones del encargado de la lectura.
- Estimaciones propuestas al encargado de la lectura por el participante responsable del punto de medida o su representante (participante 1) (Nota 5).

• Estimaciones propuestas al encargado de la lectura por el participante no responsable del punto de medida (participante 2) (Nota 5).

Las estimaciones utilizadas para el cálculo de mejor valor de energía descrito en el apartado 4.5, pasarán a ser firmes tras el plazo de resolución de objeciones.

Nota 5. Las estimaciones propuestas por los participantes podrán ser admitidas o no por el encargado de la lectura. Cuando un mismo participante envíe varias estimaciones para un mismo periodo de integración, el encargado de la lectura sólo considerará el último enviado. El plazo para recepción de estimaciones propuestas por los participantes coincidirá con los plazos límite de recepción de datos de medida definidos en el apartado 8 de este procedimiento.

3.3 Proceso de validación de medidas. Los distintos tipos de medidas descritos en el apartado 3.2 deberán ser validados por los encargados de la lectura para poder ser utilizadas en el procedimiento de cálculo del mejor valor de energía en punto frontera. El encargado de la lectura establecerá uno de los estados de validación para cada medida en punto de medida:

a. Medidas válidas: Son aquellas que cumplen todas las validaciones establecidas. Una medida válida puede dejar de serlo como consecuencia del tratamiento de incidencias, por disponer de nueva información sobre la misma o por comprobaciones o validaciones posteriores realizadas por el encargado de la lectura.

b. Medidas inválidas: Son aquellas que no cumplen alguna de las validaciones establecidas. Una medida inválida puede dejar de serlo como consecuencia de análisis posteriores de su encargado de la lectura.

Los encargados de la lectura deberán poner a disposición de los participantes las medidas que pierdan la categoría de válidas junto al motivo de su invalidez.

Las medidas horarias inválidas podrán ser utilizadas, dependiendo del tipo de validación que las invalidó, para obtener el total de energía circulada en un intervalo de tiempo determinado tal como se indica en el apartado 4.4.

3.3.1 Validación de medidas. No obstante lo previsto en el apartado 3.3.2 del presente procedimiento para clientes tipo 3, 4 y 5 integrados en los sistemas de telegestión, los encargados de la lectura podrán realizar las validaciones que se describen a continuación:

a) Validación de cualificadores de registrador. Se considerarán medidas válidas las procedentes de registrador sin los bits 1, 2, 3, 5, 6 y 7 marcados. Estos bits cualificadores están detallados en el protocolo de comunicaciones 8 entre registradores y concentradores definido en el P.O. 10.4.

Se considerarán medidas no válidas las procedentes de registrador con el bit de calidad de medida 7 marcado.

Las medidas procedentes de registrador que tengan alguno de los bits 1, 2, 3, 5 y 6 marcados podrán considerarse válidas o inválidas tras los análisis que realice el encargado de la lectura.

b) Validación de integridad. Se considerarán medidas válidas las que tengan firma electrónica correcta tanto con su clave vigente como con la antigua (clave con fecha de caducidad anterior a la fecha actual).

Las medidas con firma electrónica incorrecta serán inválidas.

Los encargados de la lectura podrán considerar que todas las medidas obtenidas por comunicación directa desde su concentrador sin firma electrónica cumplen la validación de integridad.

c) Validación de eventos de registrador. Los encargados de la lectura podrán analizar los eventos generados por los registradores que consideren más adecuados a fin de validar o invalidar medidas procedentes de registrador.

Los encargados de la lectura deberán hacer públicos a los participantes los procedimientos utilizados para realizar este tipo de validaciones, en caso de que sea solicitada cualquier aclaración al respecto. Este tipo de validaciones podrá ser función del fabricante o modelo de registrador.

d) Validación de coherencia de medidas de puntos de medida. Los encargados de la lectura podrán invalidar medidas como consecuencia del análisis de datos de medida que identifiquen diferencias entre medidas horarias y lecturas absolutas de cierre diario o mensual de contador, acumulaciones horarias, periodos con energías que superan la potencia nominal del punto de medida, diferencias de valores entre distintos orígenes, pérdidas de sincronismo, comprobación frente a datos históricos y estadísticos del punto de medida u otras comprobaciones realizadas por el encargado de la lectura que identifiquen incoherencias en los datos de medida del punto de medida.

e) Validación de saldos y cierres de ATR de fronteras. Las medidas de saldos de contador o cierres de facturación de puntos de medida de clientes deberán pasar las validaciones que se indican a continuación:

i Validación por incoherencia en saldos o cierres de contador.

i.1) Las lecturas absolutas de saldos o cierres serán inferiores en valor a las lecturas de saldo o cierres realizados con posterioridad. Estas validaciones tendrán en cuenta los posibles pasos por cero del contador.

Se invalidarán individualmente los saldos o cierres que no cumplan la comprobación anterior.

i.2) El saldo total de un contador debe coincidir con la suma de todos los cierres siempre que se disponga de valor para todos y cada uno de ellos.

Caso de no cumplirse la igualdad anterior, se invalidará tanto el saldo total como cada uno de los cierres.

i.3) El número de cierres programados debe coincidir con el número de cierres para los que existe medida. Caso de no coincidir, se considerarán no válidos todos los cierres del equipo (probable programación errónea).

ii Validaciones por consumos excesivos.

ii.1) Si existe histórico de saldo de los doce últimos meses, el saldo a validar debe ser inferior al 120 % del mayor de los mismos.

ii.2) Caso de no existir el histórico anteriormente indicado, el saldo a validar debe ser inferior al producto de la máxima potencia contratada por el número de horas del periodo de saldo a considerar.

ii.3) Caso de no cumplirse cualquiera de las dos comprobaciones anteriores, no se tendrán en cuenta dichos saldos.

f) Invalidación por incumplimiento normativo. Los encargados de la lectura podrán invalidar medidas de aquellos puntos de medida en que se identifiquen incumplimientos del Reglamento unificado de puntos de medida o en 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 o en las disposiciones que lo desarrollan.

g) Validaciones como consecuencia de análisis de medidas en puntos frontera. Los encargados de la lectura podrán invalidar medidas como consecuencia del análisis de datos de medida en punto frontera que identifiquen valores incompatibles, por periodos con energías que superan la potencia nominal del punto frontera, diferencias entre medidas de distintas configuraciones de cálculo de punto frontera, comparación frente a datos históricos y estadísticas del punto frontera u otras comprobaciones realizadas por el encargado de la lectura o el operador del sistema que identifiquen incoherencias en los datos de medida del punto frontera.

h) Validaciones manuales. Los encargados de la lectura podrán invalidar medidas en punto de medida como consecuencia de análisis adicionales de la información disponible en punto de medida o frontera. Este tipo de invalidaciones, que han de ser debidamente documentadas por los encargados de lectura, aplican a periodos de integración afectados por verificación de puntos de medida, información de indisponibilidad de grupos de generación, información de instalaciones desconectadas, etc.

i) Invaldación sistemática de medidas de un punto de medida. Cuando un encargado de la lectura identifique que las medidas procedentes de un punto de medida son invalidadas sistemáticamente por cualquiera de las causas recogidas en este procedimiento o cuando siendo válidas el encargado de la lectura detecta una posible anomalía que deba ser analizada o solucionada por el responsable del punto de medida, deberá comunicarlo al participante 1 y comercializador en las fronteras de clientes, al participante 1 o representante de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura o al participante 1 para el resto de tipos de fronteras a fin de que el responsable del punto de medida solucione las causas que lo provocan.

El responsable del punto de medida dispondrá de dos meses máximo para analizar las causas de la anomalía comunicada por el encargado de la lectura.

Si el responsable del punto de medida o su comercializador o representante no comunica las conclusiones del análisis antes de dos meses desde la comunicación por parte del encargado de la lectura, todas las medidas de dicho punto de medida serán invalidadas por el encargado de la lectura hasta que se realice el análisis.

Si de los análisis se concluye que existe una avería en alguno de los equipos de medida, el responsable del punto de medida deberá solucionarla en los plazos recogidos en el artículo 14 reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, además de comunicarlo al encargado de la lectura para que éste dé de alta una incidencia según se indica en el apartado 3.4.

Si del análisis no se identifica la causa de la anomalía, se realizará una inspección y verificación de la instalación a petición del encargado de la lectura. Dicha inspección se realizará antes de los tres meses de la identificación de la anomalía por parte del encargado de la lectura. Las verificaciones e inspecciones como consecuencia de estos análisis serán costeadas:

- Si se supera la verificación correrán por cuenta del encargado de la lectura.
- Si no se supera la verificación, los gastos corren por cuenta del responsable del punto de medida. No obstante, correrán por cuenta del distribuidor los gastos ocasionados por el mal funcionamiento de un equipo de medida que haya puesto a disposición del responsable del punto de medida en alquiler.

3.3.2 Validación de medidas de clientes tipo 3, 4 y 5 con medida horaria e integrados en los sistemas de telegestión. Los encargados de la lectura deberán realizar las validaciones sobre las medidas establecidas en el apartado 4.4.6.

A los efectos de este procedimiento se entiende que un punto de medida tipo 3, 4 y 5 disponen de medida horaria cuando tenga telegestión operativa con curva de carga horaria de acuerdo con la definición que se recoge en el apartado 4.4.6.

a. Invaldación sistemática de medidas de un punto de medida: En los equipos de medida propiedad del consumidor, el procedimiento a seguir en el caso de invaldación sistemática de medidas de un punto de medida será el establecido en el apartado 3.3.1.

En el caso de equipos de medida en régimen de alquiler, cuando un encargado de la lectura identifique que las medidas procedentes de un punto de medida son invalidadas sistemáticamente por cualquiera de las causas recogidas en este procedimiento o cuando siendo válidas el encargado de la lectura detecta una posible anomalía que deba ser analizada o solucionada, deberá comunicarlo al participante 1 y al comercializador.

El encargado de la lectura dispondrá de dos meses máximo, desde la comunicación, para analizar las causas de la anomalía.

Si de los análisis se concluye que existe una avería en alguno de los equipos de medida, el encargado de la lectura dará de alta una incidencia según se indica en el apartado 3.4. y deberá solucionar la avería en los plazos recogidos en el artículo 14 reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Si del análisis no se identifica la causa de la anomalía, se realizará una inspección y verificación de la instalación a petición del encargado de la lectura. Dicha inspección se

realizará antes de los tres meses de la identificación de la anomalía por parte del encargado de la lectura. Las verificaciones como consecuencia de estos análisis serán costeadas, en su caso, por el encargado de la lectura.

3.4 Incidencias en puntos de medida.

3.4.1 General. Una medida de un punto de medida podrá tener asociada una incidencia cuando se detecte algún tipo de situación que afecte al registro de energía del periodo de integración al que corresponde (averías en los equipos de medida, medidas correspondientes a energía inyectada durante la verificación del contador, problemas de desbordamiento, sustitución de equipos de medida, detección de errores en el inventario que afecten al cálculo de la medida, etc.). Para corregir la medida puede ser necesaria alguna modificación (invalidación de medidas, modificación de datos estructurales, etc.) en el concentrador del encargado de la lectura.

El emisor de la incidencia deberá poner la información de la misma a disposición de su encargado de la lectura y del resto de participantes a través de los canales y protocolos establecidos en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

Los encargados de la lectura podrán solicitar información adicional al emisor si lo consideran necesario para resolver las incidencias comunicadas.

Las incidencias detectadas y tratadas por el propio encargado de la lectura no requieren ser comunicadas a los participantes.

No obstante, el encargado de la lectura comunicará los indicios de anomalías consecuencia del proceso de validación de medidas del 3.3. y que deben ser analizadas por el participante tal como se indica en el apartado 3.3. Si en un plazo de 2 meses, el participante no responde con el análisis de la incidencia, le será de aplicación el método de invalidación sistemática de medidas del apartado 3.3.

3.4.2 Consideraciones adicionales para incidencias de medidas de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura. Las incidencias en puntos de medida deben ser comunicadas por el participante 1 al encargado de la lectura. Cuando el participante 2 detecte cualquier incidencia, esta será remitida al participante 1 que la transmitirá a su encargado de la lectura.

Los participantes podrán enviar incidencias al operador del sistema sobre los puntos de los que este es encargado de lectura de acuerdo con los plazos establecidos en el apartado 8 de este procedimiento.

Las incidencias se comunicarán al encargado de la lectura en función de si están asociadas a datos de medidas o a datos estructurales de la siguiente forma:

- Incidencias asociadas a datos de medida de energía en puntos de medida.

Para la comunicación de una incidencia se aportará la información mínima que se indica a continuación:

- Identificación del punto de medida del que se comunica la incidencia.
- Identificación del participante 1.
- Fecha de detección de la incidencia.
- Fecha y hora de inicio de la incidencia.
- Fecha y hora de solución de la incidencia.
- Breve descripción de la incidencia.
- Cronología de actuaciones y descripción de cada una de las mismas para la solución de la incidencia por parte del responsable del punto de medida.
- Indicación de si existe acuerdo con el otro participante en la solución de la incidencia.

- Incidencias relativas a datos estructurales o configuraciones de cálculo de puntos frontera.

Las modificaciones de datos estructurales se comunicarán al encargado de lectura según lo indicado en el P.O. 10.7. «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema».

Adicionalmente, el participante 1 podrá aportar el saldo de energía para el intervalo afectado por la incidencia o propuesta de estimaciones para los periodos de dicho intervalo, que podrán ser utilizados por el encargado de lectura en el proceso de estimación que se indica en el apartado 4.4. En estos casos, el responsable del punto de medida indicará el método de obtención de los valores de energía propuestos al encargado de lectura así como si existe acuerdo con el otro participante en la propuesta de datos.

El encargado de lectura admitirá aquellas incidencias de puntos de medida que tras su estudio considere procedentes, en función de la información enviada y disponible. El encargado de lectura pondrá a disposición del participante 1 y del participante 2 la respuesta a las incidencias analizadas en cada plazo establecido en el apartado 8.

La aceptación de una incidencia que suponga la invalidación de los datos de medidas afectados por la misma, implica la obtención de un nuevo valor de energía. Para aquellos casos en que no se disponga de nueva medida firme en frontera, el encargado de lectura estimará el mejor valor según el proceso descrito en 4.4.

Independientemente de todo lo indicado sobre la comunicación y revisión de incidencias, el operador del sistema podrá desarrollar los procedimientos, canales y métodos que considere más adecuados a fin de facilitar los intercambios de información de incidencias.

El encargado de la lectura revisará y resolverá las incidencias en los plazos establecidos en el apartado 8 de este procedimiento.

3.4.3 Consideraciones adicionales para incidencias de medidas de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura. Las incidencias en puntos frontera de instalaciones de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura serán comunicadas por el representante de la instalación al encargado de la lectura. Cuando el titular de la instalación detecte cualquier incidencia, esta será remitida al representante para que la transmita a su encargado de la lectura.

El operador del sistema no recibirá información de dichas incidencias.

El plazo de emisión de incidencias y su resolución por parte del encargado de la lectura será el establecido en el apartado 8 de este procedimiento.

Las incidencias de medidas deberán ser notificadas utilizando los mismos formatos que para la solicitud de objeciones de medidas de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura. Los encargados de lectura deberán comunicar la respuesta a las incidencias, así como los motivos de su rechazo, en su caso.

3.5 Proceso de comprobación de medidas. La comprobación de una medida tiene por objeto contrastar que las medidas firmes captadas por el concentrador del encargado de la lectura coinciden con la información almacenada en un registrador de medidas. Cuando existan diferencias entre las medidas firmes almacenadas en el concentrador del encargado de la lectura y la contenida en el registrador de medidas, y sin perjuicio de las sanciones administrativas que pudieran corresponder al responsable del punto de medida o al encargado de la lectura, el encargado de la lectura o la Administración competente analizarán la causa de las discrepancias y establecerán las actuaciones para su resolución. Adicionalmente, se procederá a realizar una revisión de las medidas firmes del periodo que pudiera estar afectado por el proceso de comprobación de acuerdo con lo indicado en el artículo 30 del Reglamento unificado de puntos de medida. La frecuencia con que se comprobarán las medidas de un punto de medida serán las establecidas en las instrucciones técnicas complementarias.

Adicionalmente, para puntos en que el operador del sistema es el encargado de la lectura, el proceso de comprobación se aplicará en los casos en que a juicio del encargado de lectura sea necesario realizar lecturas visuales de contador para validar los saldos totales de energía que permitan aplicar el procedimiento indicado en el apartado 4.4.1., 'Mejor estimación posible', punto a), cuando por ausencia de medidas firmes sea necesario

realizar una estimación de medidas. En caso de que el responsable del punto no acepte que el encargado de lectura lleve a cabo estas lecturas, le será de aplicación la estimación que penaliza indicada en el apartado 4.4.1.

El coste de las lecturas de comprobación será asumido por el encargado de la lectura si las medidas del registrador coinciden con la información almacenada en el concentrador del encargado de la lectura y por el participante 1 en caso de no coincidencia.

4. Cálculo del mejor valor de energía en punto frontera.

4.1 General. El cálculo del mejor valor de energía en punto frontera lo realizará el encargado de la lectura.

Antes de los cierres provisional o definitivo cada punto frontera deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía.

El cálculo del mejor valor de energía se realizará al menos para las magnitudes de energía de acuerdo con la siguiente tabla:

Actividades de la frontera	Activa saliente	Activa entrante	Reactiva (nota 6)
Interconexiones internacionales o entre subsistemas eléctricos.	X	X	
Generación.	X		X
Distribución con distribución o transporte.	X	X	
Consumidor.		X	X

Nota 6. En fronteras de generación se registrarán las medidas de los cuadrantes 2 y 3 de energía reactiva de aquellas instalaciones donde sea necesario obtener el factor de potencia.

En fronteras de clientes en las que el cálculo del ATR utilice magnitudes de reactiva se registrarán las medidas de los cuadrantes 1 y 4 de dicha energía reactiva

El cálculo del mejor valor de energía en cada frontera puede obtenerse a partir de medidas firmes o no. La disponibilidad de medidas firmes en una frontera determinará la necesidad o no de estimar medidas para dicha frontera.

Cada punto frontera puede tener asociados para cada periodo de integración distintos valores de energía en sucesivos cierres de medidas en función de la existencia o no de medidas en cada uno de los citados cierres de los distintos tipos descritos en el apartado 3.2. de este documento.

Adicionalmente, este cálculo del mejor valor de energía aplicará para las medidas con las que se calcula 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, tal como se indica en este procedimiento, así como las particularidades que se detallan en el Anexo 10.

4.2 Tipos de configuraciones de cálculo de energía en puntos frontera. Cada punto frontera, en función de sus características, deberá disponer de una configuración principal y, si aplica, configuraciones redundante o comprobante de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida y del 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.

4.2.1 Configuración principal. Equipo de medida instalado (salvo las excepciones indicadas en los siguientes párrafos) en un punto de medida coincidente con el punto frontera que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida, salvo lo dispuesto reglamentariamente para autoconsumo, en los que podrán ubicarse en la red interior correspondiente a los sujetos participantes en dicha modalidad de autoconsumo. Dicho punto de medida deberá cumplir los requisitos

establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con lo indicado en los PP.OO. 10.1. y 10.2.

En los puntos de medida de fronteras de generación con distribución y transporte o fronteras de distribución con transporte o fronteras de clientes cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, el encargado de la lectura aplicará, a las medidas obtenidas por lectura del registrador, una corrección por pérdidas de energía activa y reactiva de acuerdo con los coeficientes correspondientes de cada magnitud indicados en el Anexo 2 de este documento.

No obstante lo anterior, en los puntos de medida de fronteras de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos o fronteras distribución - distribución cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, se aplicarán los coeficientes acordados entre los participantes. En fronteras de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos, los coeficientes deberán figurar en los contratos técnicos suscritos con el distribuidor. Si no se definen coeficientes específicos para la energía reactiva se utilizarán los mismos que para la energía activa.

La corrección por pérdidas a considerar deberá figurar expresamente en las comunicaciones de altas provisionales y definitivas descritas en el P.O. 10.1 «Condiciones de instalación de los puntos de medida» y en los contratos técnicos. En ningún caso será admisible programar el equipo de medida para que descuenten o consideren dichas pérdidas en la medida que efectúa.

Independientemente de lo indicado anteriormente, previo acuerdo entre el encargado de la lectura y los participantes de una frontera se podrán establecer puntos de medida alternativos siempre que resulte equivalente el cálculo de energía intercambiada.

4.2.2 Configuración redundante. Equipo de medida instalado en el mismo punto de medida que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de este. Dicho equipo de medida deberá cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con lo indicado en los PP.OO. 10.1. y 10.2.

En los puntos de medida de fronteras de generación con distribución y transporte o fronteras de distribución con transporte o fronteras de clientes cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, el encargado de la lectura aplicará, a las medidas obtenidas por lectura del registrador, una corrección por pérdidas de energía activa y reactiva de acuerdo con los coeficientes correspondientes de cada magnitud indicados en el Anexo 2 de este documento.

No obstante lo anterior, en los puntos de medida de fronteras de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos o fronteras distribución - distribución cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, se aplicarán los coeficientes acordados entre los participantes siempre que cumplan los requisitos establecidos en el Anexo 3 de este procedimiento. En fronteras de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos, los coeficientes deberán figurar en los contratos técnicos suscritos con el distribuidor. Si no se definen coeficientes específicos para la energía reactiva se utilizarán los mismos que para la energía activa.

Independientemente de lo indicado en el párrafo anterior, previo acuerdo entre el encargado de la lectura y los participantes de una frontera se podrán establecer puntos de medida alternativos siempre que resulte equivalente el cálculo de energía intercambiada.

4.2.3 Configuración comprobante. Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un solo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del equipo o equipos de medida que forman la configuración principal del punto frontera. Las medidas en la frontera de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal, mediante un cálculo sencillo con determinados coeficientes, que eliminen el efecto del elemento de red que pudiera existir entre ambos. Dicho/s punto/s de medida deberá/n cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida junto con lo indicado en los PP.OO. 10.1 y 10.2.

Los coeficientes correctores, siempre en sentido opuesto al participante responsable (minorando la energía suministrada y aumentando la energía adquirida por éste), se utilizarían para poder comparar los datos del equipo de medida de la configuración principal y, si fuera necesario, para sustituirlos.

Los coeficientes de energía activa (y de reactiva, si es de aplicación) se calcularán de acuerdo con lo indicado a continuación:

a. Tras el alta de puntos de medida comprobantes: Durante los primeros tres meses se utilizarán los coeficientes correspondientes de cada magnitud indicados en el Anexo 2 de este documento, si fuera necesario utilizar las medidas de los puntos de medida comprobantes.

Después de los primeros tres meses indicados en el párrafo anterior, a solicitud de cualquiera de los participantes, y una vez se disponga simultáneamente de medidas de configuraciones principal y comprobante durante más de un mes consecutivo, siendo ambas medidas firmes, completamente válidas y cumpliendo todos los requisitos, se calcularán los coeficientes, si fuera necesario, de acuerdo con lo indicado en el Anexo 4 de este documento, aplicando dichos coeficientes de la misma forma que en el apartado b).

b. Coeficientes a partir de registros históricos: A solicitud del propietario o su representante, y con una frecuencia no inferior a dos años, se calcularán los coeficientes correspondientes a la configuración comprobante de acuerdo con lo indicado en el Anexo 4 de este documento.

Dichos coeficientes se utilizarían, si fuera necesario, para sustituir las medidas de la configuración principal por los de la configuración comprobante, en el caso de ausencia de medidas o avería en el primero.

Los coeficientes propuestos deberán cumplir los requisitos establecidos en el Anexo 3 de este procedimiento. En fronteras de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos, los coeficientes deberán figurar en los contratos técnicos suscritos con el distribuidor. Si no se definen coeficientes específicos para la energía reactiva se utilizarán los mismos que para la energía activa.

4.3 Cálculo del mejor valor de energía de un punto frontera. El encargado de la lectura asignará para cada punto frontera el mejor valor horario de energía activa y de reactiva, si es de aplicación, de cada periodo de integración, a partir de las medidas válidas de punto de medida de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.

La energía en frontera será la medida válida o combinación de medidas válidas de mejor prelación posible de las indicadas a continuación (de mayor a menor prelación):

1. Medidas firmes en configuración principal. La medida del punto frontera se corresponderá con la medida firme del punto de medida principal. La medida firme del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 4.2.2, en caso de que se hubiera admitido explícitamente como configuración principal del punto frontera un punto de medida cuya ubicación no coincida con la del punto frontera.

Para fronteras que de acuerdo con el Reglamento unificado de puntos de medida no requieran de equipo de medida horario se obtendrán a partir del saldo de contador principal (firme) perfilado de acuerdo con el perfil y método de cálculo a efectos de liquidación de energía vigente establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica. Para el caso de fronteras de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos, en tanto no exista método específico, se utilizarán los perfiles definidos en la normativa de aplicación.

2. Medidas firmes en configuración redundante. La medida del punto frontera se corresponderá con la medida firme del punto de medida redundante. La medida firme del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 4.2.3, en caso de que se hubiera admitido explícitamente como configuración redundante del punto frontera un punto de medida cuya ubicación no coincida con la del punto frontera.

3. Medidas firmes de equipos de medida en configuración comprobante. La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas firmes de los puntos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 4.2.4.

4. Medidas provisionales en configuración principal. La medida del punto frontera se corresponderá con la medida provisional del punto de medida principal. La medida provisional del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 4.2.2, en caso de que se hubiera admitido explícitamente como configuración principal del punto frontera un punto de medida cuya ubicación no coincida con la del punto frontera.

5. Medidas provisionales en configuración redundante. La medida del punto frontera se corresponderá con la medida provisional del punto de medida redundante. La medida provisional del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 4.2.3, en caso de que se hubiera admitido explícitamente como configuración redundante del punto frontera un punto de medida cuya ubicación no coincida con la del punto frontera.

6. Medidas provisionales en configuración comprobante. La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas firmes y provisionales de los puntos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 4.2.4.

Las medidas en frontera de prelación 4, 5 y 6 descritas anteriormente, que tienen la consideración de provisionales, deberán pasar a ser consideradas medidas firmes, medidas inválidas o estimaciones propuestas por el responsable del punto de medida, cuando siendo válidas no puedan ser consideradas firmes, antes del cierre provisional de medidas de acuerdo con lo descrito en el apartado 3.2.

4.4 Cálculo del mejor valor de energía estimado en punto frontera. Todo punto frontera o agregación debe tener una medida asignada en el cierre provisional. Con este objetivo, el encargado de la lectura estimará el mejor valor horario de energía de cada periodo de integración para el que no es posible asignar una medida según el apartado anterior.

Los datos disponibles que podrán ser utilizados para el cálculo de la mejor estimación de un punto frontera serán los que se indican a continuación:

- Datos de medidas estimadas descritos en el apartado 3.2.
- Saldo total de energía del intervalo de periodos a estimar validado por el encargado de la lectura.
- Otras informaciones válidas a criterio del encargado de la lectura.

Para la obtención del mejor valor estimado en frontera se establecen distintos procedimientos de acuerdo con lo indicado a continuación.

4.4.1 Fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema. La estimación de medidas se realizará de acuerdo con uno de los dos procedimientos que se indican a continuación:

Estimación que penaliza al responsable del punto de medida. El encargado de lectura aplicará una estimación que penalice al responsable del punto de medida en los casos en que la ausencia de medida para un periodo de integración sea debida a cualquiera de los siguientes motivos:

- Ausencia de medidas firmes o provisionales sin disponer de incidencia asociada según el apartado 3.4, siempre que la ausencia de medidas no sea por causas imputables al operador del sistema.
- Invalidación de medidas por falta de integridad sin justificar por parte del responsable a través de incidencia asociada según el apartado 3.4.

- Invalidación de medidas por incumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida o del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Invalidación de medidas por causa sistemática sin solucionar en plazos establecidos.
- No aceptación del responsable del punto de medida de una solicitud de lectura visual como consecuencia de un proceso de comprobación según apartado 3.5.
- Otras invalidaciones que a criterio del encargado de la lectura son consecuencia de incumplimientos o dejación de funciones por parte del responsable del punto de medida.

El encargado de lectura estimará en función del tipo de frontera y sentido de energía de la siguiente forma:

- Para puntos frontera de generación:
 - Energía activa saliente: 0 kWh
 - Energía activa entrante: energía correspondiente a la potencia máxima entrante.
- Para puntos frontera de distribución con transporte o distribución:
 - Energía activa saliente: 0 kWh
 - Energía activa entrante: energía correspondiente a la potencia máxima entrante.

Estimación que no penaliza al responsable del punto de medida: Mejor estimación posible.

En los casos en que la ausencia de medida para un periodo de integración no sea debida a cualquiera de los motivos indicados en el apartado anterior, el encargado de lectura obtendrá la mejor estimación posible atendiendo a los siguientes criterios generales:

a. Si existe medida válida del saldo total de energía del intervalo de periodos a estimar, la suma de las estimaciones de los periodos coincidirán con el valor de dicho saldo. El saldo del total de energía podrá obtenerse a través de los siguientes métodos:

- Lecturas visuales de contador realizadas por el encargado de lectura.
- Cierres diarios o mensuales de contador validados por el encargado de lectura.
- Medidas inválidas según el procedimiento de validación del apartado 3.3. que aun habiendo sido invalidadas al no ser correcto el perfil del intervalo pueden aportar información para la obtención del saldo del intervalo de periodos a estimar.
 - Saldo de energía aportado por el responsable del punto de medida para un intervalo de periodos afectados por una incidencia comunicada según el apartado 3.4. y validado por el encargado de lectura.

b. Los participantes del punto frontera podrán proponer al encargado de lectura las estimaciones que consideren oportunas para los periodos a estimar por el encargado de lectura. Estas estimaciones podrán ser admitidas o no por el encargado de lectura y deberán ser sometidas al procedimiento de validación del apartado 3.3. Las estimaciones propuestas deberán llevar indicación del método por el que se han obtenido, y que puede ser:

- Registrador de medidas.
- Acumulación de impulsos de contador obtenido por el participante.
- Integral de telemedida de potencia realizada por el participante.
- Estimador de estado del participante.
- Saldo total de energía modulado.
- Otros métodos.
- Para el caso de que el participante proponga varias estimaciones para el mismo periodo de integración, el encargado de lectura considerará únicamente la última estimación propuesta, con independencia del método por el que ésta haya sido obtenida.

c. Adicionalmente, el encargado de lectura podrá disponer de las estimaciones validadas según el procedimiento de validación del apartado 3.3. y obtenidas por los siguientes métodos de mayor a menor prelación:

- Indisponibilidad de grupo o instalación fuera de servicio o desconectada.
- Acumulación de impulsos de contador obtenido por el encargado de lectura.
- Integral de telemedida de potencia realizada por el encargado de lectura.
- Estimador de estado del encargado de lectura.

d. Para los casos en los que la medida del punto frontera se obtenga como combinación de medidas de varios puntos de medida y no se dispongan de medidas firmes de todos los puntos de medida, el encargado de lectura podrá estimar la medida en punto frontera combinando las medidas firmes de los puntos de medida para los que sí se disponga de medidas firmes con la mejor estimación posible de los otros puntos de medida que intervienen en la configuración y para los que sea necesario aplicar el procedimiento de estimación. En este caso, la medida en punto frontera estará calificada con el tipo de medida correspondiente a la medida de peor calidad de las utilizadas.

La energía en frontera será la estimación o combinación de estimaciones/medidas firmes válidas de mejor prelación posible de las indicadas a continuación (de mayor a menor prelación):

1. Si existen medidas estimadas propuestas por ambos participantes, validadas por su encargado de lectura según el procedimiento de validación del apartado 3.3. y éstas son coincidentes con una tolerancia del 5%, se tomará como medida la media de ambas estimaciones. Si adicionalmente existe saldo obtenido según lo indicado en el punto a) de este apartado, se mejorará la estimación utilizando dicho saldo.

2. Si existen medidas estimadas propuestas por ambos participantes, validadas por su encargado de lectura según el procedimiento de validación del apartado 3.3. y éstas no son coincidentes con una tolerancia del 5%, el encargado de lectura estimará en función del sentido de energía de la siguiente forma:

- Energía activa saliente: la menor estimación de las disponibles, incluida las del encargado de lectura, si existiesen, indicadas en el punto c). Si adicionalmente existe saldo obtenido según lo indicado en el punto a) de este apartado, se mejorará la estimación utilizando dicho saldo.

- Energía activa entrante: la mayor estimación de las disponibles, incluida las del encargado de lectura, si existiesen, indicadas en el punto c). Si adicionalmente existe saldo obtenido según lo indicado en el punto a) este apartado, se mejorará la estimación utilizando dicho saldo.

3. Si existen medidas estimadas propuestas por un único participante, validadas por el encargado de lectura según el procedimiento de validación del apartado 3.3., y existiese estimación del encargado de lectura según lo indicado en el punto c), se realizará la estimación conforme a los puntos 1 y 2, en función de la comparación de ambas estimaciones.

4. Si existen medidas estimadas propuestas por un único participante, validadas por el encargado de lectura según el procedimiento de validación del apartado 3.3., y no existe estimación del encargado de lectura según lo indicado en el punto c), se utilizarán aquellas medidas en la estimación. Si adicionalmente existe saldo obtenido según lo indicado en el punto a) de este apartado, se mejorará la estimación utilizando dicho saldo.

5. Si existe estimación del encargado de lectura según lo indicado en el punto c) y no existen medidas estimadas propuestas por los participantes, se utilizará dicha medida en la estimación. Si adicionalmente existe saldo obtenido según lo indicado en el punto a) de este apartado, se mejorará la estimación utilizando dicho saldo.

6. Si solo existe como dato válido el saldo obtenido según lo indicado en el punto a) de este apartado, el encargado de lectura estimará a partir de uno de los siguientes

métodos de modulación de saldo, elegido en función del tipo de punto y otros aspectos a criterio del encargado de lectura:

- Estimación en base a históricos según se indica en apartado 3.2. del Anexo 5.
- Estimación en base al programa de venta o compra (corregido o no por un desvío histórico calculado o constante) de la unidad de programación a la que pertenece el punto frontera.
- Interpolación de medidas firmes en periodos de los extremos.
- Perfil plano.
- Otros métodos.

7. Si no existe ningún dato que se considere válido, y el número consecutivo de periodos sin medida sea igual o inferior a 3 periodos de integración, el encargado de lectura estimará a partir de uno de los siguientes métodos, en función del tipo de punto y otros criterios adicionales:

- Estimación en base a históricos según se indica en el apartado 3.1. del Anexo 5, para huecos iguales o inferiores a 3 periodos de integración.
- Interpolación de medidas firmes en periodos de los extremos.
- Suma de medidas cuarto-horarias válidas del periodo a estimar.
- Otros métodos.

8. Si no existe ningún dato que se considere válido, y el número consecutivo de periodos sin medida sea superior a 3 periodos de integración, el encargado de lectura estimará en función del tipo de frontera y sentido de energía de la siguiente forma:

- Para puntos frontera de generación:
 - Energía activa saliente: 0 kWh.
 - Energía activa entrante: energía correspondiente a la potencia máxima entrante.
- Para puntos frontera de distribución con transporte o distribución:
 - Energía activa saliente: 0 kWh.
 - Energía activa entrante: energía correspondiente a la potencia máxima entrante.

Para el caso en que por la información disponible no sea posible aplicar el proceso de estimación o a criterio del encargado de la lectura la estimación realizada no resulte válida, el encargado de la lectura podrá realizar una estimación técnicamente justificada, cuya metodología deberá ser puesta a disposición de los participantes que lo soliciten.

4.4.2 Fronteras tipos 1, 2, 3 y 4 de clientes con medida horaria y no integrados en los sistemas de telegestión. La estimación de medidas se realizará de acuerdo con uno de los dos procedimientos que se indican a continuación:

Estimación que penaliza al consumidor. En puntos frontera de clientes tipos 1, 2, 3 y 4, en los que el consumidor o comercializador es propietario del equipo de medida y se den cualquiera de las situaciones que se describen a continuación:

- Cuando no sea posible la toma de lectura local por TPL, por imposibilidad de acceso a los equipos del consumidor, siempre que la responsabilidad sea achacable a dicho consumidor.
- Cuando no sea posible la toma de lectura por avería del registrador y el encargado de la lectura no disponga de una incidencia comunicada por el consumidor según apartado 3.4. de este procedimiento.
- Cuando no sea posible la toma de lectura por avería del registrador y se hayan superado por el consumidor los plazos establecidos para la resolución de dicha avería desde la comunicación de la misma por parte del encargado de la lectura.

- En el caso de puntos tipos 1 y 2, cuando no sea posible la toma de lectura por teled medida debido a avería del módem y el encargado de la lectura no disponga de una incidencia comunicada por el consumidor según apartado 3.4. de este procedimiento.
- En el caso de puntos tipos 1 y 2, cuando no sea posible la toma de lectura por teled medida debido a avería del módem y se hayan superado por el consumidor los plazos establecidos para la resolución de dicha avería desde la comunicación de la misma por parte del encargado de la lectura.
 - Cuando el registrador no funcione adecuadamente, proporcionando una medida inválida y el encargado de la lectura no disponga de una incidencia comunicada por el consumidor según apartado 3.4. de este procedimiento.
 - Cuando no sea posible la toma de lectura, local o remota, debido a que el propietario de los equipos de medida no comunique al encargado de la lectura los parámetros necesarios para tomar la lectura, local o remota.
 - Otras invalidaciones como consecuencia de incumplimientos o dejación de funciones por parte del consumidor o propietario del equipo de medida.

El encargado de la lectura estimará la energía de acuerdo con el siguiente criterio:

- Energía activa saliente: 0 kWh
- Energía activa entrante: energía correspondiente a la potencia máxima contratada multiplicada por su factor de utilización (relación entre el tiempo de operación del suministro y el tiempo que está disponible; por defecto se utilizará un factor de utilización de larga duración (575 h/mes)). Es decir, se penaliza con la potencia contratada por el máximo factor de utilización, el de larga duración.

Estimación que no penaliza al consumidor: Mejor estimación posible.

En caso de no disponer de valor de energía de acuerdo con lo indicado en 4.3 y no ser de aplicación la estimación que penaliza, el encargado de la lectura estimará un valor de energía en función de los datos disponibles atendiendo al siguiente orden de prelación (de mayor a menor prelación):

1. Estimación de energía a partir de cierres de ATR. La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con los cierres de ATR de contador validados de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.3. de este documento. Se pueden dar dos casos:

a. En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida sea inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.3. del Anexo 5.

b. En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida sea superior a tres, el periodo a estimar no supere más de treinta y un días consecutivos y no haya cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.4. del Anexo 5.

2. Estimación de energía horaria basada en el histórico del punto de medida principal modulado con su saldo. La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con el saldo de contador validado de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.3 de este documento. Se pueden dar dos casos:

a. En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida sea inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.5 del anexo 5.

b. En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida sea superior a tres, el periodo a estimar no supere más de treinta y un días consecutivos y no haya cambio de mes en las

medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.6. del anexo 5.

3. Estimación basada en histórico del punto de medida principal (sin datos de saldo o de cierre de ATR). La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal. Se pueden dar dos casos:

a. En el supuesto de falta uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida sea inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.1. del Anexo 5.

b. En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida sea superior a tres, el periodo a estimar no supere más de treinta y un días consecutivos y no haya cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.2. del Anexo 5.

4. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida. En el supuesto de falta de medidas de periodos así como suficientes datos horarios históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de energías basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida, cuya metodología deberá ser puesta a disposición de los participantes que lo soliciten.

a. Serán estimaciones técnicamente justificadas aquellas que afecten a la indisponibilidad de equipo de medida por causas fortuitas o intencionadas o a la suspensión del suministro eléctrico por motivos técnicos o actuaciones relacionadas acciones de corte y reconexión.

b. En el supuesto de ausencia de medidas por suspensión del suministro justificada técnicamente la estimación será 0 kWh.

5. Estimación de energía horaria realizada basada en un factor de utilización del 33%. Estimación de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer el 33% de la potencia contratada circulando constantemente durante todos los períodos de integración.

4.4.3 Fronteras tipo 3 y 4 de instalaciones de generación con medida horaria y no integrados en los sistemas de telegestión. El encargado de la lectura aplicará el procedimiento de estimación descrito en 4.4.1 para fronteras tipo 3 y 4 de generación de instalaciones de generación cuyo encargado de la lectura es el distribuidor.

4.4.4 Fronteras tipo 4 de clientes sin medida horaria. En el caso de no disponer de valor de energía de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.4, el encargado de lectura calculará el mejor valor para cada periodo de un punto frontera, en función de los datos de medidas disponibles de cierre atendiendo al siguiente orden de prelación (de mayor a menor prelación):

1. Estimación de medida de cierre a partir de datos históricos. La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir de una estimación a partir de históricos de cierres. Se pueden dar tres casos:

a. En el supuesto que sólo falte uno de los cierres disponiendo del resto de los cierres y del saldo validado de acuerdo con lo indicado en el 3.3. de este documento, la estimación del cierre a estimar será la diferencia entre el saldo y el sumatorio de los cierres disponibles. En el supuesto que falte más de uno de los periodos de cierre y se disponga del saldo validado de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.3. de este documento, la estimación se realizará de acuerdo con el procedimiento descrito en el apartado 4.2. del Anexo 5.

b. En el supuesto que falten más de uno de los periodos de cierre y no se disponga de saldo validado de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.3.5. de este documento, la estimación de los cierres se realizará de acuerdo con el procedimiento descrito en el apartado 4.1 del anexo 5.

2. Estimación de medidas a partir del saldo de contador si no se dispone de histórico. La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir del saldo total validado de acuerdo con lo indicado en el 3.3. de este documento. Se pueden dar dos casos:

a. En el caso de que sólo falte uno de los cierres disponiendo del saldo validado según lo indicado en el apartado 3.3. de este documento, la estimación del cierre será la diferencia entre el saldo y la suma del resto de los cierres.

b. En el supuesto de que falten más de uno de los cierres disponiendo del saldo validado según lo indicado en el apartado 3.3. de este documento, cada uno de ellos se calculará de acuerdo con el procedimiento descrito en el apartado 4.3. del Anexo 5.

3. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida. En el supuesto de falta de medidas de periodos así como de suficientes datos de cierres históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de cierres basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida, cuya metodología deberá ser puesta a disposición de los participantes que la soliciten.

Serán estimaciones técnicamente justificadas aquellas que afecten a la indisponibilidad de equipo de medida por causas fortuitas o intencionadas o a la suspensión del suministro eléctrico por motivos técnicos o actuaciones relacionadas acciones de corte y reconexión.

En el supuesto de ausencia de medidas por suspensión del suministro justificada técnicamente la estimación será 0 kWh.

4. Estimación basada en factor de utilización del 33 %. Estimación de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer el 33% de la potencia contratada circulando constantemente durante todo el periodo a estimar.

Los valores de energía horarios se obtendrán a partir del saldo obtenido según lo indicado en el apartado anterior perfilado de acuerdo con el perfil y método de cálculo a efectos de liquidación de energía vigente establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica.

4.4.5 Fronteras tipo 5 de clientes sin medida horaria.

- Obtención del/los saldo/s. En el caso de no disponer de valor de energía de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.3., el encargado de lectura estimará el mejor valor de un punto frontera, en función de los datos de medidas disponibles atendiendo al procedimiento descrito en la Resolución de 14 de mayo de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas, y sus modificaciones, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con medidas reales.

- Perfilado. Los valores de energía horarios se obtendrán a partir del saldo obtenido según lo indicado en el apartado anterior, perfilado de acuerdo con el perfil final y método de cálculo a efectos de liquidación de energía vigente establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica en virtud de lo establecido en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

4.4.6 Fronteras tipo 3, 4 y 5 de clientes con medida horaria e integrados en los sistemas de telegestión.

4.4.6.1 Definiciones y principios generales. Se incluyen a continuación las definiciones que aplican a las fronteras de clientes tipos 3, 4 y 5 con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión:

- Lectura o medida real: las lecturas remotas, locales y visuales validadas por el encargado de la lectura. En los equipos situados en puntos frontera de clientes tipos 3, 4

y 5 y efectivamente integrados en el sistema de telegestión la lectura visual o local se realizará excepcionalmente y por causas justificadas.

- Lectura absoluta: medida de energía acumulada total por periodo tarifario registrada por el equipo de medida desde 0 kWh.
- Resumen diario: registro almacenado en el equipo de medida del valor a las 00:00 h de cada día de los totalizadores absolutos (valores totales y por periodos tarifarios) de las 6 magnitudes de energía (activa de entrada o consumida, activa de salida o generada y reactivas de los cuatro cuadrantes).
- Saldo ATR: la energía consumida, en cada período tarifario, utilizada para facturar el término de energía de los peajes de acceso. Se obtendrá como la diferencia en kWh, en cada periodo tarifario, entre las lecturas absolutas del día inicial y final del periodo de facturación. Dichas lecturas serán tomadas a las 00:00 horas, excluyendo el día inicial e incluyendo el día final del periodo de facturación.
- CCH_BRUTA: CCH bruta. Es la CCH tal y como queda registrada en el equipo de medida y obtenida por el encargado de la lectura, bien de forma remota, local o visualmente, sin haber sido sometida a ningún proceso de validación ni estimación.
- CCH_VAL: CCH validada. Es la CCH resultante después de someter a la CCH_BRUTA al proceso de validación definido en el presente procedimiento.
- CCH_FACT: CCH a efectos de facturación al consumidor, en los casos que corresponda. Es la CCH después de ser validada, tratadas sus anomalías y, en su caso, estimados los huecos horarios de la misma de acuerdo al presente procedimiento.

La curva de carga horaria utilizada para la facturación de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (CCH_FACT) será igualmente utilizada para el cálculo de la agregación de puntos fronteras de clientes tipo 5 a efectos de liquidación de la energía en el mercado de producción de acuerdo con lo establecido en el P.O.10.6. «Agregaciones de puntos de medida»

Este apartado también será de aplicación a los clientes tipo 3 y 4 en baja tensión integrados en los sistemas de telegestión. Para la obtención de la curva de carga horaria y el saldo ATR utilizados para la facturación se tendrán presente las siguientes consideraciones:

Criterios para la validación de la medida. Las medidas obtenidas por el encargado de la lectura tanto de la CCH_BRUTA como las absolutas necesarias para el cálculo de los saldos de ATR, así como dichos saldos deberán ser previamente validadas por los encargados de la lectura para poder ser utilizadas en los procesos de facturación.

El encargado de la lectura establecerá uno de los siguientes estados de validación para cada medida o saldo ATR:

- Medida o saldo ATR válido: Medida o saldo ATR que cumple todas las validaciones establecidas. Una medida o saldo ATR válido puede dejar de serlo como consecuencia del tratamiento de incidencias, por disponer de nueva información sobre dicha medida o por comprobaciones o validaciones posteriores realizadas por el encargado de la lectura.
- Medida o saldo ATR inválido: Medida o saldo ATR que no cumple alguna de las validaciones establecidas. Una medida o saldo ATR inválido puede dejar de serlo como consecuencia de análisis posteriores de su encargado de la lectura.

Validación de la curva de carga horaria.

Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones de las medidas horarias de las curvas de carga horarias CCH obtenidas de forma remota por los sistemas de telegestión (CCH_BRUTA) y excepcionalmente a través de TPL:

- Validación de bit de calidad: Se considerarán medidas válidas las que tengan el bit de calidad correcto. Este bit de calidad será el detallado en el protocolo correspondiente a cada modelo de contador. En cualquier caso, deberá existir un bit de calidad relacionado con la falta de sincronización de los equipos.
- Validación de eventos: Se considerarán medidas inválidas las que considere el encargado de lectura como consecuencia del análisis de los eventos aportados por el contador (opcional).

- Validación de integridad: Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con las comprobaciones de integridad que aseguren que el origen inequívoco de las medidas.
- Validaciones de fecha: Se considerarán medidas inválidas aquellas con hora distinta de XX:00:00, fuera de rango del periodo a facturar, fechas futuras, fechas inexistentes o incoherentes para los periodos de cambio horario, fechas anteriores al inicio de contrato y similar.
- Validación de consumo excesivo: Se considerarán medidas inválidas aquellas cuyo valor de energía activa sea superior a:
 - 55 kWh en consumidores tipo 5,
 - 220 kWh en consumidores tipo 4, y
 - 2.000 kWh en consumidores tipo 3.
- Validaciones de comprobación de coherencia con otros orígenes de medida: Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con comprobaciones que identifiquen incoherencias en la medida con otros orígenes de la medida (opcional).
- Otras validaciones: Se considerarán medidas inválidas las que no cumplan con otras comprobaciones realizadas por el encargado de la lectura que identifiquen incoherencias en los datos de la curva de carga horaria (opcional).

Validación de los resúmenes diarios o lecturas absolutas. Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones de los resúmenes diarios o lecturas absolutas obtenidas de forma remota por los sistemas de telegestión que vayan a ser utilizados para calcular el saldo ATR:

- Validación de bit de calidad: Se considerarán válidas para el cálculo de un saldo ATR las lecturas absolutas que tengan el bit de calidad correcto. Este bit de calidad será el detallado en el protocolo correspondiente a cada modelo de contador.
- Validación de eventos: Se considerarán lecturas absolutas inválidas para el cálculo de un saldo ATR las que considere el encargado de lectura como consecuencia del análisis de los eventos aportados por el contador (opcional).
- Validación de integridad: Se considerarán lecturas absolutas inválidas para el cálculo de un saldo ATR las que no cumpla con las comprobaciones de integridad que aseguren el origen inequívoco de las medidas.
- Validaciones de fecha: Se considerarán inválidas para el cálculo de un saldo ATR las lecturas absolutas con hora distinta de 00:00, fechas futuras, fechas inexistentes o incoherentes para los periodos de cambio horario, fechas anteriores al inicio de contrato y similar.

Se considerará inválida la lectura absoluta inicial distinta a la última fecha validada o a la fecha de inicio del contrato.

Se considerará inválida la lectura absoluta final posterior a la fecha de fin de contrato.

Validaciones de las lecturas locales y visuales por el encargado de la lectura. Los encargados de la lectura deberán validar las lecturas locales o visuales que vayan a ser utilizados, en su caso, para calcular el saldo ATR, usando los criterios de validación de los resúmenes diarios o lecturas absolutas establecidos en el apartado anterior, que apliquen.

Validaciones a las lecturas comunicadas por clientes (autolecturas). Los encargados de la lectura deberán validar las autolecturas que vayan a ser utilizadas, en su caso, para calcular el saldo ATR, comprobando que:

- No faltan ni sobran periodos con lectura aportada respecto a los periodos de la tarifa contratada.
- El número de dígitos de la lectura no supera al registrado en el sistema.
- La lectura es mayor o igual que la última lectura real empleada para facturar el suministro.
- La fecha de la lectura es mayor que la fecha de la última lectura facturada para el suministro.

Validación de saldo ATR. Los encargados de la lectura deberán realizar las siguientes validaciones del saldo ATR:

Se considerará inválido el saldo ATR en el que la lectura absoluta final sea inferior a la lectura absoluta inicial. Esta validación tendrá en cuenta los posibles pasos por cero del contador. En el caso de no cumplirse la comprobación anterior se invalidará el saldo total y, para suministros con varios periodos tarifarios o discriminación horaria, se invalidará cada uno de los saldos.

Asimismo, para suministros con varios periodos tarifarios o discriminación horaria, el consumo totalizado debe ser igual a la suma de consumos por periodo tarifario. El número de periodos tarifarios programados debe coincidir con el número de periodos tarifarios para los que existe medida. Caso de no coincidir, se considerarán no validos todos los saldos por periodo del equipo.

Validación de coherencia de la CCH_VAL con el saldo ATR. En los casos en los que se disponga de saldo ATR válido y de CCH válida completa, los encargados de la lectura deberán comprobar que la diferencia por periodo tarifario entre el saldo ATR y la suma de todas las medidas válidas de la CCH correspondientes a cada periodo tarifario, para el periodo de facturación, sea menor que 1 kWh en términos absolutos. En caso contrario, se invalidarán las medidas de la curva de carga horaria y se procederá según se indica para el proceso de estimación de la CCH que se describe en el apartado 4.4.6.2. En estos casos, el encargado de lectura dará de alta una incidencia.

En el caso de saldos de ATR obtenidos con una lectura absoluta en una hora distinta de las 00:00, la comparación con la CCH se realizará teniendo en cuenta la hora real de la lectura absoluta. En caso de que el minutaje de dicha lectura absoluta sea distinto de cero, se considerará que está tomado en la hora anterior o posterior más cercana.

La curva de carga horaria CCH_FACT puesta a disposición de los comercializadores en aquellos puntos de suministro no acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor será igualmente utilizada para el cálculo de la agregación de puntos fronteras de clientes tipo 5 a efectos de liquidación de la energía en el mercado de producción de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 10.6

Una vez calculado el mejor valor de energía en un punto frontera tipo 5 de clientes con medida horaria de acuerdo con lo indicado anteriormente, la medida en dicho punto frontera estará calificada con el tipo de medida que se indica a continuación.

4.4.6.2 Proceso de tratamiento y estimación de la CCH.

a) Plazos. Los plazos para las validaciones de las medidas de las curvas de carga horarias de clientes tipo 3, 4 y 5 conectados a las redes de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión, serán los siguientes:

- Medidas de la CCH: Las validaciones de bit de calidad y consumo excesivo se realizarán al día siguiente de la recepción de la CCH. Las validaciones de la CCH_BRUTA se realizarán semanalmente.

- Lecturas absolutas para el cálculo de facturación de ATR: Mensualmente hasta el 5.º día hábil posterior a la fecha final del periodo de facturación según el procedimiento recogido en la normativa vigente en cada momento.

- Validaciones de coherencia entre la medida de la CCH y saldos de ATR: Mensualmente hasta el 5.º día hábil posterior a la fecha final del periodo de facturación.

b) Captación de medidas. Para la facturación del peaje de acceso, los plazos de registro del consumo no serán superiores a los tres días anteriores o posteriores a la finalización del mes a contar desde el último registro del consumo realizado, tal y como se establece en el apartado 2 del artículo 5 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

La captación de la CCH deberá realizarse, como mínimo, con una periodicidad semanal.

La captación de la CCH se prolongará, salvo que se obtenga una CCH completa y sin huecos, hasta el tercer día posterior a la finalización del mes a contar desde el último registro del consumo realizado, tratando de recuperar al menos diariamente los huecos existentes en la CCH correspondiente a los registros horarios de consumo del periodo de facturación. No obstante lo anterior, la recuperación de los huecos podrá extenderse durante un periodo superior siempre que la puesta a disposición de la CCH_FACT a las comercializadoras no se demore más que el plazo establecido en el PO 10.11.

Los encargados de la lectura realizarán las validaciones de la curva de carga horaria, de los resúmenes diarios o lecturas absolutas, del saldo ATR y de la coherencia de la CCH_VAL con el saldo ATR en los términos y los plazos establecidos en el punto a) del apartado 4.4.6.2.

Una vez superados los plazos señalados para la recuperación de los huecos y validación de las medidas, podrán presentarse las situaciones contempladas en la siguiente tabla, debiéndose aplicar el proceso de tratamiento y/o estimación indicado:

Situación tras fase de validación		Situación tras fase de tratamiento y estimación			
Saldo ATR	CCH	Apartado del procedimiento	Tipo de saldo ATR	Tipo de medidas horarias de la CCH	Tipo de lectura en factura del consumidor
Válido.	Válida y completa.	6.1	Real.	Real.	Real.
Inválido o no disponible.	Válida y completa.	6.2	Calculado.	Real.	Real.
Inválido.	Válida e incompleta o inválida o no disponible.	6.3.1	Real por lectura local o visual del EdL válida.	Real/Perfil.	Real.
Inválido.	Válida e incompleta o inválida o no disponible.	6.3.2.a)	Estimado por autolectura válida.	Real/Perfil.	Estimada.
Inválido o no disponible.	Válida e incompleta o inválida o no disponible.	6.3.2.b)	Estimado.	Real/Perfil.	Estimada.
Válido.	Válida e incompleta.	6.4.a)	Real.	Real/Perfil.	Real.
Válido.	Inválida o no disponible.	6.4.b)	Real.	Perfil.	Estimada.
Válido.	Válida y completa diferencia con saldo ATR > 1kWh.	6.4.c)	Real.	Ajustada.	Real.
Válido.	Válida diferencia saldo ATR y CCH <-1 kWh.	6.4.d)	Real.	Ajustada.	Real.

- Curvas válidas, sin huecos y coincidentes con los saldos de ATR. En caso de que, tras haber superado los procesos de validación, se disponga de una CCH_VAL completa, sin huecos y coincidente con el saldo de ATR válido (con el margen de 1 kWh en términos absolutos por periodo tarifario y para el periodo de facturación establecido en este procedimiento), tanto el saldo ATR como la curva de carga horaria serán considerados reales a efectos de facturación y la curva CCH_VAL se convertirá en CCH_FACT y será puesta a disposición del comercializador.

- Curvas válidas y sin huecos, pero saldo ATR inválido o no disponible. Para los casos en que el saldo ATR sea inválido o no se disponga del mismo, y se disponga de una curva horaria válida y sin huecos, el encargado de lectura deberá calcular el saldo ATR para cada periodo tarifario como la suma de las medidas válidas correspondientes a dicho periodo tarifario de la curva de carga horaria del periodo de facturación.

- Proceso de estimación en caso de inexistencia de saldo de ATR y CCH no disponible o incompleta. En caso de que no se disponga de saldo ATR obtenido a través del sistema de telegestión, ni de CCH_VAL completa se procederá a obtener el saldo ATR a partir otras

medidas válidas de acuerdo con la prelación establecida en el apartado 4.4.6.1, esto es, a partir de la lectura absoluta local del Encargado de la lectura, de la lectura absoluta visual del Encargado de la lectura. Las medidas utilizadas para el cálculo del saldo ATR habrán sido previamente validadas de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.6.6.1.

Si la falta de lectura real se debe a incidencia en el equipo de medida se procederá a la estimación del saldo ATR de acuerdo a lo indicado en el apartado b. El encargado de la lectura dispondrá de tres meses como máximo para resolver dicha incidencia.

En los casos en que, una vez superados los plazos de recuperación de huecos y validación, el encargado de la lectura no disponga de una lectura real válida de los equipos de medida necesaria para realizar la facturación del peaje de acceso se procederá a la estimación del saldo ATR, según el siguiente orden de prelación:

- Autolectura del consumidor válida, de acuerdo con lo establecido en el punto Validaciones a las lecturas comunicadas por clientes (autolecturas) del apartado 4.6.6.1.
- Estimación del saldo ATR de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales, con la siguiente prelación:
 - Estimación en función de históricos del año anterior:
 - Estimación según un factor de utilización de la potencia contratada:

Una vez obtenida la estimación de saldo ATR con el procedimiento correspondiente, se procederá a obtener la CCH de acuerdo con el proceso de estimación de la CCH.

- Proceso de estimación de la CCH. En caso de que, tras haber superado los procesos de validación no se disponga de una CCH completa o ésta no sea coherente con el saldo ATR (con un margen de error de 1 kWh en términos absolutos por periodo tarifario y para el periodo de facturación), el encargado de la lectura procederá de la siguiente manera, para calcular la CCH_FACT:

a) Cuando exista una CCH_VAL válida, pero con huecos, para obtener la CCH_FACT el encargado de la lectura mantendrá los valores horarios reales válidos disponibles en la CCH y estimará dichos huecos de acuerdo a lo establecido en el anexo 7. En caso de suministros con discriminación horaria, el proceso se realizará por periodos tarifarios.

El cálculo de la estimación de medidas de la CCH a partir del perfil de facturación correspondiente a la categoría del consumidor, se efectuará para cada ciclo de facturación que lo requiera a partir del saldo de ATR, de la suma de medidas horarias válidas disponibles y de los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación calculados y publicados a estos efectos por el operador del sistema.

Para calcular las medidas horarias de la CCH no disponibles, la diferencia positiva entre el saldo de ATR y la suma de medidas horarias válidas disponibles se repartirá, para cada periodo tarifario, de forma proporcional a los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación que calculará y publicará el operador del sistema para cada semana eléctrica el jueves anterior a la misma, a partir de los perfiles iniciales aprobados por resolución del Director General de Política Energética y Minas en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real 1110/2007, de 24 de agosto, actualizando éstos últimos con la mejor estimación de demanda disponible.

b) Cuando no se disponga de la CCH_BRUTA o ésta se haya descartado completamente en el proceso de validación, para obtener la CCH_FACT el encargado de la lectura procederá a repartir la energía del saldo ATR para cada periodo tarifario de acuerdo a lo establecido en el apartado a).

c) Cuando la CCH_VAL no tenga huecos, pero existan discrepancias en algún periodo tarifario entre la suma de las medidas de energía de la CCH_VAL y el saldo de ATR válido correspondientes a dicho periodo tarifario superiores a 1 kWh, se descartará la CCH_VAL para ese periodo tarifario y la CCH_FACT se obtendrá ajustando el saldo ATR correspondiente a ese periodo tarifario a la forma de la CCH_VAL de acuerdo a lo

establecido en el anexo 8. En cualquier caso, el Encargado de la lectura deberá iniciar una incidencia en la medida al objeto de detectar el origen de las discrepancias.

d) Para los casos en que, en algún periodo tarifario, la diferencia entre el saldo ATR y la suma de medidas horarias disponibles sea negativo y superiores a 1 kWh en valor absoluto, las medidas horarias de la CCH no disponibles en ese periodo tarifario serán igual a 0 y se debe ajustar las medidas disponibles de la CCH al saldo ATR en ese periodo tarifario, de acuerdo a lo establecido en el anexo 8. En cualquier caso, el Encargado de la lectura deberá iniciar una incidencia en la medida al objeto de detectar el origen de las discrepancias.

4.4.6.3 Saldo ATR. De acuerdo con lo establecido en el punto anterior, una vez vencidos los plazos de los procesos para la captación, validación y, en su caso, tratamiento de incidencias de las medidas de clientes tipo 3, 4 y 5 por los sistemas de telegestión podrán darse los siguientes casos:

Relación ATR-CCH	Saldo de ATR	Curva de carga horaria
Caso a1.	Válido.	Válida, completa.
Caso a2.	Válido.	Válida, completa, diferencia con saldo de ATR en valor absoluto > 1kWh. Válida incompleta, diferencia con saldo ATR en valor absoluto >1 kWh.
Caso b.	Inválido o no se dispone.	Válida, completa.
Caso c.	Válido.	Válida, incompleta o no se dispone.
Caso d.	Inválido o no se dispone.	Válida, incompleta.
Caso e.	Inválido o no se dispone.	No se dispone.

Para el caso a1, el saldo de ATR y la curva de carga horaria se considerarán firmes en los procesos de liquidación.

Para el caso a2, el saldo de ATR se considerará provisional en el proceso de liquidación.

Para el caso b el saldo ATR se calculará de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.6.6.2. Una vez calculado, el saldo de ATR calculado se considerará firme y la CCH se considerará firme en el proceso de liquidación.

Para el caso c, el saldo de ATR se considerará firme en el proceso de liquidación.

Para los casos d y e, el saldo ATR se obtendrá de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2:

- Si el saldo de ATR se ha obtenido a partir de la lectura absoluta local o visual del encargado de lectura, una vez calculado, el saldo de ATR se considerará firme.
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por autolectura absoluta visual del cliente se considerará provisional.
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por estimación en función de históricos del año anterior, el saldo ATR se considerará provisional y del tipo de estimación empleado
- Si el saldo de ATR se ha obtenido por estimación según un factor de utilización de la potencia contratada, el saldo ATR se considerará provisional y del tipo de estimación empleado.

En la siguiente tabla se resumen los distintos tipos de saldos de ATR con indicación de firmeza, origen y prelación.

Relación ATR - CCH	Tipo	Firmeza del saldo de ATR	Origen del saldo de ATR	Prelación
Caso a1 y c. Caso a2.	Real. Real.	Firme. Provisional.	Telegestión.	1
Caso b.	Calculado.	Firme.	Telegestión.	2
Caso d y e.	Lectura absoluta local o visual del encargado de lectura.	Firme.	Local.	3
Caso d y e.	Autolectura absoluta visual del cliente.	Provisional.	Local.	4
Caso d y e.	Estimado en función de históricos del año anterior.	Provisional.	Estimación.	5
Caso d y e.	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada.	Provisional.	Estimación.	6

En el anexo 9 de este procedimiento se incluyen a modo de ejemplo cada uno de los casos de relación entre el saldo de ATR y su CCH asociada.

4.4.6.4 CCH. Las magnitudes necesarias para la facturación tanto de los peajes de acceso como de las CCH, podrán ser obtenidas de los diferentes modos y con el siguiente orden de prelación:

1. Remoto.
2. Local.
3. Visual por parte del Encargado de la lectura.
4. Comunicada por el cliente o autolectura.

Además de lo anterior, el saldo ATR tendrá prelación sobre la CCH a efectos de determinar las magnitudes que sirven de base para la facturación de los peajes de acceso y la obtención de la CCH.

Las unidades de medida empleadas en los diferentes registros de energía son las siguientes:

- Curvas de carga en Wh.
- Medidas de los resúmenes diarios, cierres y medidas absolutas en kWh.

El tratamiento de los decimales que puedan surgir en el proceso del cálculo del saldo ATR y de la CCH_FACT se realizarán de acuerdo al anexo 4.

a. En el caso de que la CCH sea incompleta parcial o totalmente para el periodo de facturación (casos c, d y e) o exista una diferencia mayor de 1 kWh en términos absolutos con el saldo de ATR válido (caso a2), el encargado de lectura deberá estimar o ajustar la curva de carga horaria de acuerdo con lo establecido en el Proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2.

Una vez obtenida la Curva de carga horaria quedará marcada de acuerdo con lo establecido a continuación:

Código	Método de obtención
1	Medida real válida.
2	Medida perfilada.
3	Medida real ajustada a un saldo de ATR.
4	Medida perfilada correspondiente a auto-lectura de cliente.
5	Estimación por consumo histórico del año anterior perfilado.
6	Estimación por factor de utilización perfilado.

- Para el caso c:

b. las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2 las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.

- Para el caso a2:

c. Las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán de acuerdo con lo establecido en proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias ajustadas quedan marcadas con el método de obtención 3.

- Para los casos d y e:

d. Si el saldo de ATR se ha obtenido a partir de la lectura absoluta local o visual del encargado de lectura, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.

e. Si el saldo de ATR se ha obtenido por autolectura absoluta visual del cliente se considerará provisional, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 4.

Si el saldo de ATR se ha estimado en función de históricos, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2 Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 5.

Si el saldo de ATR se ha estimado en función de un factor de utilización, las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el proceso de estimación de la CCH descrito en el punto b) del apartado 4.4.6.2. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 6.

En la siguiente tabla se resumen los distintos tipos de CCH con indicación del tipo de saldo de ATR asociado y su firmeza:

Relación ATR - CCH	Tipo de Saldo de ATR	Método de obtención de la CCH	Código de método de obtención	Tipo de medida de la CCH
Caso a1.	Real.	Real.	1	Firme.
Caso a2.	Real.	Ajustada.	3	Firme.
Caso b.	Calculado.	Real.	1	Firme.
Caso c.	Real.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 2	Firme / Estimación.
Caso d y e.	Lectura absoluta local o visual del encargado de lectura.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 2	Firme / Estimación.
Caso d y e.	Auto-lectura absoluta visual del cliente.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 4	Firme / Estimación.

Relación ATR - CCH	Tipo de Saldo de ATR	Método de obtención de la CCH	Código de método de obtención	Tipo de medida de la CCH
Caso d y e.	Estimado en función de históricos del año anterior.	Perfil.	5	Estimación.
Caso d y e.	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada.	Perfil.	6	Estimación.

En el anexo 9 de este documento se incluyen a modo de ejemplo cada uno de los casos de relación entre el saldo de ATR y su CCH asociada.

4.4.6.5 Modificación del saldo ATR y de la CCH. La curva de carga horaria o el saldo ATR de facturación podrán ser objeto de modificación en los siguientes supuestos:

- Como consecuencia de una reclamación por parte del consumidor, dentro de los plazos establecidos en la normativa vigente.
- En caso de modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR.

En estos casos se obtendrá una nueva CCH_FACT, aplicando el proceso incluido en el apartado 6, en los plazos y condiciones establecidos en la normativa vigente.

En cualquier caso, una vez que se disponga de medida real de saldo ATR, se deberá volver a obtener CCH_FACT para todo el periodo comprendido entre las dos últimas lecturas reales.

Toda modificación del saldo ATR o de la CCH_FACT, supondrá una modificación de las medidas utilizadas para calcular las agregaciones a efectos de liquidación:

Un saldo de ATR provisional podrá sustituirse por un saldo firme o provisional de mejor relación. En estos casos, el nuevo saldo de ATR deberá tenerse en cuenta en los procesos de facturación (re-facturación) y liquidación.

Una medida estimada de una CCH podrá sustituirse por una medida firme o una nueva estimación exclusivamente si se modifica el saldo de ATR o si existe reclamación del consumidor. La nueva CCH deberá tenerse en cuenta tanto en los procesos de facturación (re-facturación) como de liquidación.

En los casos en los que se haya producido el cierre definitivo de medidas, las modificaciones del saldo ATR o de la curva de facturación se incluirán como «restos» de acuerdo con lo establecido en el apartado 8.13.

Un saldo de ATR provisional pasará a firme en la publicación del cierre definitivo de medidas.

Una medida estimada de una CCH pasará a firme en la publicación del cierre definitivo de medidas.

4.4.7 Fronteras tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación con medida horaria e integradas en los sistemas de telegestión. En el caso de no disponer de valor de energía de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.3, el encargado de lectura estimará la energía saliente de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.4.6 con los perfiles de generación correspondientes.

Los valores horarios de energía generada se obtendrán utilizando los perfiles publicados en la normativa de aplicación con las siguientes consideraciones:

- Las instalaciones hidráulicas se perfilarán con perfil plano y en caso de que el saldo de lectura corresponda a más de un mes se aplicará el reparto de energía a cada mes de acuerdo con los factores de funcionamiento indicados en la normativa de aplicación.
- Las instalaciones fotovoltaicas se perfilarán a partir del saldo de contador aplicando los coeficientes horarios definidos a efectos de liquidación de energía vigente indicados en la normativa de aplicación de acuerdo con:

$$\text{Valor energía periodo} = \text{Saldo contador} * \text{coeficiente horario} / \text{Pt}$$

Siendo Pt el sumatorio de los coeficientes horarios definidos para el periodo a perfilar a que corresponde el saldo.

En los casos en que la falta de medida de energía saliente sea debida a incumplimientos o dejación de funciones por parte del responsable del punto de medida, la estimación de energía saliente será 0 kWh, siendo debidamente comunicado el responsable del punto de medida de la situación.

4.5 Estimaciones de datos de energía realizadas por el operador del sistema en puntos frontera de los que los distribuidores son encargados de la lectura. El operador del sistema estimará los datos de medidas de puntos frontera y agregaciones de consumidores vigentes en el concentrador principal y no comunicados a éste por su encargado de la lectura, de acuerdo con lo siguiente:

Los puntos de suministro tipos 1 y 2 y agregaciones de consumidores tipos 3, 4, y 5 se estimarán a partir del procedimiento de estimación en base a datos históricos descrito en el Anexo 5 de este procedimiento.

Las instalaciones de generación tipos 3, 4 y 5 de instalaciones de generación se estimarán a 0 kWh en todos los periodos con ausencia de medida. En estos casos el operador del sistema deberá remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación de encargados de la lectura que no remiten los datos de medida que puedan suponer un incumplimiento de las obligaciones de lectura.

El operador del sistema no estimará los puntos o agregaciones cuyo encargado de la lectura sea el distribuidor y que no hayan sido dados de alta en el concentrador principal por su encargado de la lectura.

4.6 Periodicidad del cálculo del mejor valor de energía en punto frontera. Antes del cierre provisional cada punto frontera deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía firme o estimado. La existencia de mejor valor de energía en punto frontera antes del cierre provisional está condicionada a la fecha de recepción y firmeza de las medidas.

En función de la disponibilidad de datos de medida asociados a cada frontera el encargado de la lectura deberá realizar el cálculo y ponerlo a disposición del resto de participantes con un retraso máximo de 24 horas.

El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se realizará mientras no se haya realizado el cierre definitivo de medidas al menos en los casos y momentos descritos en el apartado 8 de este procedimiento.

4.7 Periodicidad de cálculo de agregaciones de puntos frontera de clientes. A efectos de liquidación, el distribuidor deberá calcular las agregaciones de medida de acuerdo con el P.O.10.6, a partir de los datos de mejor valor horario de energía de los puntos frontera de clientes tipos 3, 4 y 5.

El cálculo de agregaciones y su puesta a disposición del operador del sistema y del resto de participantes se realizará con los mejores valores horarios disponibles para realizar las publicaciones periódicas descritas en los PP.OO. 10.4 y 10.11. Adicionalmente y mientras no se haya realizado el cierre definitivo, si ha habido modificación en las medidas de alguna frontera de la agregación, se deberá calcular y publicar las nuevas medidas agregadas al menos en los casos y momentos descritos en el apartado 8 de este procedimiento.

Independientemente de las publicaciones anteriores, el encargado de la lectura podrá enviar al operador del sistema actualizaciones de medidas agregadas si dispone de mejores datos con las limitaciones establecidas en este procedimiento. Las medidas serán procesadas si el periodo de aceptación de medidas está abierto de acuerdo con lo indicado en el apartado 8 de este procedimiento de operación.

5. Publicación de energías liquidables.

5.1 Publicación de energías liquidables al sistema de liquidaciones del operador del sistema. El concentrador principal pondrá a disposición del sistema de liquidaciones del operador del sistema los datos de medidas de acuerdo con los plazos definidos a fin de que pueda realizar las funciones que normativamente tiene asignadas. El operador del sistema, no adelantará en ningún caso la estimación de datos de medidas en frontera de las que no es encargado de la lectura fuera de los plazos indicados en este procedimiento.

Las publicaciones llevadas a cabo por el concentrador principal al sistema de liquidaciones para la realización de las liquidaciones descritas en apartado 6 del P.O. 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema» serán, al menos, las que se indican en el apartado 8 de este procedimiento.

Adicionalmente, el concentrador principal publicará la información de medidas necesaria para que los sujetos puedan comprobar sus liquidaciones de acuerdo con los medios y protocolos descritos en el P.O. 10.4.

5.2 Publicación de energías al órgano encargado de las liquidaciones del régimen retributivo específico. Los encargados de lectura pondrán a disposición del órgano encargado de las liquidaciones del régimen retributivo específico los datos de medidas por CIL de acuerdo con los formatos y plazos que se establezcan en la normativa correspondiente.

Adicionalmente, los encargados de lectura publicarán las mismas medidas a los participantes de cada instalación, de forma que la energía enviada al organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico y la existente en concentrador principal de medidas sea coincidente.

6. Cierres de energía.

6.1 Introducción. Se define cierre de energía de un mes M al hito en que las medidas o agregaciones de energía de los puntos frontera del sistema son puestos a disposición del sistema de liquidaciones para su liquidación.

Las medidas o agregaciones de medidas de los puntos frontera publicadas en cada cierre podrán ser provisionales o definitivas.

En la publicación de cada cierre de energía se incorporarán las medidas de los tipos de puntos frontera que sean necesarios para la liquidación correspondiente.

El operador del sistema efectuará en cada cierre las publicaciones necesarias para que los sujetos y los encargados de lectura puedan comprobar los datos de medidas de energía de su liquidación, así como publicaciones previas al cierre como avance de los mismos.

Se deben habilitar los intercambios de información necesarios para que los sujetos puedan poner en conocimiento de los encargados de lectura y del operador del sistema las reclamaciones a los datos de medida del cierre. Cada cierre y cada tipo de punto frontera podrán tener un mecanismo de tratamiento de reclamaciones diferente.

El operador del sistema publicará a los distintos participantes por los medios establecidos en el P.O. 10.4 los datos de medidas de cada cierre indicados en ese apartado.

Los plazos para la recepción de medidas para los distintos cierres y para las publicaciones del operador del sistema se recogen en el apartado 8 de este procedimiento.

6.2 Cierre del mes M+1. El procedimiento de cierre en el mes M+1 de medidas se realiza con una periodicidad mensual correspondiente a las medidas del mes anterior y en los plazos establecidos en el apartado 8 de este procedimiento.

Con las medidas recibidas hasta el plazo límite de recepción de datos de medidas para el cierre en el mes M+1, el operador del sistema efectuará los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el cierre del mes M+1 y su publicación. Las medidas correspondientes a un cierre del mes M+1 podrán ser firmes o provisionales.

Para el cierre en el mes M+1 el operador del sistema no estimará las medidas de CIL por no haberlas enviado su encargado de la lectura al concentrador principal.

Los plazos para la recepción de medidas para un cierre en el mes M+1 y para las publicaciones del operador del sistema y los formatos de los distintos ficheros de estas publicaciones se recogen en el apartado 8 de este procedimiento.

6.3 Cierre del mes M+3. El procedimiento de cierre en el mes M+3 de medidas se realiza con una periodicidad mensual correspondiente a las medidas de tres meses anteriores y en los plazos establecidos en el apartado 8 de este procedimiento.

Con las medidas recibidas hasta el plazo límite de recepción de datos de medidas para el cierre en el mes M+3, el operador del sistema efectuará los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el cierre del mes M+3 y su publicación. Las medidas correspondientes a un cierre del mes M+3 podrán ser firmes o provisionales.

Para el cierre en el mes M+3 el operador del sistema no estimará las medidas de CIL, consumidores o agregaciones de consumidores por no haberlas enviado su encargado de la lectura al concentrador principal.

Los plazos para la recepción de medidas para un cierre en el mes M+3 y para las publicaciones del operador del sistema y los formatos de los distintos ficheros de estas publicaciones se recogen en el apartado 8 de este procedimiento.

6.4 Procedimiento de comunicación de preobjecciones. Se define como preobjección a cualquier disconformidad con la medida de un punto frontera o agregación cuyo encargado de lectura es el distribuidor de cualquier tipo que se comunica previamente al cierre provisional de medidas.

Se distinguen dos tipos de preobjecciones, en función de quién es el participante que las detecta:

- Detectadas por el distribuidor: Las preobjecciones como consecuencia de validaciones o realización de verificaciones, u otras que pudiese detectar el encargado de lectura, no requieren ser comunicadas al comercializador, consumidor directo, representante ni al operador del sistema. Las medidas quedarían actualizadas por nuevas publicaciones del encargado de lectura, antes de la publicación del cierre provisional.

- Detectadas por el comercializador, consumidor directo o por el representante: Cualquier preobjección que detecte el comercializador, consumidor directo o el representante será comunicada al operador del sistema quien las pondrá en conocimiento del encargado de lectura correspondiente.

Las preobjecciones de medidas las comunicará el comercializador, consumidor directo o el representante al operador del sistema mediante los formatos y medios de transmisión establecidos. El operador del sistema incorporará en su sistema las preobjecciones que pasen las validaciones requeridas y publicará el acuse de recibo de dichas objeciones a los participantes implicados en la misma (comercializador/consumidor directo / representante y distribuidor).

Las preobjecciones se pueden clasificar en dos niveles:

- a. Preobjecciones al punto frontera o agregación
- b. Preobjecciones a la energía de un punto de suministro

Las preobjecciones no deben ser respondidas por parte el encargado de lectura. En caso de que aplicara, las preobjecciones podrían dar lugar a nuevas publicaciones de medidas del encargado de lectura antes de la publicación del cierre provisional.

Los plazos para la recepción y publicación de preobjecciones y para las publicaciones del operador del sistema tras un cierre del mes M+1 para instalaciones de generación o del mes M+3 para agregaciones de clientes se recogen en el apartado 8 de este procedimiento.

6.5 Cierre de energía provisional. El procedimiento de cierre provisional de medidas se realiza con una periodicidad mensual y en los plazos establecidos en el apartado 8 de este procedimiento.

A partir del cierre de recepción de datos de medidas, el operador del sistema comenzará a realizar los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el cierre provisional y su publicación. Las medidas utilizadas en el cierre provisional deberán ser firmes o estimaciones. Las medidas provisionales deberán pasar a ser medidas firmes, medidas inválidas o estimaciones de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.3.

Los tratamientos antes citados incluyen la estimación de medidas utilizando el procedimiento de estimación descrito en el apartado 4.4.

El operador del sistema procederá a estimar las medidas de puntos frontera o agregaciones de clientes tipo 3, 4 y 5 por no haberlas enviado su encargado de la lectura al concentrador principal de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.4.

La estimación por parte del operador del sistema de medidas de puntos frontera o agregaciones de clientes tipo 3, 4 y 5 no exime a los encargados de lectura de la responsabilidad en los incumplimientos del envío de medidas en que hubieran podido incurrir.

Las estimaciones publicadas para cualquier tipo de frontera podrán dar lugar a facturaciones a los distribuidores o responsables de los puntos de medida por el servicio de estimación de medidas, siempre que el motivo de la estimación sea imputable a los mismos.

El operador del sistema publicará a los distintos participantes por los medios y formatos establecidos en los PP.O.O. 10.4 y 10.11 los datos de medidas en cierre provisional de los que son partícipes. Simultáneamente se publicarán al sistema de liquidaciones.

Excepcionalmente, el operador del sistema podrá realizar republicaciones del cierre provisional efectuados como consecuencia de reclamaciones recibidas a través del sistema de liquidaciones o por alguna de las situaciones descritas en el apartado 8.14. Las republicaciones se harán públicas a los participantes afectados sin que se vean modificados los plazos de objeción de medidas.

El plazo de publicación del cierre provisional de medidas se establece en el apartado 8 de este procedimiento.

6.6 Periodo de objeción de medidas. Las objeciones de medidas tienen por objeto solicitar al encargado de la lectura la revisión y el recálculo, si aplica, de las medidas de un punto frontera en uno o más periodos de integración de un mes en cierre provisional.

Las objeciones de medidas de un punto frontera las podrá realizar cualquier participante del mismo. Las objeciones de medidas deberán ser notificadas a los encargados de la lectura, participantes, comercializadores, clientes directos a mercado, representantes y operador del sistema, según cada caso, utilizando los medios y protocolos definidos en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

Los propios encargados de la lectura pueden objetar medidas de puntos frontera de los que son encargados de la lectura. Este tipo de objeciones se denominan autoobjeciones y deberán ser tratadas de la misma forma que las objeciones, a excepción de su plazo de emisión.

El responsable de resolver las posibles objeciones es el encargado de la lectura.

Desde la publicación del cierre provisional por parte del operador del sistema, se abrirá el plazo de objeción de medidas. Los plazos de objeción de medidas a partir de la publicación del cierre provisional son los que se indican en el apartado 8 de este procedimiento.

6.6.1 Objeción de medidas de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura. El operador del sistema recibirá las objeciones o emitirá sus autoobjeciones. Las objeciones de medidas de un punto frontera las podrá realizar cualquier participante del mismo. Las objeciones de medidas deberán ser notificadas al operador del sistema para su distribución al resto de participantes.

Las objeciones en datos de medidas se clasifican en dos tipos:

- a. Objeciones asociadas a datos de medida de energía en puntos frontera. Adicionalmente y si aplica como complemento a la objeción, el participante podrá enviar al operador del sistema incidencias asociadas a la objeción según se indica en el apartado 3.4.
- b. Objeciones relativas a datos estructurales o configuraciones de cálculo de puntos frontera. Adicionalmente y si aplica como complemento a la objeción, el participante podrá enviar al operador del sistema las modificaciones de datos estructurales según lo indicado en el P.O. 10.7, en aplicación del apartado 3.4.

6.6.2 Objeción de medidas de puntos frontera o agregaciones de clientes los que los distribuidores son encargados de la lectura. Las objeciones en datos de medidas de puntos frontera o agregaciones de los que son encargados de la lectura los distribuidores se pueden clasificar en dos niveles:

- a. Objeciones o autoobjeciones a la agregación.
- b. Objeciones o autoobjeciones al valor mensual de un punto de suministro.

Las objeciones a agregaciones se deberán completar con la presentación del detalle individual de los puntos de suministro de los que se solicita revisión mediante el fichero correspondiente.

Asimismo, se clasifican en dos tipos en función del participante que las genera:

- Objeciones emitidas por los comercializadores o consumidores directos a mercado o representantes:

- a. Objeciones de fronteras de clientes tipos 1 y 2. Estas objeciones se pondrán a disposición del operador del sistema.

- b. Objeción a agregaciones de consumidores tipo 3, 4 y 5. Las objeciones a agregaciones se deberán completar con la presentación del detalle individual de los puntos de suministro de los que se solicita revisión mediante el fichero correspondiente.

- c. Objeción a instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura. Las objeciones a puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura, podrán ser sobre datos estructurales, medida de energía activa o medida de energía reactiva mediante la presentación del fichero correspondiente.

Estas objeciones se pondrán a disposición del operador del sistema.

Todas las objeciones, ya sean de punto frontera o de agregación, serán publicadas al concentrador principal de medidas, el cual realizará las publicaciones a los participantes implicados en la misma. En todo caso, es responsabilidad del emisor, y en ningún caso del operador del sistema, verificar que la objeción ha sido recibida en el concentrador principal, mientras que es responsabilidad del operador del sistema, y no del emisor, verificar que éstas han sido publicadas a los participantes implicados en el concentrador principal.

El operador del sistema solo procesará y publicará las objeciones a los comercializadores, consumidores directos a mercado o representantes, mientras que el encargado de la lectura deberá procesar y responder todas las objeciones, tanto de puntos frontera como de agregaciones.

Si el motivo de la objeción del comercializador o consumidor directo a mercado o representante fuera que dispone de medida real o mejor medida que la del encargado de la lectura, éste deberá enviar al encargado de la lectura la curva del punto frontera. En estos casos el operador del sistema deberá remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información necesaria para que se inicien los procedimientos informativos y, en su caso, sancionadores por el incumplimiento de las obligaciones de lectura.

- Objeciones emitidas por los propios encargados de la lectura (autoobjeciones):

- a. Objeciones de fronteras de clientes tipos 1 y 2. Estas objeciones se pondrán a disposición del operador del sistema.

b. Objeción a agregaciones de consumidores tipos 3, 4 y 5. Estas objeciones se pondrán a disposición del operador del sistema. Las objeciones de consumidores tipos 3, 4 y 5 se pueden realizar a nivel de punto frontera o a nivel de agregación.

c. Objeción a instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura. Estas objeciones se pondrán a disposición del operador del sistema. Se podrán realizar para corregir información estructural, de medida de energía activa o reactiva.

Todas las autoobjeciones, ya sean de punto frontera o de agregación, serán publicadas al operador del sistema mediante los formatos y medios de transmisión establecidos. El operador del sistema incorporará en su sistema las objeciones que pasen las validaciones requeridas y publicará el acuse de recibo de dichas objeciones a los participantes implicados en la misma, comercializador, consumidor directo, representante y distribuidor.

6.6.3 Resolución de objeciones.

1. Fronteras de las que el operador del sistema es encargado de la lectura. El encargado de la lectura resolverá las objeciones recibidas en el plazo establecido en el apartado 8 de este procedimiento. Como resultado de una objeción el encargado de la lectura resolverá:

a. Medida revisada confirmada: medida del punto frontera que, tras el análisis del encargado de la lectura, no modifica su valor.

b. Medida revisada y modificada como resultado de la objeción: medida de punto frontera que, tras el análisis del encargado de la lectura, modifica su valor.

c. En ambos casos, el encargado de la lectura evaluará las objeciones emitidas y comunicará el resultado de las mismas a los participantes implicados durante la fase 1 del proceso de cierres descrita en el apartado 8 de este procedimiento.

En el caso de objeciones presentadas correctamente y en plazo por participantes no encargados de lectura, ante la falta de respuesta por el encargado de lectura, pasado el plazo se considerará como aceptado los valores propuestos en su objeción por el participante no encargado de lectura.

En caso de que el encargado de lectura haya respondido afirmativamente pero no haya comunicado la modificación de datos estructurales o medida, el participante no encargado de la lectura deberá comunicar mediante una solicitud de revisión de resolución de objeciones de acuerdo a los formatos y plazos establecidos la revisión de la objeción. Si el encargado de lectura sigue sin comunicar la modificación de datos estructurales o medida, pasado el plazo se considerará como aceptado los valores propuestos en su objeción por el participante no encargado de lectura.

En cualquier caso, el operador del sistema no modificará datos estructurales o de medida en la publicación del cierre definitivo, si la información recibida es incoherente o incompleta.

2. Fronteras de las que los distribuidores son encargados de la lectura.

- Actuación del encargado de la lectura: El encargado de la lectura responderá a todas las objeciones efectuadas por los comercializadores o consumidores directos a mercado o representantes en el plazo establecido en el apartado 8 de este procedimiento.

Independientemente de la obligación de contestar las objeciones a los comercializadores o consumidores directos a mercado o representantes anteriormente indicada, como consecuencia de la resolución de las mismas, el encargado de la lectura puede tener que generar y enviar al concentrador principal modificaciones de inventario y/o nuevos datos de medida.

Además, para los casos en que un comercializador o representante A presenta una objeción que afecta a otro comercializador o representante B, el cual no presenta objeción, si el encargado de lectura acepta la objeción deberá comunicar al concentrador principal y a los participantes implicados, en el periodo de resolución de objeciones y mediante el formato que se establezca, la identificación de los puntos o agregaciones del

comercializador o representante B afectados por la objeción del comercializador o representante A.

- Actuación del operador del sistema: El operador del sistema actuará de receptor de los datos remitidos por los encargados de la lectura consecuencia de la resolución de una objeción que les sean de aplicación, y realizará los tratamientos de medidas antes de la publicación del cierre definitivo de acuerdo con lo indicado a continuación:

a. Modificación de medidas o datos estructurales de clientes tipos 1 y 2. El operador del sistema modificará sólo datos de medidas o datos estructurales de clientes tipos 1 y 2 si existe una auto-objeción del encargado de la lectura o una objeción de comercializador o consumidor directo a mercado o representantes aceptada por el propio encargado de la lectura. En función del tipo de objeción de que se trate, el operador del sistema deberá recibir información adicional para modificar los datos de medidas.

Si la información enviada en los plazos establecidos por el encargado de la lectura es incoherente o incompleta no se modificarán las medidas de clientes tipos 1 y 2 por parte del operador del sistema, comunicando el motivo de la no aceptación.

b. Modificación de medidas o datos estructurales de agregaciones de clientes. El operador del sistema modificará sólo datos de medidas o datos estructurales de agregaciones si existe una autoobjeción del encargado de la lectura o una objeción del comercializador o de los consumidores directos a mercado aceptada por el propio encargado de la lectura. En función del tipo de objeción de que se trate, el operador del sistema deberá recibir información adicional para modificar los datos de medidas.

Si la información recibida por el operador del sistema es incoherente o incompleta, el operador del sistema no modificará las medidas en la publicación del cierre definitivo, comunicando el motivo de la no aceptación.

c. Modificación de medidas o datos estructurales de instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura. El operador del sistema modificará sólo datos de medidas o datos estructurales de instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura si existe una autoobjeción del encargado de la lectura o una objeción del representante aceptada por el propio encargado de la lectura. En función del tipo de objeción de que se trate, el operador del sistema deberá recibir información adicional para modificar los datos de medidas.

Si la información recibida por el operador del sistema es incoherente o incompleta, el operador del sistema no modificará las medidas en la publicación del cierre definitivo, comunicando el motivo de la no aceptación.

d. Aceptación de objeciones ante la ausencia de información del encargado de lectura: En el caso de objeciones presentadas correctamente y en plazo por participantes no encargados de lectura, ante la falta de respuesta por el encargado de lectura, pasado el plazo se considerará como aceptado los valores propuestos en su objeción por el participante no encargado de lectura.

En caso de que el encargado de lectura haya respondido afirmativamente pero no haya comunicado la modificación de datos estructurales o medida, el participante no encargado de la lectura deberá comunicar mediante una solicitud de revisión de resolución de objeciones de acuerdo a los formatos y plazos establecidos la revisión de la objeción. Si el encargado de lectura sigue sin comunicar la modificación de datos estructurales o medida, pasado el plazo se considerará como aceptado los valores propuestos en su objeción por el participante no encargado de lectura.

En cualquier caso, el operador del sistema no modificará datos estructurales o de medida en la publicación del cierre definitivo, si la información recibida es incoherente o incompleta.

6.7 Cierre de energía definitivo. Las medidas del cierre provisional que no hayan sido objetadas en los plazos anteriormente indicados pasarán a considerarse como firmes definitivas de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Las medidas objetadas podrán cambiar su valor de acuerdo con lo indicado en el apartado 6. A partir de la resolución de las objeciones de datos de medidas, el operador

del sistema comenzará a realizar los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el cierre definitivo y su publicación.

Las medidas en cierre definitivo sólo podrán ser modificadas en los casos contemplados por el artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida.

El operador del sistema publicará a los distintos participantes por los medios y formatos establecidos en el P.O. 10.4 los datos de medida en cierre definitivo de los que son partícipes.

Excepcionalmente, el operador del sistema podrá realizar republicaciones del cierre definitivo efectuados como consecuencia de reclamaciones recibidas a través del sistema de liquidaciones o por alguna de las situaciones descritas en el apartado 8.14. Las republicaciones se harán públicas a los participantes afectados.

Como consecuencia de toda la información recibida tras el proceso de resolución de objeciones, se inicia un proceso previo al cierre definitivo por el cual, en las fases y los plazos indicados en el apartado 8 de este procedimiento, se publican nuevamente a los participantes las medidas, en los casos de no conformidad, y se solicita a los encargados de la lectura una revisión de la resolución de las objeciones. Una vez concluido este proceso, el operador del sistema publicará los datos definitivos de medidas al sistema de liquidaciones y a los participantes del sistema de medidas.

Una vez concluido este proceso, el operador del sistema publicará los datos definitivos de medidas al sistema de liquidaciones y a los participantes del sistema de medidas.

6.8 Corrección de registros de medida posterior al cierre definitivo. La corrección de registros de medidas posterior a la publicación de los cierres definitivos de medidas según lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, modificado según la disposición final tercera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, se realizará conforme a lo indicado en los siguientes apartados.

6.8.1 Solicitud a un encargado de lectura de una corrección de registros de medida. La solicitud de corrección de registros de medida tiene por objeto solicitar al encargado de la lectura la revisión de los datos de medida como consecuencia de errores de medidas tras la publicación del cierre definitivo

La solicitud de corrección de registros de medida tiene por objeto reclamar al encargado de la lectura de un punto frontera o agregación de fronteras la revisión y corrección, si procede, de sus datos de medida tras la publicación del cierre definitivo, en los supuestos indicados en el apartado 2 del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Podrán solicitar corrección de registros de medida los participantes 1 y 2 y los representantes de fronteras de las que el operador del sistema es encargado de la lectura y los representantes / comercializadores / consumidores directos/ operador del sistema para el resto de fronteras y agregaciones.

La solicitud de corrección de datos de medidas se comunicará simultáneamente al encargado de la lectura y al operador del sistema en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento, a partir de los ficheros y formatos que se publicarán en la página web de Red Eléctrica de España.

6.8.2 Comunicación de una corrección de medida por un encargado de lectura. Adicionalmente, será de aplicación la corrección de registros a los casos en que el encargado de lectura detecte un error de medidas tras la publicación del cierre definitivo, en los supuestos indicados en el apartado 3 del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

La corrección de registros de medida por un encargado de lectura se pondrá a disposición de los representantes / comercializadores / consumidores directos y del operador del sistema en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento.

La solicitud de corrección de datos de medidas se comunicará simultáneamente al encargado de la lectura y al operador del sistema en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento, a partir de los ficheros y formatos que se publicarán en la página web de Red Eléctrica de España.

6.8.3 Validación y resolución por parte del encargado de lectura. Los encargados de la lectura analizarán las solicitudes de corrección recibidas. Para que una solicitud de corrección sea aceptada, el encargado de la lectura comprobará que se ajusta a los supuestos recogidos en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Los encargados de la lectura analizarán las solicitudes de corrección recibidas y resolverán las mismas en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento. Los encargados de la lectura podrán requerir información adicional a los solicitantes a fin de resolver las solicitudes de revisión de medidas. Tras la revisión, el encargado de lectura concluirá como:

- Medida revisada y confirmada:
- Medida del punto frontera y/o agregación que tras el análisis del encargado de la lectura no modifica su valor.
- Medida revisada y modificada:
- Medida del punto frontera y/o agregación que tras el análisis del encargado de la lectura modifica su valor.

El encargado de la lectura pondrá en conocimiento de los participantes afectados y del operador del sistema la revisión de las solicitudes y la conclusión del análisis (medidas confirmadas o medidas modificadas), en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento, a partir de los ficheros y formatos que se publicarán en la página web de Red Eléctrica 2e España.

6.8.4 Publicación de datos de medidas corregidas. El encargado de la lectura publicará a los participantes afectados, al operador del sistema y al sujeto responsable de efectuar la liquidación (según se establece en el apartado 1 del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto), los nuevos datos de medidas horarias por punto frontera o por agregación, incluyendo los importes de liquidación resultado de la modificación, en los plazos indicados en el apartado 8 de este procedimiento, a partir de los ficheros y formatos que se publicarán en la versión vigente del documento 'Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas' disponible en la página web de Red Eléctrica de España.

El operador del sistema informará al Ministerio para la Transición Ecológica y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del cumplimiento de los requisitos de aplicación del artículo 15 en base a la información recibida de los participantes.

6.9 Publicación al sistema de medidas de «restos» de energía facturada de meses en cierre definitivo. Una vez publicado el nuevo cierre de medidas de un mes M tras las correcciones por aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, el encargado de lectura comunicará al concentrador principal las modificaciones de energía consecuencia de nuevas facturaciones del peaje de acceso (refacturaciones, complementarias o regularizadoras) correspondientes al mes M efectuadas con posterioridad al cierre definitivo de medidas y que no hayan sido tenidas en cuenta en la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Para ello, se comunicará a través de un fichero específico la energía incremental (positiva o negativa) respecto a la publicada en el cierre definitivo tras la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto («restos» de energía facturada de meses en cierre definitivo).

6.10 Cierres extraordinarios. Además de los cierres provisional y definitivo descritos en este apartado 6, podrá ser necesaria la realización de cierres extraordinarios de acuerdo con lo indicado en este apartado.

En situaciones de sujetos de mercado que queden suspendidos temporal o definitivamente del mercado de producción, y a solicitud del sistema de liquidaciones del operador del sistema, los plazos de envío de datos de medidas, cierre provisional y plazo de presentación de objeciones podrán reducirse a fin de acelerar el cierre definitivo de los puntos frontera de un sujeto del mercado de acuerdo con el procedimiento extraordinario que el operador del sistema establezca.

7. Comprobación de los procesos de lectura, alta o modificación de fronteras y tratamiento e intercambios de información. A petición del Ministerio para la Transición Ecológica o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el operador del sistema efectuará una comprobación de los procesos de lectura o alta, baja o modificación de fronteras o el tratamiento e intercambios de la información de los datos de las fronteras y periodos solicitados.

Como resultado de la solicitud, el operador del sistema emitirá informe sobre el cumplimiento de los requisitos del Reglamento Unificado de Puntos de Medida de los procesos y fronteras solicitados.

En función del alcance del proceso de comprobación solicitado, el operador del sistema podrá utilizar una muestra de fronteras y periodos para la realización de la comprobación solicitada.

En función del alcance del proceso de comprobación solicitado, el operador del sistema solicitará a los distribuidores, para fronteras de las que el operador del sistema no es encargado de la lectura, la información requerida en función de la comprobación o tipos de puntos a comprobar. Los encargados de la lectura remitirán los datos solicitados por las vías y formatos que establezca el operador del sistema antes de 30 días desde su solicitud.

Para realizar comprobaciones de puntos frontera tipos 1, 2 y tipo 3 distintos de clientes, el operador del sistema utilizará los datos de medidas disponibles en el concentrador principal.

El operador del sistema podrá, si lo estima conveniente para la elaboración de este informe, inspeccionar in situ las instalaciones de medida afectadas (o una muestra de las mismas).

El informe de la comprobación efectuado se enviará al Ministerio para la Transición Ecológica o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según sea el peticionario, en el plazo de un mes desde que el operador del sistema disponga de la información completa sobre los datos anteriores.

8. Plazos del sistema de medidas.

8.1 Recepción de medidas. Los plazos de recepción de medidas y puesta a disposición del concentrador principal y del resto de participantes (en los casos en que aplique) se detallan en la siguiente tabla:

Tipo de punto frontera	Concentrador de medidas que efectúa la lectura del registrador	Plazo obligatorio para la lectura del registrador	Plazo obligatorio de publicación de medidas al concentrador principal	Plazo obligatorio de publicación de medidas al comercializador, representante o consumidor directo a mercado (nota 4)	Fin plazo de recepción de medidas por parte del concentrador principal
Tipos 1 y 2 distintos de clientes Tipo 3 distintos de clientes y distintos de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura.	Concentrador principal.	Día D debe leerse antes de las 8:00 h del día D + 1 (Nota 3).	No aplica.	No aplica.	(Nota 5).
Tipos 1 y 2 distintos de clientes.	Concentrador Secundario propiedad diferente que el encargado de lectura.	Día D debe leerse antes de las 8:00 h del día D + 1 (Nota 3).	Día D debe publicarse antes de las 8:00 h del día D + 1.	No aplica.	(Nota 5).

Tipo de punto frontera	Concentrador de medidas que efectúa la lectura del registrador	Plazo obligatorio para la lectura del registrador	Plazo obligatorio de publicación de medidas al concentrador principal	Plazo obligatorio de publicación de medidas al comercializador, representante o consumidor directo a mercado (nota 4)	Fin plazo de recepción de medidas por parte del concentrador principal
Tipo 3 distintos de clientes y distintos de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura.	Concentrador Secundario propiedad diferente que el encargado de lectura.	Mes M debe leerse antes de las 8:00 h del 3 ^{er} día hábil del mes M + 1.	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 4 ^o día hábil del mes M + 1.	No aplica.	(Nota 5).
Tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura.	Concentrador Secundario propiedad del encargado de lectura.	Mes M debe leerse antes de las 8:00 h del 3 ^{er} día hábil del mes M + 1.	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 4 ^o día hábil del mes M + 1.	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 4 ^o día hábil del mes M + 1.	(Nota 5).
Tipo 1 y 2 de clientes.	Concentrador Secundario propiedad del encargado de lectura.	Día D debe leerse antes de las 8:00 h del día D + 1 (Nota 3).	Día D debe publicarse antes de las 8:00 h del día D + 1.	Día D debe publicarse antes de las 8:00 h del día D + 1.	(Nota 5).
Tipo 3, 4 y 5 de clientes.	Concentrador Secundario propiedad del encargado de lectura.	Mes M debe leerse, al menos, antes de las 8:00 h del 12 ^o día natural del mes M+3 (Nota 6).	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 12 ^o día natural del mes M+3 (Nota 1).	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 12 ^o día natural del mes M + 3 (Nota 2).	(Nota 5).

Nota 1: Medidas agregadas.

Nota 2: Medidas agregadas y datos acumulados mensuales por punto de frontera. En el caso de instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura, también medidas horarias.

Nota 3: Además de las comunicaciones remotas necesarias con los registradores de medidas para dar cumplimiento a lo indicado anteriormente, el encargado de la lectura realizará al menos los reintentos para recuperar medidas pendientes que se indican a continuación:

Puntos tipo 1 y 2: Se realizará al menos una comunicación remota semanal con los registradores de medidas hasta el primer día hábil del mes M+3 a fin de recuperar medidas pendientes correspondientes al mes M.

Puntos tipo 3: Se realizarán al menos tres comunicaciones remotas con los registradores de medidas en días distintos para recuperar medidas pendientes del mes M antes del primer día hábil del mes M+3.

Nota 4: La información de los datos acumulados mensuales de fronteras tipos 3, 4 y 5 deberá ser puesta a disposición de los participantes una vez se realice el cierre provisional, con un retraso inferior a veinticuatro horas.

Las comunicaciones de altas, bajas y cambios de comercializador y/o representante deberán realizarse antes de cumplirse cinco días hábiles desde su fecha efectiva.

El resto de datos estructurales y/o de medidas no incluidos en los párrafos anteriores, así como las medidas en punto de medida cuando se requiera, serán puestos a disposición de sus participantes con un retraso inferior a veinticuatro horas desde su cálculo u obtención por parte del encargado de la lectura.

Nota 5: El plazo de finalización de recepción de medidas para un cierre podrá tener distintas fechas en función del tipo de frontera.

El plazo de recepción de medidas como consecuencia del tratamiento de incidencias finaliza 30 días antes del cierre provisional de medidas.

Con objeto de disponer de datos de medidas adicionales para la validación y estimación de medidas, el concentrador del encargado de la lectura podrá comunicar y recibir datos de medidas de registrador correspondientes a saldos de energía de puntos de medida.

Con objeto de disponer de datos de medidas adicionales para la validación y estimación de medidas, los concentradores secundarios deberán enviar al concentrador principal saldos de energía diarios y/o mensuales de los puntos de medida de los que el operador del sistema es encargado de la lectura. El envío de dichos saldos de energía se realizará según los plazos de recepción de medidas del tipo de frontera.

Los envíos de medidas posteriores al cierre de recepción de medidas podrán ser tenidos en consideración por los encargados de la lectura dentro del procedimiento de resolución de objeciones.

Independientemente de los plazos de recepción de medidas establecidos y en situaciones de sujetos de mercado que queden suspendidos temporal o definitivamente del mercado de producción o por otra cualquier causa análoga, y previa solicitud del operador del sistema a los encargados de la lectura con notificación simultánea a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Ministerio para la Transición Ecológica, los plazos de envío de datos de medidas podrán reducirse a fin de acelerar el cierre definitivo de un sujeto de acuerdo con el procedimiento excepcional que el operador del sistema establezca.

La remisión de una mejor medida al operador del sistema por parte del Encargado de la lectura se podrá realizar hasta las 8:00 del 11.º día hábil del mes M+7..

Nota 6: La periodicidad de las lecturas será la establecida en la normativa de aplicación.

8.2 Cálculo del mejor valor de punto frontera. El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se realizará, mientras no se haya realizado el cierre definitivo de medidas, de acuerdo con los plazos obligatorios de recepción de medidas que se indican en el apartado 8. Adicionalmente, se realizará como consecuencia del procedimiento de resolución de incidencias y objeciones.

8.3 Cálculo de agregaciones de clientes. El cálculo de agregaciones de clientes y su puesta a disposición del operador del sistema y del resto de participantes se realizará de acuerdo con los plazos obligatorios de recepción de medidas que se indican en el apartado 8.1 Adicionalmente, se realizará como consecuencia del procedimiento de resolución de incidencias y objeciones.

8.4 Publicaciones al sistema de liquidaciones. El concentrador principal publicará los datos de medidas al sistema de liquidaciones para su liquidación, al menos con la siguiente periodicidad:

Periodo de publicación	Tipo de publicación	Plazo de recepción de medidas en el concentrador principal para tenerse en cuenta en la publicación
Diariamente.	Medidas del mes M de puntos frontera de generación e internacionales que sean firmes o provisionales por causas no imputables al responsable del punto.	Recibidas hasta las 8:00 h.
Diariamente, entre el 2.º día natural y el 5.º día hábil de cada mes.	Medidas del mes M – 1 de puntos frontera de generación e internacionales que sean firmes o provisionales por causas no imputables al responsable del punto Medidas de puntos frontera de clientes con medidas del mes M – 1.	Recibidas hasta las 8:00 h del 4º día hábil.
Semanalmente.	Medidas de puntos frontera de clientes con medidas del mes M y M – 2.	Recibidas hasta las 8:00 h del último día hábil de la semana anterior.

Periodo de publicación	Tipo de publicación	Plazo de recepción de medidas en el concentrador principal para tenerse en cuenta en la publicación
Mensualmente, el primer día hábil posterior al día 15 natural de cada mes.	Medidas del mes M – 3 de puntos frontera de generación e internacionales que sean firmes o provisionales por causas no imputables al responsable del punto o estimaciones consecuencia de la resolución de incidencias en las que se disponga de medida válida del saldo total de energía del mes M – 3 Medidas de puntos frontera de clientes con medidas y del mes M – 3.	Recibidas hasta las 8:00 h del 12º día natural del mes.
Mensualmente, antes del penúltimo día hábil de cada mes.	Medidas del cierre provisional del mes M – 7.	Recibidas hasta las 8:00 h del 11º día hábil del mes M-7.
Mensualmente.	Medidas del cierre definitivo cierre de energía por artículo 15 del Real Decreto 1110/2007.	Recibidas hasta fin del plazo de solicitud de revisión de la resolución de las objeciones (ver apartado 8.11).

8.5 Publicaciones a los participantes. El operador del sistema realizará, al menos, las siguientes publicaciones de datos estructurales y medidas previas a cada liquidación:

Periodo de publicación	Encargado de lectura del tipo de punto frontera que se publica	Tipo de publicación
Diariamente.	Operador del sistema.	Datos completos del mes M. Datos completos del mes M-1 (entre el 1.º día natural y el 5.º día hábil del mes M+1).
Diariamente.	Distribuidor.	Datos completos del mes M-1 (entre el 1.º día natural y el 5.º día hábil del mes M+1).
Semanalmente, a partir del 5.º día hábil del mes.	Distribuidor.	Datos completos del mes M y M-2.
Semanalmente, a partir del 5.º día hábil del mes.	Operador del sistema.	Datos completos del mes M-2.
Semanalmente, a partir del 5.º día hábil del mes.	Distribuidor.	Datos estructurales y acumulados mensuales de los meses M-4, M-5 M-6 y M-7.
Mensualmente, el 1.º día hábil posterior al día 15 de cada mes.	Operador del sistema /Distribuidor.	Datos completos del mes M-3.
Mensualmente, antes del penúltimo día hábil de cada mes.	Operador del sistema / distribuidor.	Datos completos del cierre provisional del mes M-7.
Mensualmente antes del tercer día hábil de cada mes.	Operador del sistema / distribuidor.	Datos completos del cierre definitivo.

8.6 Incidencias y preobjeciones.

8.6.1. Recepción de incidencias. El plazo de recepción de incidencias de un punto de medida finalizará 30 días antes del cierre provisional de medidas.

8.6.2. Resolución de incidencias. Los plazos para la revisión y resolución de incidencias por parte del encargado de lectura dependerán de la fecha de recepción de la incidencia y de su tipología, de acuerdo con lo indicado a continuación:

a. Incidencias en instalaciones de las que el operador del sistema es el encargado de la lectura:

i. Incidencias recibidas hasta el primer día hábil del mes siguiente (mes M+1) al que corresponde la incidencia.

Serán revisadas antes del quinto día hábil del mes M+1 siempre que correspondan a:

- Comunicación de modificaciones en datos estructurales.
- Incidencia o avería solucionada que impedía la comunicación de datos de medidas.
- Grupo de generación parado con producción cero o instalación desconectada con intercambio cero.
 - Incidencia o avería solucionada en equipos que no requiera estimaciones de medidas.
- ii. Incidencias recibidas hasta el primer día hábil del segundo mes siguiente (mes M+2) al que corresponde la incidencia.

Serán revisadas antes del primer día hábil del tercer mes siguiente (M+3) siempre que correspondan a:

- Comunicación de modificaciones en datos estructurales.
- Incidencia o avería solucionada que impedía la comunicación de datos de medidas.
- Grupo de generación parado con producción cero o instalación desconectada con intercambio cero.
 - Incidencia o avería solucionada en equipos que no requiera estimaciones de medidas.
 - Incidencia en la que se disponga de medida válida del saldo total de energía del intervalo de períodos afectados por la incidencia, según se indica en el punto a) del apartado 4.4.1.

b. Incidencias recibidas hasta el límite de recepción de incidencias indicado en el apartado anterior.

c. El resto de incidencias que por el plazo de comunicación o tipología no hayan sido resueltas en los plazos anteriormente indicados, serán resueltas antes del cierre provisional de medidas.

d. Incidencias de instalaciones de generación de las que el distribuidor es el encargado de lectura:

El plazo de emisión de incidencias se inicia el día siguiente a la publicación del cierre de energía M+1 y finaliza el primer día hábil del sexto mes al que corresponden las medidas (mes M+6).

Su resolución por parte del encargado de lectura se realizará siempre antes del plazo límite de comunicación de medida para el cierre provisional. En aquellos casos donde exista posibilidad, se realizará la corrección antes del plazo límite de comunicación de medida para el cierre M+3.

Se podrán comunicar incidencias sobre información estructural, medida de energía activa o reactiva.

8.6.3 Recepción de preobjeciones. El plazo de recepción de comunicación de preobjeciones al concentrador principal de medidas comenzará a partir del día siguiente a la publicación del cierre de medidas del mes M+1 para instalaciones de generación y a partir del día siguiente a la publicación del cierre de medidas del mes M+3 para agregaciones de clientes. En ambos casos finalizará 30 días antes del cierre provisional de medidas.

8.7 Cierre del mes M+1. El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del cuarto día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales y las medidas de los puntos frontera de clientes tipo 1 y 2.

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del cuarto día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales y las medidas de las instalaciones de generación tipo 3, 4 y 5 de las que el distribuidor es el encargado de lectura.

El operador del sistema realizará las comprobaciones que estime oportunas con objeto de evitar errores en la liquidación del mes M+1, de estas comprobaciones, se podrá requerir a los encargados de lectura un nuevo envío de información.

El operador del sistema realizará las publicaciones de los datos de medidas del cierre M+1 a los participantes, así como al Sistema de Liquidaciones para su liquidación, el quinto día hábil del mes M+1.

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal y los participantes en la medida antes de las diez horas del cuarto día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales de los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5.

8.8 Cierre M+3. El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 12 natural del mes M+3 los datos estructurales de las agregaciones de puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5 y de sus medidas horarias asociadas, así como el acumulado mensual de cada uno de los clientes de la agregación.

Asimismo, deberá poner a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 12 natural del mes M+3 las medidas horarias individualizadas de los puntos frontera de clientes tipo 5 con curva de carga horaria.

El operador del sistema realizará las comprobaciones que estime oportunas con objeto de evitar errores en la liquidación del mes M+3, de estas comprobaciones, se podrá requerir a los encargados de lectura un nuevo envío de información.

El operador del sistema realizará las publicaciones de los datos de medidas del cierre M+3 a los participantes, así como al Sistema de Liquidaciones para su liquidación, el primer día hábil posterior al día 15 natural del mes M+3

8.9 Cierre provisional. El cierre provisional de medidas correspondiente al mes M se publicará a los participantes y al sistema de liquidaciones no más tarde del penúltimo día hábil del séptimo mes posterior a las medidas (mes M+7).

Coincidiendo con la publicación del cierre provisional, y en un plazo no superior a 24 horas, los distintos encargados de la lectura pondrán a disposición de los distintos comercializadores/consumidores directos a mercado el desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación enviada al operador del sistema por los medios y formatos establecidos en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

8.10 Objeciones.

8.10.1 Presentación de objeciones. Los plazos de objeción de medidas tras el cierre provisional son los siguientes:

Veinticinco días hábiles para cualquier participante de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura.

Diez días hábiles para autoobjeciones de los encargados de la lectura. Dentro de este plazo los encargados de lectura deberán enviar al operador del sistema los datos estructurales y de medidas necesarios para su resolución. Al día siguiente de la finalización de este plazo, el operador del sistema realizará una publicación de medidas de las que el distribuidor es encargado de lectura previa al inicio del plazo de presentación de objeciones que se establece en el siguiente apartado para comercializadores, clientes directos a mercado o representantes de medida.

Quince días hábiles para los comercializadores, consumidores directos a mercado o representantes de medidas que correspondan a puntos frontera de los que el distribuidor es encargado de lectura. Este plazo se iniciará el día siguiente de la publicación indicada en el apartado anterior, es decir, a partir del duodécimo día hábil posterior a la publicación del cierre provisional.

Para aquellos puntos de los que el distribuidor es encargado de la lectura, el operador del sistema recibirá los datos de las objeciones y los publicará diariamente a todos los participantes de los puntos hasta el fin del plazo de recepción indicado anteriormente. En todo caso, es responsabilidad del emisor, y en ningún caso del operador del sistema, verificar que la objeción ha sido recibida y publicada a los participantes implicados en el concentrador principal.

8.10.2 Resolución de objeciones. Los encargados de la lectura resolverán las objeciones recibidas en un plazo de quince días hábiles desde el cierre del plazo de emisión de objeciones. Para el caso de puntos de los que el distribuidor es encargado de la lectura, los distribuidores deberán enviar al operador del sistema dentro de este plazo los datos estructurales y de medidas necesarios para la resolución de las objeciones que resulten aceptadas por éstos.

Para aquellos puntos de los que el distribuidor es encargado de la lectura, el operador del sistema recibirá las respuestas a las objeciones y las publicará diariamente a todos los participantes de los puntos hasta el fin del plazo de resolución indicado anteriormente. En todo caso, es responsabilidad del emisor, y en ningún caso del operador del sistema, verificar que la objeción ha sido recibida y publicada a los participantes implicados en el concentrador principal.

8.11 Cierre definitivo. El proceso previo al cierre definitivo consta de cuatro o seis fases, dependiendo de que el encargado de la lectura sea el operador del sistema o el distribuidor respectivamente. Dichas fases se desarrollan en los plazos que se detallan a continuación.

8.11.1 Fronteras de las que el operador del sistema es encargado de la lectura.

Fase 1: El operador del sistema publicará las medidas a los participantes el segundo día hábil posterior al cierre del plazo de resolución de objeciones indicado en el apartado 8.11.

Fase 2: Los participantes tendrán seis días hábiles para solicitar al operador del sistema la revisión de la resolución de las objeciones, acompañado, si aplica, de los datos estructurales o de medidas necesarios.

La solicitud de revisión debe referirse exclusivamente a objeciones recibidas en el plazo establecido en el apartado 8.11. Por tanto, no serán admitidas nuevas objeciones en esta fase.

Fase 3: El operador del sistema revisará las solicitudes de revisión de la fase anterior y publicará el sexto día hábil posterior al cierre del plazo de solicitud de revisión los datos de medidas en los que se incluirán las modificaciones que procedan en esta fase. Tras la citada publicación no se admitirán modificaciones de medidas salvo que, de forma excepcional, el operador del sistema considere que dichas modificaciones no comprometen el cumplimiento de la fecha de publicación del cierre definitivo y, además, sean solicitadas por un participante con el acuerdo expreso del otro participante y con el visto bueno del operador del sistema como encargado de la lectura. En cualquier caso, las posibles modificaciones no darán lugar a nuevas publicaciones a los participantes antes del cierre definitivo de medidas, si bien estarán disponibles para su consulta según las condiciones de acceso establecidas por el operador del sistema. Estas modificaciones excepcionales serán comunicadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Fase 4: Una vez cumplidos los plazos anteriores, el operador del sistema publicará los datos del cierre definitivo a los participantes y, simultáneamente, al sistema de liquidaciones, antes del tercer día hábil del mes M+11. Todas las medidas del mes en cierre definitivo serán consideradas medidas firmes.

8.11.2 Fronteras de las que los distribuidores son encargados de la lectura.

Fase 1: El operador del sistema, publicará las medidas a los encargados de la lectura el segundo día hábil posterior al cierre del plazo de resolución de objeciones indicado en el apartado 8.11.

Fase 2: Los encargados de la lectura dispondrán de los cinco días hábiles siguientes a la publicación de la fase 1 para identificar y comunicar al concentrador principal los datos estructurales y de medida necesarios para resolver los posibles errores detectados tras dicha publicación.

Únicamente se admitirán modificaciones sobre datos por errores del encargado de la lectura o del operador del sistema en la resolución de las objeciones recibidas en el plazo establecido en el apartado 8.11. Por tanto, no serán admitidas nuevas objeciones en esta fase.

Fase 3: El operador del sistema publicará las medidas a los comercializadores o consumidores directos a mercado y representantes con las posibles modificaciones como consecuencia de la fase 2, el sexto día hábil posterior a la publicación a encargados de la lectura.

Fase 4: Los comercializadores o consumidores directos a mercado y representantes dispondrán de seis días hábiles para solicitar al encargado de la lectura la revisión de la resolución de las objeciones.

En ningún caso serán admitidas nuevas objeciones en esta fase.

Fase 5: Los encargados de la lectura, en los tres días hábiles siguientes a la finalización del plazo indicado en la fase 4, deberán enviar los datos estructurales y de medidas necesarios para modificar las solicitudes de revisión que resulten aceptadas por éstos.

El siguiente día hábil, el operador del sistema publicará las medidas actualizadas a todos los participantes. Tras esta publicación no se admitirán modificaciones de medidas salvo que, de forma excepcional, el operador del sistema considere que dichas modificaciones no comprometen el cumplimiento de la fecha de publicación del cierre definitivo y, además, sean solicitadas por el encargado de la lectura con el acuerdo expreso del otro participante o viceversa. En cualquier caso, las posibles modificaciones no darán lugar a nuevas publicaciones a los participantes antes del cierre definitivo de medidas, si bien estarán disponibles para su consulta según las condiciones de acceso establecidas por el operador del sistema. Estas modificaciones excepcionales serán comunicadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Fase 6: Una vez cumplidos los plazos anteriores, el operador del sistema publicará los datos del cierre definitivo a los participantes y, simultáneamente, al sistema de liquidaciones, antes del tercer día hábil del mes M+11. Todas las medidas del mes en cierre definitivo serán consideradas medidas firmes.

8.11.3 Resumen de plazos tras el cierre provisional de medidas. En las siguientes tablas se presentan, a modo de resumen, los plazos de los distintos hitos entre el cierre provisional y el cierre definitivo de medidas:

Hito	Puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de lectura
1. Presentación de objeciones.	Durante 25 días hábiles.
2. Resolución de objeciones.	Durante 15 días hábiles.
3. Publicación de la resolución de objeciones.	2.º día hábil posterior.
4. Solicitud de revisión de resolución de objeciones.	Durante 6 días hábiles.
5. Publicación de la revisión de resolución de objeciones.	6.º día hábil posterior.
6. Publicación cierre definitivo.	Antes del 3.º día hábil del mes M+11.

Hito	Puntos frontera de los que el distribuidor es encargado de lectura
1. Presentación de autobjeciones.	Durante 10 días hábiles.
2. Presentación de objeciones.	Durante 15 días hábiles.
3. Resolución de objeciones por parte de los encargados de lectura.	Durante 15 días hábiles.
4. Publicación de la resolución de objeciones a encargados de lectura.	2.º día hábil posterior.

Hito	Puntos frontera de los que el distribuidor es encargado de lectura
5. Revisión de los encargados de lectura de la publicación tras resolución de objeciones.	Durante 5 días hábiles.
6. Publicación de la resolución de objeciones a comercializadores o clientes directos a mercado y representantes.	1.º día hábil posterior.
7. Solicitud de revisión de resolución de objeciones.	Durante 6 días hábiles.
8. Revisión de resolución de objeciones por parte de los encargados de lectura.	Durante 3 días hábiles.
9. Publicación de la revisión de resolución de objeciones.	1.º día hábil posterior.
10. Publicación cierre definitivo.	Antes del 3.º día hábil del mes M+11.

8.12 Plazos para la aplicación del proceso de corrección de medidas con posterioridad al cierre definitivo. Los plazos para la aplicación del proceso de corrección de registros tras la publicación de un cierre definitivo de medidas se indican en la siguiente tabla:

Hito	Plazo
1. Solicitud a un encargado de lectura de una corrección de registros de medida.	Durante 120 días desde la publicación del cierre definitivo de medidas.
2. Comunicación de una corrección de registros de medida por un encargado de lectura.	Durante 120 días desde la publicación del cierre definitivo de medidas.
3. Validación y resolución por parte del encargado de lectura.	Durante 20 días hábiles desde el cierre del plazo indicado en los hitos 1 y 2.
4. Publicación por parte del encargado de lectura de la revisión de solicitudes.	1.º día hábil posterior.
5. Publicación por parte del encargado de lectura de los datos de medida corregidos.	10.º día hábil posterior.

8.13 Publicación al sistema de medidas de «restos» de energía facturada de periodos en cierre definitivo, Los encargados de lectura remitirán al operador del sistema las modificaciones de energías facturadas en cada mes que correspondan a periodos en cierre definitivo antes del décimo día hábil de cada mes.

8.14 Publicaciones excepcionales de cierres de energía. Si tras la publicación de un cierre de energía, el operador de sistema detecta un error material en el proceso de cierre o publicación de dicho mes como consecuencia un error en la comunicación de energía de un encargado de lectura, fallo de los sistemas informáticos de gestión, por fuerza mayor u otra causa justificada, el operador del sistema podrá republicar un cierre de energía, debidamente justificado, para minimizar el error manifiesto en la liquidación correspondiente, de forma que el impacto en la liquidación a los participantes del sistema de medidas sea el menor posible.

El operador del sistema valorará el impacto del error detectado sobre el número de participantes afectados teniendo en cuenta, en su caso, las consideraciones del correspondiente encargado de la lectura, y procederá a la publicación del cierre de energía tan pronto como se solucionen las causas que justificaron esta excepcionalidad y si a su juicio es viable la publicación para la liquidación correspondiente.

Esta publicación excepcional del cierre de energía será comunicada a los participantes del sistema de medidas y el operador del sistema justificará sus actuaciones a posteriori ante la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

9. Días hábiles y calendario de cierre. El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes del sistema de medidas, antes del inicio de cada año natural, el calendario de cierres provisionales y definitivos con indicación de los días límite para presentación y resolución de objeciones así como los días inhábiles que no sean sábados ni domingos.

A efectos de los procedimientos de medidas serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre, el 31 de diciembre, y los que, hasta un máximo de dos días anuales, determine el operador del sistema.

ANEXOS

Anexo 1. Coeficientes por imprecisión

Toda medida obtenida mediante la utilización de equipos compuestos por elementos cuya precisión sea peor a la exigida para los equipos de nueva instalación, será corregida para considerar el posible mayor error. Así mismo, la medida obtenida a través de equipos que alimentan a un sistema de tres hilos se verá afectada por un factor de corrección frente al sistema de cuatro hilos.

La corrección, aplicable a medidas tanto de energía activa como de reactiva, vendrá dada por la fórmula siguiente:

$$E_c = E_m \cdot \left[F_{cl} \cdot (\Delta\varepsilon_V + \Delta\varepsilon_I + \Delta\varepsilon_C) + F_{3h} \right]$$

Donde:

E_c Corrección en energía, a sumar o restar de la medida E_m para obtener la medida corregida.

E_m Saldo neto de energía que atraviesa el contador.

F_{cl} Factor comprendido entre 0.5 y 1, a definir por la Dirección General de Política Energética y Minas.

F_{3h} Factor comprendido entre 0 y 0.002, a definir por la Dirección General de la Política Energética y Minas, para cada instalación.

C_{NV} Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para transformadores de medida de tensión de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

C_{NI} Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para transformadores de medida de intensidad de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

C_{NC} Valor numérico del requisito mínimo de clase de precisión para contadores de energía de nueva instalación, expresado en tanto por uno.

ERR_V Valor numérico del error de precisión para transformadores de medida de tensión, expresado en tanto por uno.

ERR_I Valor numérico del error de precisión para transformadores de medida de intensidad, expresado en tanto por uno.

ERR_C Valor numérico del error de precisión para contadores de energía, expresado en tanto por uno.

$\Delta\varepsilon_V$ Valor de la diferencia $ERR_V - C_{NV}$.

$\Delta\varepsilon_I$ Valor de la diferencia $ERR_I - C_{NI}$.

$\Delta\varepsilon_C$ Valor de la diferencia $ERR_C - C_{NC}$.

Desde la fecha en que se haya realizado la última calibración, o el último ensayo de fabricante, y durante los siguientes cinco años, se considerará vigente el error de precisión detectado entonces (ERR_V o ERR_I o ERR_C). A estos efectos, siempre que se cumpla el plazo de vigencia del error detectado, las calibraciones y los ensayos de fabricante que

hayan sido realizados con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento unificado de puntos de medida podrán considerarse como válidos. En cualquier caso, tanto las calibraciones como los ensayos de fabricante deberán contar con la correspondiente aprobación de la administración pública competente.

En caso de que el error de precisión (ERR) sea menor o igual que el requisito mínimo exigido (CN) correspondiente, se le asignará un valor nulo al $\Delta\varepsilon$.

Si el error de precisión (ERR) detectado en la última calibración, o en el último ensayo de fabricante, está fuera de la clase de precisión del elemento de medida (transformador o contador) calibrado, éste deberá ser sustituido por uno nuevo que cumpla los requisitos exigidos.

En caso de no disponer del valor de error de precisión (ERR) requerido, se empleará como tal el correspondiente a la clase de precisión del elemento de medida (transformador o contador) utilizado.

La corrección se aplicará siempre en sentido favorable al participante en la medida que no sea responsable del equipo de medida cuya lectura se está corrigiendo.

Anexo 2. Coeficientes para configuraciones principales y comprobantes

10. Coeficientes de Pérdidas en Líneas.

Las pérdidas de energía activa (P_p) y reactiva (Q_p) en una línea se calcularán utilizando las expresiones:

$$P_p^{(kWh)} = \alpha \cdot P_{PM}$$

$$Q_p^{(kvarh)} = \beta \cdot P_{PM}^2 - Q_0$$

Donde P_{PM} es la medida en el punto de medida en kWh y α y β se calculan como:

$$\alpha = \frac{R_l}{U_n^2 / S_B}$$

$$\beta = \frac{X_l}{U_n^2 \cdot 1000}$$

Siendo:

S_B la potencia activa de la instalación en MW para centrales de generación. En líneas, se utilizará 1000 MVA para líneas de 400 kV, 250 MVA para líneas de 220 kV, 50 MVA para líneas de 132 kV y 20 MVA para líneas de 66 kV o menor tensión.

U_m la tensión nominal de la línea en kV.

R_l la resistencia de la línea calculada como:

$$R_l = \frac{R_{c,l} \cdot \ell}{n_c}$$

Siendo:

$R_{c,l}$ la resistencia por unidad de longitud del conductor en Ω/km , ℓ la longitud de la línea en km y n_c el número de conductores por fase.

X_l es la reactancia en Ω de la línea.

Q_0 es la potencia reactiva generada por la línea en vacío a tensión nominal expresada en kVAr.

La reactancia y potencia reactiva generada por la línea en vacío son parámetros calculados en el proyecto oficial de una línea. Si no estuvieran disponibles se calcularán a partir de la inductancia L (mH/km) y capacidad C (μ F/km) típicas como:

$$X_l(\Omega) = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot L \cdot 10^{-3} \cdot l$$

$$Q_0(\text{kvarh}) = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot C \cdot 10^6 \cdot l \cdot U_n^2$$

Los valores típicos de inductancia y capacidad se obtienen a partir de valores típicos de la impedancia característica y la velocidad de propagación tanto de líneas aéreas como de líneas de cable aislado.

Tabla 1. Parámetros típicos de líneas aéreas y de cables aislados

	Línea aérea	Cable subterráneo
L (mH/km)	1	0.2
C (μ F/km)	0.011	0.22

Para fronteras dadas de alta con anterioridad a la aprobación de este procedimiento de operación, se podrá mantener la formulación vigente en el momento del alta de la frontera en el sistema de medidas hasta que uno de los participantes o el propio encargado de la lectura solicite la actualización de la configuración de cálculo de energía de activa y/o reactiva. Si el encargado de la lectura no recibe los parámetros necesarios para la modelización de las pérdidas antes de un mes desde su solicitud, aplicará los parámetros definidos por defecto en este procedimiento.

11. Coeficientes de Pérdidas en Transformadores.

a. Coeficientes para fronteras de clientes. Se aplicarán los coeficientes establecidos en el apartado 5.5 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

b. Coeficientes para fronteras distintas de clientes. Las pérdidas de energía activa (P_p) y reactiva (Q_p) de un transformador se calcularán utilizando las expresiones:

$$P_p(\text{kWh}) = \alpha \cdot P_{PM} + P_0$$

$$Q_p(\text{k var h}) = \beta \cdot P_{PM}^2$$

Donde PPM es la medida en el punto de medida en kWh y α y β se calculan como:

$$\alpha = \frac{P_{cc}}{1000 S_n}$$

$$\beta = \frac{U_{cc}}{100 \cdot S_n \cdot 1000}$$

Siendo:

S_n es la potencia nominal del transformador en MVA.

P_0 es la potencia de pérdidas en el ensayo de vacío en condiciones nominales del transformador en kW tal y como aparece en el protocolo de ensayos de la máquina o en la placa de características (Nota 1).

P_{cc} es la potencia de pérdidas en el ensayo de cortocircuito en condiciones nominales del transformador en kW tal y como aparece en el protocolo de ensayos de la máquina o en la placa de características (Nota 1).

U_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador en % de acuerdo con lo indicado en los ensayos de la máquina o en la placa de características (Nota 2).

Nota 1: Si el transformador dispone de variador de tomas se utilizará el valor en su toma central. Si no estuviera disponible, se tomará el coeficiente α de la Tabla 2 y se considerará que las pérdidas en el ensayo de vacío son la tercera parte de las pérdidas en el ensayo de cortocircuito. En el caso de autotransformadores, los valores de la Tabla 2 serán multiplicados por un factor de corrección igual a 0.8.

Nota 2: Si el transformador dispone de variador de tomas se utilizará el valor en su toma central. Si no está disponible la tensión de cortocircuito, se utilizarán 7% para transformadores de menos de 2 MVA, 15% para transformadores con devanado de alta menor o igual a 220 kV y más de 2 MVA y 19% para transformadores con devanado de alta mayor de 220 kV y más de 2 MVA.

Tabla 2. Valores típicos de α de transformadores

Tensión en el lado de baja del transformador (kV)	Tensión en el lado de alta del transformador (kV)			
	>250	250 – 150	150 – 72	72 – 36.5
250 – 150	0.004	0.004	–	–
150 – 72	0.005	0.005	0.005	–
72 – 36.5	0.006	0.006	0.006	0.007
36,5 – 1	0.007	0.007	0.007	0.008

Para transformadores con el lado de baja tensión a 380 V o inferior, se aplicará un coeficiente α de 0.025.

Para fronteras dadas de alta con anterioridad a la aprobación de este procedimiento de operación, se podrá mantener la formulación vigente en el momento del alta de la frontera en el sistema de medidas hasta que uno de los participantes o el propio encargado de la lectura solicite la actualización de la configuración de cálculo de energía de activa y/o reactiva. Si el encargado de la lectura no recibe los parámetros necesarios para la modelización de las pérdidas antes de un mes desde su solicitud, aplicará los parámetros definidos por defecto en este procedimiento.

Anexo 3. Procedimiento para el reparto de energías o pérdidas de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos que comparten conexión con las redes de transporte o distribución

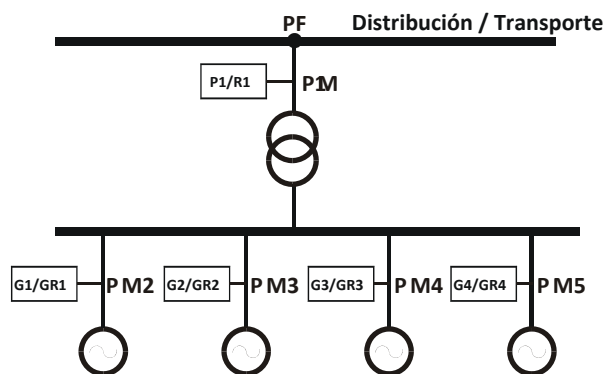
Objeto. El objeto de este Anexo es establecer los criterios que deberán cumplir las configuraciones de cálculo de medidas de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos que comparten instalaciones de evacuación para su conexión a las redes de transporte o distribución, así como el método de cálculo para el reparto de energías y pérdidas que aplicará el encargado de la lectura en los casos de instalaciones de generación que comparten instalaciones de evacuación para su conexión a las redes de transporte o distribución cuando no hay acuerdo entre los distintos participantes.

Reparto de energías y pérdidas. La configuración que se detalla como referencia aplicará a las distintas configuraciones requeridas de una instalación (principal y comprobante o redundante) de acuerdo con el Reglamento unificado de puntos de medida.

Se indica AS, AE, R1, R2, R3 y R4 como las medidas activa saliente, activa entrante, reactiva cuadrante 1, reactiva cuadrante 2, reactiva cuadrante 3 y reactiva cuadrante 4 de los puntos de medida.

Cuando se haga referencia a coeficientes de pérdidas (K) se entenderá por tales los coeficientes acordados entre el generador y el distribuidor para tener en cuenta las pérdidas en líneas o transformadores intermedios. En caso de no existir acuerdo en los mismos se calcularán por el encargado de la lectura correspondiente conforme a lo indicado en el anexo 2 de este procedimiento.

Configuraciones de cálculo de Instalaciones conectadas a distribución o transporte que comparten instalaciones de evacuación.



En instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos conectadas a distribución o transporte y que compartan instalaciones de evacuación para su conexión a las redes de distribución o transporte, se establecerán tantos puntos frontera de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos sea de tipo 3 o 5, por acuerdo entre el distribuidor y el operador del sistema, el operador del sistema podrá ejercer como encargado de la lectura de dicha frontera tipo 3 o 5. En estos casos, el tratamiento de los datos de medida de dicha frontera será como si se tratase de un punto de tipo 2. El distribuidor debe comunicar esta circunstancia al organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico a los efectos oportunos.

La medida se establecerá en cada punto frontera con uno de los tres métodos indicados a continuación.

a. Si el número de generadores conectados al nudo de distribución o transporte es menor o igual que cuatro (4), se podrá repartir la energía medida en distribución/transporte proporcionalmente a la medida de energía de cada generador:

$$G_i(AE) = PM_1(AE) * PM_i(AE) / (PM_2(AE) + PM_3(AE) + PM_4(AE) + PM_5(AE)).$$

$$G_i(AS) = PM_1(AS) * PM_i(AS) / (PM_2(AS) + PM_3(AS) + PM_4(AS) + PM_5(AS)).$$

$$G_i(R1) = PM_1(R1) * PM_i(R1) / (PM_2(R1) + PM_3(R1) + PM_4(R1) + PM_5(R1)).$$

$$G_i(R2) = PM_1(R2) * PM_i(R2) / (PM_2(R2) + PM_3(R2) + PM_4(R2) + PM_5(R2)).$$

$$G_i(R3) = PM_1(R3) * PM_i(R3) / (PM_2(R3) + PM_3(R3) + PM_4(R3) + PM_5(R3)).$$

$$G_i(R4) = PM_1(R4) * PM_i(R4) / (PM_2(R4) + PM_3(R4) + PM_4(R4) + PM_5(R4)).$$

Siendo:

G_i : medida en cada una de las fronteras que comparten el nudo de conexión,

PM_i : medida en el punto de medida ubicado en la instalación del punto frontera G_i ,

PM_1 : medida en el punto de conexión,

PM_2, PM_3, PM_4 y PM_5 : cada una de las medidas de energía neta de los distintos grupos de generación.

1. La configuración principal del punto frontera se calculará con todos los equipos principales y la configuración redundante o comprobante con todos los equipos redundantes o comprobantes.

2. No se admiten configuraciones en las que un mismo punto de medida se utilice simultáneamente para la configuración principal y para la redundante o comprobante.

3. Si las instalaciones comparten más de una conexión, primero se efectuará el saldo neto horario de todas las conexiones con la red de distribución o transporte y a continuación se procederá igual que en los puntos anteriores.

4. Si se instala un nuevo generador evacuando en la misma conexión, se modificarán las fórmulas de los puntos frontera para adecuarlas a la nueva configuración.

b. Si el número de generadores conectados al nudo de distribución/transporte es mayor que cuatro, la medida se calculará siempre de esta forma:

$$G_i(AS) = PM_i(AS) \cdot K_i$$

$$G_i(AE) = PM_i(AE) \cdot (2 - K_i)$$

$$G_i(R1) = PM_i(R1) \cdot (2 - K'_i)$$

$$G_i(R2) = PM_i(R2) \cdot (2 - K'_i)$$

$$G_i(R3) = PM_i(R3) \cdot (K'_i)$$

$$G_i(R4) = PM_i(R4) \cdot (K'_i)$$

Siendo K_i y K'_i los coeficientes de pérdidas acordados entre los participantes para la energía activa y reactiva. En el anexo 2 de este procedimiento se indica un posible método para el cálculo de dichos coeficientes. Si sólo se definen coeficientes para activa K_i , se utilizarán también como coeficientes para la energía reactiva.

Se deberá instalar equipo de medida siempre en el punto de conexión de las distintas instalaciones con la red de distribución/transporte.

Si fuese de aplicación, todos los puntos de medida tienen que estar equipados con equipo de medida principal y redundante o comprobante.

La configuración principal punto frontera se calculará con todos los equipos principales y la configuración redundante o comprobante con todos los equipos redundantes o comprobantes.

No se admiten configuraciones en las que un mismo punto de medida se utilice para la configuración principal y para la redundante o comprobante.

c. Alternativamente, e independientemente del número de generadores conectados, será admisible que para la configuración principal de medida se reparta la energía medida en el punto de conexión con la red de distribución o transporte proporcionalmente a la medida de energía de cada generador de acuerdo con lo descrito en a) y que para la medida redundante se aplique a la medida de cada generador un coeficiente de pérdidas de acuerdo con lo indicado en b)

Si las instalaciones comparten más de una conexión, primero se efectuará el saldo neto horario de todas las conexiones con la red de distribución/transporte y a continuación se procederá igual que en los puntos anteriores.

Si se instala un nuevo generador evacuando en la misma conexión, se modificarán las fórmulas de los puntos frontera para adecuarlas a la nueva configuración.

Anexo 4. Cálculo de Coeficientes de Configuraciones Comprobantes a partir de Datos Históricos

La relación de medida de un punto de medida principal en sus magnitudes de energía activa entrante y saliente con sus correspondientes comprobantes cumple la relación:

$$M_{Pmp_i}^\delta = \sum_{n=1}^n \alpha_n \cdot M_{Pmni}^\beta \quad (1)$$

Donde:

$M_{Pmp_i}^{\delta}$ es la medida para la magnitud δ en el periodo i en el punto de medida principal.
 M_{Pmni}^{β} es la medida para la magnitud β del punto de medida comprobante n en el periodo de integración i .
 α_n es el coeficiente que relaciona la medida del/los punto/s comprobante/s de medida n con el punto principal para la magnitud de cálculo.

La ecuación (1) también se puede expresar, en un espacio de n dimensiones, como la recta:

$$y - \alpha_1 \cdot x_1 - \alpha_2 \cdot x_2 \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{n-1} - \alpha_n = 0 \quad (2)$$

Nota: la correspondencia entre las magnitudes δ y β entre los puntos de medida principal y comprobantes de la ecuación (1) deberán formularse de forma que se cumpla el principio de conservación de la energía (es decir, independientemente de la magnitud programada en los contadores).

Donde:

α_i son los coeficientes (incógnitas a calcular) basados en históricos.
 y, x_1, x_2, \dots, x_n son los datos históricos que definen la recta que relaciona la medida principal (y) con las medidas comprobantes (x_i).

Los coeficientes α_i calculados a partir de datos de medida históricos se obtendrán a partir de los j conjuntos de muestras disponibles (y, x_1, x_2, \dots, x_n) que generen el menor error posible.

Este error se puede expresar como:

$$Error = \sum_1^j y_j - \alpha_1 \cdot x_{j1} - \alpha_2 \cdot x_{j2} \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{jn-1} - \alpha_n \quad (3)$$

Donde $y_j, x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jn}$ son los j conjuntos de muestras; la recta de ajuste proporciona un valor diferente de y .

Dado que dicho error puede ser negativo o positivo, se define la función:

$$\phi = \sum_1^j (y_j - \alpha_1 \cdot x_{j1} - \alpha_2 \cdot x_{j2} \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{jn-1} - \alpha_n)^2 \quad (4)$$

que asegura que los valores de error son siempre positivos; de todas las rectas posibles definidas por α_i , la que menor error proporciona será la que se obtenga de resolver las n ecuaciones con n incógnitas que minimizan la función (4); esto es, la derivada de dichas funciones igualada a cero:

$$\frac{\partial \phi}{\partial \alpha_i} = 0 \quad (5)$$

La solución del conjunto de coeficientes α_i consecuencia del cálculo de n ecuaciones con n incógnitas de (5) se expresarán con seis decimales aunque en los cálculos intermedios se utilizarán al menos 10 decimales.

Los conjuntos de muestras a utilizar para la resolución de los anteriores sistemas de ecuaciones se obtendrán con los siguientes criterios:

a. El número de muestras para la obtención de cada α_i será como mínimo de (25 x 24 muestras por magnitud).

- b. El número máximo de muestras a utilizar será el correspondiente a tres meses (3 x 30 x 24 muestras por magnitud).
- c. Las muestras procederán del último trimestre previo al cálculo de los coeficientes.
- d. Sólo se considerarán como muestras válidas, para un periodo de integración y magnitud, aquéllas en las que se disponga simultáneamente de medidas firmes de registradores válidas del punto de medida principal y de todos los puntos de medida comprobantes que lo conforman.
- e. No se utilizará ningún conjunto de valores que incluya un 0 en cualquiera de sus energías.

Ejemplos:

1. Caso de comprobante con un único punto de medida:

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$M_{Pmp_i}^{\delta} = \alpha_1 \cdot M_{Pml_i}^{\beta}$$

cuyo resultado sería:

$$\alpha_1 = \frac{\sum (M_{Pmp_i}^{\delta} / M_{Pmp_i}^{\beta})}{n}$$

Donde:

n es el número de parejas de valores utilizados para la obtención del coeficiente α_1 que define el coeficiente en base a datos históricos.

M_{Pmp}^{δ} y M_{Pmp}^{β} son las distintas parejas de valores de la muestra para distintos periodos de integración de la configuración principal y la comprobante con un único punto de medida, que cumple los criterios indicados en este procedimiento.

2. Caso de configuración comprobante con dos puntos de medida:

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} + \alpha_2$$

El sistema de ecuaciones (5), estará formado por dos ecuaciones con dos incógnitas cuyo resultado es:

$$\alpha_1 = \frac{n \cdot \sum \left(\frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right) - \sum \frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \cdot \sum \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}}}{n \cdot \sum \left(\frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right)^2 - \left(\sum \frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right)^2}$$

$$\alpha_2 = \frac{\sum \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} - \alpha_1 \cdot \sum \frac{M_{Pml_i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}}}{n}$$

Donde:

n es el número de conjuntos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes α_1 y α_2 , que definen los coeficientes basados en datos históricos.

M_{Pmp}^{δ} , M_{Pmi}^{β} y M_{Pm2i}^{β} son los distintos valores de la muestra constituidas para distintos periodos de integración de la configuración principal del punto de medida 1 y del punto de medida 2 de la configuración comprobante que cumplen los criterios indicados en este procedimiento.

3. Caso de configuración comprobante con tres puntos de medida:

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pmi}^{\beta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} + \alpha_3$$

El sistema de ecuaciones (5) estará formado por tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$\sum \frac{M_{Pmp}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \left(\frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm3i}^{\beta}} - n\alpha_3 = 0$$

donde:

n es el número de conjuntos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes α_1 , α_2 y α_3 , que definen los coeficientes basados en datos históricos.

M_{Pmp}^{δ} , M_{Pmi}^{β} , M_{Pm2i}^{β} y M_{Pm3i}^{β} son los distintos valores de la muestra constituidas para distintos periodos de integración de la configuración principal del punto de medida 1 y del punto de medida 2 y del punto de medida 3 de la configuración comprobante que cumplen los criterios indicados en este procedimiento.

4. Caso de configuración comprobante con cuatro puntos de medida:

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pmi}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_3 \cdot \frac{M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_4$$

El sistema de ecuaciones (5) estará formado cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas:

$$\begin{aligned} \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \left(\frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} &= 0 \\ \sum \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} &= 0 \\ \sum \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \left(\frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} &= 0 \\ \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm_i}^{\delta}}{M_{Pm_i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm_{2_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{2_i}}^{\beta}} - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm_{3_i}}^{\delta}}{M_{Pm_{3_i}}^{\beta}} + n\alpha_4 &= 0 \end{aligned}$$

Para cualquier número de puntos de medida de la configuración comprobante de un punto frontera el procedimiento sería similar.

Anexo 5. Estimación de medidas de puntos frontera y agregaciones a partir de datos históricos

1. Objeto. Este anexo tiene por objeto definir los algoritmos de cálculo para la estimación de medidas a partir de datos históricos de puntos frontera.

Adicionalmente, este procedimiento lo utilizará el operador del sistema para la estimación de agregaciones cuando se cumplan los supuestos indicados en el procedimiento 10.4. En este caso el operador del sistema estimará una agregación (conjunto de puntos frontera) como si se tratase de un único punto formado por todos los puntos que constituyen la agregación.

Consideraciones generales. En todos los cálculos descritos en este Anexo se utilizarán tres (3) decimales. Los resultados finales de energías se expresarán en kWh redondeando los decimales a la unidad inmediata superior si es igual o superior a 0.5 o a la unidad inmediata inferior si es inferior a 0.5.

Los días de 23 horas se estimarán de forma análoga a si los de 24 horas, sin estimar valor para el periodo de cambio horario.

Los días de 25 horas se estimarán de forma análoga a los de 24 horas, si bien la estimación para el periodo de cambio horario será idéntica a la del periodo inmediatamente anterior.

No se utilizarán nunca medidas estimadas por este procedimiento como datos de partida para realizar nuevas estimaciones.

Procedimiento de estimación de valores horarios.

1.1 Procedimiento de estimación de huecos. La estimación de cada magnitud de energía y periodo horario se calculará como la media aritmética para cada una de las magnitudes y periodo de integración de las medidas correspondientes a los periodos de integración anterior y posterior para los que se dispone de medida de energía.

1.2 Procedimiento de estimación de ventanas de periodos. El procedimiento de estimación se realiza en tres pasos: Obtención muestra histórica, cálculo de media y desviación típica:

El tamaño de la muestra será de 6 medidas por cada periodo de integración a estimar, obtenidas de acuerdo con los siguientes criterios:

La muestra estará formada por las 6 medidas del mismo periodo de integración y de los días más próximos al del día que se quiere estimar, que sean del mismo tipo de día y del mismo mes (Nota 2).

Si con el criterio definido en 1 no se alcanzase el número de 6 muestras se considerarán también los días más próximos al del día que se quiere estimar, que sean del mismo tipo de día y de la misma temporada (Nota 2) hasta alcanzar las 6 medidas.

Si de la utilización de los criterios 1 y 2 anteriores no se alcanzase el número de 6 muestras se considerarán también los días más próximos al del día que se quiere estimar, que sean del mismo tipo de día y de distinta temporada.

Se calculará la media aritmética (\bar{x}) y desviación típica (s) de la muestra de medidas válidas de energías de la misma magnitud y del mismo periodo de integración despreciando de dicha muestra los valores máximo y mínimo (Nota 1).

Nota 1: En caso de que se repita el valor máximo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas. Análogamente, en caso de que se repita el valor mínimo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas.

Nota 2: Se definen los días tipo (si aplica) y temporadas de acuerdo con la clasificación establecida en el Real Decreto vigente en el que se establecen las tarifas de acceso a redes.

Ejemplo: Supongamos que se ha de estimar el día 1 de marzo (jueves) de 2001 de un cliente que opera en la península, la muestra para obtener la estimación se obtendría:

1. Al ser día tipo B (lunes a viernes no festivos temporada media), la muestra podrá formarse con los días 2, 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001. Si alguno de los días anteriores no estuviese disponible se podrían utilizar los días (y por este orden de prelación) 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28, 29 y 30 de marzo de 2001.

2. Si no se alcanzase el número de seis muestras habría que utilizar (y por este orden de prelación) las medidas de lunes a viernes de abril de 2001, o las de julio de 2001, o las de octubre de 2000, o las de octubre de 2001 y por este orden de prelación.

3. Si no se dispusiese, aun así de las 6 muestras habría, que utilizar las medidas de lunes a viernes más próximos de febrero de 2001.

a. Cálculo de los extremos de distribución: Para cada magnitud y periodo de integración de la muestra calculada en a) se calculan los extremos de la misma suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima} = \bar{x} + 2 * s$$

$$\text{Muestra mínima} = \bar{x} - 2 * s$$

b. Cálculo del valor de energía estimado: El valor de medida estimado para cada una de las magnitudes y periodos de integración será la media aritmética de la muestra total descrita en a), sin despreciar valores máximos y mínimos utilizando sólo los valores que entren dentro de la distribución normal descrita en b).

Ejemplo (ver anexo 6): Supongamos que se han de estimar las medidas de energía activa entrante para un punto frontera de cliente que opera en la península de la magnitud activa entrante desde el periodo de integración n.º 1 del 5/3/2001 hasta el periodo 24 del día 9/3/2001.

Para este punto frontera se dispone de medidas válidas de registrador desde 1/9/2000 hasta el 5/3/2001.

a. Se selecciona la muestra de medidas que se utilizará. Por tanto, al ser el tipo de día B en todos los días a estimar (lunes a viernes temporada media), los días de las muestras serán:

Del criterio 1: Los días 1/3/2001(jueves) y 2/3/2001 (viernes).

Del criterio 2: Utilizamos los días tipo más próximos disponibles, esto es, los días 26/10/2000, 27/10/2000, 30/10/2000 y 31/10/2000. (no es necesario utilizar el criterio 3 pues ya se dispone de seis muestras).

b. Se calcula la media y la desviación típica sin utilizar las muestras máxima y mínima para cada periodo de integración.

c. Se calculan los extremos máximo y mínimo de la distribución para cada periodo de integración.

Se calcula la estimación de energía como la media aritmética de las muestras utilizando para su cálculo las muestras que entran dentro de la distribución definida en c)

d. La misma estimación calculada se utilizará para los días de cálculo, esto es para los días 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001.

3.3 Estimación de energía con datos de cierres ATR y perfil plano. Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con los distintos cierres validados de ATR, esto es:

$$E_i = \frac{M_{CATRj} - \sum e_i}{n_j}$$

Donde:

E_i es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR_j.

M_{CATRj} es el valor de energía de cierre de ATR_j al que pertenece el periodo horario E_i de energía a estimar.

$\sum e_i$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre M_{CATRj} de los que se dispone de valor horario. Es decir $M_{CATRj} - \sum e_i$ es la energía horaria no medida durante el periodo de M_{CATRj} .

n_j es el número de periodos a estimar correspondientes al periodo de cierre ATR_j

3.4 Estimación de energía con datos de cierres ATR y perfil en base a datos históricos.

Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con los valores de cierre de ATR validados disponibles la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el 3.2 de este anexo, esto es:

a. Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo con el procedimiento descrito en 3.2 (valores x_{ij}) de este anexo.

b. Modular los valores de la curva calculada en a) a partir de los cierres de ATR_j disponibles:

$$E_{ij} = (M_{CATRj} - \sum e_{ij}) \cdot x_{ij} / \sum x_{ij}$$

Donde:

E_{ij} es cada uno de los periodos i de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR j.

M_{CATRj} es el valor de energía de cierre de ATR_j al que pertenece el periodo horario E_i de energía a estimar.

$\sum e_{ij}$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre M_{CATRj} de los que se dispone de valor horario. Es decir $M_{CATRj} - \sum e_{ij}$ es la energía horaria no medida durante el periodo de M_{CATRj} .

x_{ij} es el valor de energía del periodo de integración i y perteneciente a su vez al periodo de cierre de M_{CATRj} calculado de acuerdo con históricos por el método descrito en 3.2 de este anexo.

$\sum x_{ij}$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al cierre M_{CATRj} calculados de acuerdo con histórico por el método descrito en 3.2 de este anexo.

3.5 Estimación de energía con dato de saldo y perfil plano. Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con el saldo disponible y validado del contador, esto es:

$$E_i = \frac{S - \sum_j e_j}{n_j}$$

Donde:

E_i es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) pertenecientes al periodo de saldo S .

$\sum_j e_j$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de saldo S de los que se dispone de valor horario.

S es el valor del saldo de energía al que pertenece los periodos horarios E_i a estimar. Es decir $S - \sum_j e_j$ es la energía horaria no medida durante el periodo de S .

n_j es el número total de periodos sin medida a estimar correspondientes al intervalo del saldo S .

3.6 Estimación de energía con dato de saldo y perfil en base a datos históricos. Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con el valor de saldo disponible y validado la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el apartado 3.2. de este Anexo, esto es:

a. Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo con el procedimiento descrito en 3.2. de este Anexo.

b. Modular los valores de la curva calculada en a) a partir del saldo S disponible:

$$E_i = (S - \sum_j e_j) \cdot x_i / \sum x_i$$

Donde:

E_i es cada uno de los periodos i de energía a estimar pertenecientes al periodo de saldo S .

$\sum_j e_j$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo que corresponde el saldo S de los que se dispone de valor horario.

S es el valor del saldo de energía al que pertenecen los periodos horarios E_i a estimar. Es decir $S - \sum_j e_j$ es la energía no medida horariamente.

X_i es el valor de energía del periodo de integración i calculado de acuerdo con el método descrito en 3.2 de este Anexo.

$\sum x_i$ es la suma de todos los valores de energía horaria i sin medida calculados de acuerdo con el método descrito en 3.2. de este anexo.

Procedimiento de estimación de cierres.

4.1 Estimación de cierres a partir de históricos. El procedimiento de estimación de un cierre se realiza en cinco pasos:

a. Obtención de la muestra histórica: El tamaño de la muestra de cada uno de los periodos a estimar será de cuatro. Se seleccionarán los existentes más próximos.

A fin de uniformizar los cierres que componen la muestra, se calcula la energía media horaria de cada periodo de cierre de la muestra como cociente entre la energía de cierre y el número de horas que abarca. Estos serán los valores que integran la muestra (4 valores por cada cierre a estimar).

b. Obtención de la media y desviación típica: Se calcula la media M_j y desviación típica σ_j de cada uno de los cierres j a estimar.

c. Cálculo de los extremos de la distribución: Se calculan los extremos de la muestra de cada cierre i a estimar suponiendo una distribución normal:

Muestra máxima $j = M_j + 2 \sigma_j$

Muestra mínima $j = M_j - 2 \sigma_j$

d. Obtención de la media normalizada de cierre: Se calcula el valor de la media normalizada para cada cierre j a estimar utilizando los valores de la muestra descrita en a) que estén comprendidos en los límites definidos en c).

e. Obtención de la media de cierre: Se calcula la media de cada cierre a estimar j como el valor obtenido en d) multiplicado por el número de horas que tiene el periodo de cierre j a estimar [ecj].

4.2 Estimación de cierres a partir de datos históricos modulados con saldo de contador. El valor de cada uno de los cierres j obtenidos (ecj) por el procedimiento descrito en 4.1. se modula con el saldo disponible de acuerdo con:

$$E_{cj} = (S - \sum E_{ci}) \cdot e_{cj} / \sum e_{cj}$$

Donde:

S es el saldo total que engloba a todos los cierres del periodo.

$\sum E_{ci}$ es la suma de los cierres de los que se dispone de media. Por tanto $S - \sum E_{ci}$ es la energía de los cierres no medida.

e_{cj} es el valor de energía del cierre j calculado de acuerdo con el apartado 4.1. de este Anexo.

$\sum e_{cj}$ es la suma de todos los cierres j que es necesario estimar y calculados de acuerdo 4.1. de este Anexo.

4.3 Estimación de cierres sin histórico a partir de saldo total de contador

La estimación de los cierres no medidos se obtiene repartiendo cada periodo de cierre a estimar proporcionalmente a la potencia contratada en cada periodo:

$$E_{cj} = (S - \sum E_{ci}) \cdot P_{cj} / \sum P_{cj}$$

Donde:

S es el saldo total.

$\sum E_{ci}$ es la energía medida de cierres comprendidos en el saldo S .

E_{cj} es la energía a estimar del periodo j .

P_{cj} es la potencia contratada del periodo j a estimar.

$\sum P_{cj}$ es la suma de las potencias contratadas de los periodos a estimar.

▪ Anexo 6. Ejemplo de cálculo de estimaciones de medidas a partir de datos históricos

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01/03/2001 (jueves)	370	414	389	423	429	439	436	290	258	252	304	310	303	312	548	544	557	346	309	279	274	269	276	341
02/03/2001 (viernes)	410	428	405	439	452	469	471	330	290	284	310	324	338	470	566	555	558	348	321	297	286	274	289	389
26/10/2000 (jueves)	484	454	465	460	456	470	481	342	294	297	317	326	338	546	575	578	567	437	324	300	298	299	297	404
27/10/2000 (viernes)	489	479	481	484	462	477	487	343	297	298	323	333	340	569	638	649	606	461	326	314	320	322	309	432
30/10/2000 (lunes)	498	485	491	484	484	483	504	347	320	329	326	336	376	575	652	649	624	478	329	315	322	323	314	439
31/10/2000 (martes)	528	530	509	503	484	484	565	421	340	553	392	441	420	577	665	650	625	505	378	330	326	327	317	534
Media=	470	462	461	467	464	475	486	341	300	302	319	330	348	540	608	608	589	431	325	307	307	305	302	416
Desviación=	40.6	26.1	38.5	21.7	14.3	6.55	13.8	7.33	13.5	19.1	7.07	5.68	18.7	48.3	43.5	48.5	31.4	57.8	3.37	9.33	17.5	23.2	11.4	23.5
X-2*s=	389	409	383	423	435	462	458	326	273	264	305	318	311	443	521	511	526	315	318	288	272	258	280	369
X+2*s=	551	514	538	510	492	488	513	355	327	340	333	341	385	637	695	705	652	547	332	325	341	351	325	463
Estimación=	482	452	457	474	468	477	486	341	300	302	319	330	348	547	607	604	590	429	325	307	304	302	305	416
Medidas utilizadas=	5	5	6	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	5	6	6	6	6	4	4	4	6	5	4

Anexo 7. Método de estimación completo o parcial de medidas por ausencia en la CCH a partir de perfiles de facturación

El cálculo de la estimación de medidas de la CCH a partir del perfil de facturación correspondiente a la categoría del consumidor, se efectuará para cada ciclo de facturación que lo requiera a partir del saldo de ATR, de la suma de medidas horarias válidas disponibles y de los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación calculados y publicados a estos efectos por el operador del sistema.

Para calcular las medidas horarias de la CCH no disponibles, la diferencia positiva entre el saldo de ATR y la suma de medidas horarias válidas disponibles se repartirá, para cada periodo tarifario, de forma proporcional a los coeficientes del perfil ajustado a efectos de facturación que calculará y publicará el operador del sistema para cada semana eléctrica el jueves anterior a la misma, a partir de los perfiles iniciales aprobados por resolución del Director General de Política Energética y Minas en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real 1110/2007, de 24 de agosto, actualizando éstos últimos con la mejor estimación de demanda disponible.

Sean:

C Ciclo de facturación de un saldo de ATR entre la hora 0 el día «d_i» del mes «m_i» y la hora 0 el día «d_f» del mes «m_f».

SAL_{c,p} Saldo de ATR del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p» en kWh.

Ns_p Número de horas del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p».

CCH_{h,d,p} Medida horaria válida correspondiente a la hora «h» y día «d» del periodo tarifario «p» en Wh.

Nr_p Número de horas con medida horaria válida del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p».

∑ CCH_{h,d,p} Sumatorio de las Nr_p medidas horaria válidas del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p» en Wh.

PK_{h,d} Perfil final «k» a efectos de facturación para el día «d» y hora «h».

Para el caso de que Ns_p > Nr_p, se define:

Ne_p Número de horas para las que es necesario estimar la medida horaria del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p». Será igual a la diferencia de Ns_p – Nr_p,

∑ P^k_{h,d} Sumatorio de los Ne_p perfiles finales «k» a efectos de facturación correspondientes a las horas con medida horaria a estimar del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p».

CCH_{e,h,d,p} Medida horaria a estimar en Wh correspondiente a la hora «h» y día «d» del periodo tarifario «p» que se calculará de la siguiente forma:

$$CCH_{e,h,d,p} = (SAL_{c,p} - \sum CCH_{h,d,p}) * \frac{P^k_{h,d}}{\sum P^k_{h,d}}$$

Para el caso en que el cálculo de, se considerará y las medidas horarias válidas CCH_{h,d,p} deberán ser ajustadas para que ∑ CCH_{h,d,p} = SAL_{c,p} según el método del Anexo 8 de este procedimiento.

El proceso de estimación completa o parcial de medidas a partir de perfiles de facturación ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de la medida horaria estimada CCH_{e,h,d,p}. Se propone redondear el resultado a 0 decimales:

$$CCH_{e,h,d,p, \text{red}} = \text{Redondear} [CCH_{e,h,d,p}]$$

Siendo la función la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYY ≥ 0.5 y X si YYYYYYYYYYYY < 0.5.

Anexo 8. Método de ajuste de las medidas de la CCH a un saldo de ATR

El método de ajuste de las medidas de la CCH a un saldo de ATR tiene como objetivo modificar los valores de una CCH correspondiente a un periodo completo o parcial del intervalo del saldo de ATR.

Sean:

C Ciclo de facturación de un saldo de ATR entre la hora 0 el día «d_i» del mes «m_i» y la hora 0 el día «d_f» del mes «m_f».

SAL_{c,p} Saldo de ATR del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p» en kWh.

Ns_p Número de horas del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p».

CCHr_{h,d,p} Medida horaria válida correspondiente a la hora «h» y día «d» del periodo tarifario «p» en Wh.

Nr_p Número de horas con medida horaria válida del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p».

∑ CCHr_{h,d,p} Sumatorio de las Nr p medidas horaria válidas del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p» en Wh.

Para el caso en que Ns_p = Nr_{p,y} y SAL_{c,p} <> ∑ CCHr_{h,d,p} se ajustarán los valores de las medidas horarias CCHr_{h,d,p} de la siguiente forma:

$$CCHr_{h,d,p, \text{ajustada}} = CCHr_{h,d,p} * \frac{SAL_{c,p}}{\sum CCHr_{h,d,p}}$$

Para el caso en que Ns_p > Nr_{p,y} y SAL_{c,p} <> ∑ CCHr_{h,d,p} se estimarán las medidas no disponibles de la CCHr_{h,d,p} según el método del Anexo 7 de este procedimiento. Para el caso en que SAL_{c,p} < ∑ CCHr_{h,d,p} las medidas no disponibles de CCHr_{h,d,p} serán igual a 0, y las medidas de CCHr_{h,d,p} deberán ajustarse según la fórmula anterior.

El proceso de ajuste completo o parcial de medidas ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de la medida horaria ajustada CCHr_{h,d,p}, ajustada. Se propone redondear el resultado a 0 decimales:

$$CCHr_{h,d,p, \text{ajustada red}} = \text{Redondear} [CCHr_{h,d,p, \text{ajustada}}]$$

Siendo la función **Redondear** la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYYYY ≥ 0.5 y X si YYYYYYYYYYYYYY < 0.5.

Anexo 9. Ejemplos de saldo de ATR y CCH asociada

Se incluyen a continuación ejemplos de cada uno de los casos de relación entre el saldo de ATR y su CCH asociada, que se incluyen en la siguiente tabla:

Relación ATR-CCH	Tipo de Saldo de ATR	Método de obtención de la CCH	Código de método de obtención	Tipo de medida de la CCH
Caso a1.	Real.	Real.	1	Firme.
Caso a2.	Real.	Ajustada.	3	Firme.
Caso b.	Calculado.	Real.	1	Firme.
Caso c.	Real.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 2	Firme /Estimación.
Caso d y e.	Lectura absoluta local o visual del encargado de lectura.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 2	Firme /Estimación.

Relación ATR-CCH	Tipo de Saldo de ATR	Método de obtención de la CCH	Código de método de obtención	Tipo de medida de la CCH
Caso d y e.	Auto-lectura absoluta visual del cliente.	Real / Ajustada / Real / Perfil.	1 / 3 / 1 / 4	Firme / Estimación.
Caso d y e.	Estimado en función de históricos del año anterior.	Perfil.	5	Estimación.
Caso d y e.	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada.	Perfil.	6	Estimación.

Con objeto de simplificar los ejemplos, se considerarán ciclos de facturación ficticios de 5 días.

Ejemplo de caso a1: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de un saldo de ATR válido (43 kWh) y una curva de carga horaria válida y completa (120 horas cuyo sumatorio es de 42.764 Wh). Se cumple que SALDO = \sum CCHr.

Por tanto, no será necesario realizar ninguna estimación ni ajuste. El método de obtención de todas las medidas horarias de la curva será 1.

\sum CCHr (Wh)	42.764
Nº horas CCHr	120
SALDO (kWh)	43
SALDO - \sum CCHr	0

día	1																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

día	2																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	162	443	70	399	674	512	37	110	490	78	404	713	163	669	552	195	116	223	342	67	386	130	80	366
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

día	3																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

día	4																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	625	378	241	478	436	571	479	401	54	684	132	377	26	710	325	33	691	375	112	152	659	408	520	659
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

día	5																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Ejemplo de caso a2: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de un saldo de ATR válido (50 kWh) y una curva de carga horaria válida y completa (120 horas cuyo sumatorio es de 42.764 Wh). Se cumple que SALDO > \sum CCHr.

Por tanto, será necesario realizar un ajuste según el método del anexo 8 de este documento. El método de obtención de todas las medidas horarias de la curva será 3.

ΣCCHr (Wh)	42.764
Nº horas CCHr	120
SALDO (kWh)	50
SALDO - ΣCCHr	-7.236
ΣCCHr ajustada (Wh)	50.000
SALDO - ΣCCHr ajustada	0

dia	1																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
CCHr ajustada	182	557	346	562	200	32	334	77	91	859	291	376	417	834	901	659	89	634	807	103	619	685	18	692
Metodo de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	2																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	162	443	70	399	674	512	37	110	490	78	404	713	163	669	552	195	116	223	342	67	386	130	80	366
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
CCHr ajustada	189	518	82	467	788	599	43	129	573	91	472	834	191	782	645	228	136	261	400	78	451	152	94	428
Metodo de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	3																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
CCHr ajustada	573	63	735	402	648	641	1	582	423	94	185	538	171	350	995	170	490	696	427	1.008	53	261	451	550
Metodo de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	4																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	625	378	241	478	436	571	479	401	54	684	132	377	26	710	325	33	691	375	112	152	659	408	520	659
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
CCHr ajustada	731	442	282	559	510	668	560	469	63	800	154	441	30	830	380	39	808	438	131	178	771	477	608	771
Metodo de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	5																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
CCHr ajustada	215	717	537	85	19	141	196	468	343	415	191	323	583	915	823	620	64	811	108	371	463	608	91	255
Metodo de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Ejemplo de caso b: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria válida y completa (120 horas cuyo sumatorio es de 42.764 Wh) y no se dispone de saldo de ATR.

Por tanto, será posible calcular el saldo de ATR a partir del sumatorio de las medidas horarias. El método de obtención de las medidas horarias de toda la curva será 1.

ΣCCHr (Wh)	42.764
Nº horas CCHr	120
SALDO (kWh)	¿?
SALDO calculado (kWh)	43

dia	1																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO																								
Metodo de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	2																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	162	443	70	399	674	512	37	110	490	78	404	713	163	669	552	195	116	223	342	67	386	130	80	366
SALDO																								
Metodo de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	3																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO																								
Metodo de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	4																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	625	378	241	478	436	571	479	401	54	684	132	377	26	710	325	33	691	375	112	152	659	408	520	659
SALDO																								
Metodo de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	5																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO																								
Metodo de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Ejemplo de caso c con saldo de $ATR > \sum CCHr$: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria válida incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y de un saldo de ATR válido $> \sum CCHr$.

Por tanto, será necesario estimar las medidas de las horas en las que no se dispone de las mismas, según el método del anexo 7 de este documento. El método de obtención de las medidas horarias con medida real será 1 y el de las medidas estimadas será 2.

$\sum CCHr$ (Wh)	25.857
Nº horas CCHr	72
SALDO (kWh)	50
$\sum CCHr$	24.143
$\sum CCh$ (Wh)	24.143
$\sum CCh + \sum CCh_e$	50.000

dia	1																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Perfil																								
CCh																								
CCh _e																								
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	2																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr																									
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil	0,00010	0,00007	0,00005	0,00005	0,00004	0,00004	0,00005	0,00008	0,00010	0,00010	0,00010	0,00010	0,00011	0,00012	0,00013	0,00013	0,00012	0,00011	0,00011	0,00012	0,00013	0,00015	0,00015	0,00016	0,00014
CCh	522	337	282	247	213	216	270	398	522	512	496	519	551	617	664	639	576	560	557	583	668	767	797	698	
Método de obtención	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

dia	3																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Perfil																								
CCh																								
CCh _e																								
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

dia	4																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr																									
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil	0,00010	0,00006	0,00005	0,00005	0,00004	0,00005	0,00008	0,00010	0,00010	0,00010	0,00010	0,00011	0,00012	0,00013	0,00012	0,00011	0,00011	0,00011	0,00011	0,00012	0,00013	0,00015	0,00016	0,00015	
CCh	517	324	267	232	199	201	267	393	511	507	490	507	527	588	640	614	555	542	530	558	646	758	796	765	
Método de obtención	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

dia	5																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CCHr	184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																							
Perfil																								
CCh																								
CCh _e																								
Método de obtención	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Ejemplo de caso c con saldo de $ATR < \sum CCHr$: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria válida incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y de un saldo de ATR válido $< \sum CCHr$.

Por tanto, será necesario realizar un ajuste según el método del anexo 8 de este documento, de las medidas reales para que ATR válido = $\sum CChr$, mientras que las horas sin medida quedarán ajustadas a 0. El método de obtención de todas las medidas horarias de la curva será 3.

$\sum CCHr$ (Wh)	25.857
Nº horas CCHr	72
SALDO (kWh)	42
$\sum CCHr$	16.143
$\sum CCh$ ajustada (Wh)	15.540
$\sum CCh + \sum CCh_e$ ajustadas	41.405

dia	1																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592	
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil																									
CCh ajustada	94	286	178	289	103	16	172	40	47	442	150	194	215	429	464	339	46	326	415	53	318	352	9	356	
Método de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	2																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr																									
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil																									
CCh ajustada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Método de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	3																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470	
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil																									
CCh ajustada	295	32	378	207	333	330	1	299	218	48	95	277	88	180	512	87	252	358	219	518	27	134	232	283	
Método de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	4																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr																									
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil																									
CCh ajustada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Método de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

dia	5																								
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CCHr	184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218	
SALDO	Lectura real hora 0 día 6 - Lectura real hora 0 día 1																								
Perfil																									
CCh ajustada	111	368	276	44	10	73	101	241	176	213	38	166	300	471	423	319	33	417	55	191	238	313	47	191	
Método de obtención	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Ejemplo caso d con saldo de ATR obtenido a partir de la lectura absoluta visual del encargado de lectura: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y un saldo de ATR $> \sum CCHr$ obtenido a partir de la lectura absoluta visual del encargado de lectura.

Por tanto, será necesario estimar las medidas de las horas en las que no se dispone de las mismas, según el método del anexo 7 de este documento y de forma idéntica al ejemplo 4 de este Anexo. El método de obtención de las medidas horarias con medida real será 1 y el de las medidas estimadas será 2.

Ejemplo caso d con saldo de ATR de auto-lectura absoluta visual del cliente: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y un saldo de ATR > ΣCCHr obtenido a partir de la auto-lectura absoluta visual del cliente.

Por tanto, será necesario estimar las medidas de las horas en las que no se dispone de las mismas, según el método del Anexo 7 de este documento y de forma idéntica al ejemplo 4 de este anexo. El método de obtención de las medidas horarias con medida real será 1 y el de las medidas estimadas será 4.

Ejemplo de caso d con saldo de ATR estimado en función de históricos del año anterior: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y se dispone de un saldo de ATR (43 kWh) estimado en función de históricos del año anterior.

En este caso, no se tendrán en cuenta las medidas de la CCHr y se estimarán todas las medidas del intervalo del saldo según el método del anexo 7 de este documento. El método de obtención de todas las medidas horarias estimadas será 5.

ΣCCHr (Wh)	25.857
Nº horas CCHr	72
SALDO (kWh)	43
ΣCCHe (Wh)	42.715

		1																							
dia		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
hora																									
CCHr		156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO		Históricos entre hora 0 del día 6 y hora 0 del día 11																							
Perfil		0,0001	7E-05	6E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001
CCHe		366	239	197	172	148	150	188	279	361	354	339	355	371	415	450	433	392	384	378	396	469	542	557	485
Tipo de medida		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

		2																							
dia		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
hora																									
CCHr																									
SALDO		Históricos entre hora 0 del día 6 y hora 0 del día 11																							
Perfil		0,0001	7E-05	6E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001
CCHe		363	235	196	172	148	150	188	277	363	357	345	361	383	429	462	445	401	390	388	406	465	534	555	486
Tipo de medida		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

		3																							
dia		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
hora																									
CCHr		490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO		Históricos entre hora 0 del día 6 y hora 0 del día 11																							
Perfil		0,0001	7E-05	6E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	
CCHe		363	237	198	174	148	151	187	276	358	355	343	359	376	421	459	445	402	392	388	405	463	542	566	496
Tipo de medida		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

		4																							
dia		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
hora																									
CCHr																									
SALDO		Históricos entre hora 0 del día 6 y hora 0 del día 11																							
Perfil		0,0001	6E-05	5E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0002
CCHe		360	226	186	161	138	140	186	273	356	353	341	353	367	410	446	428	387	378	369	389	450	528	554	532
Tipo de medida		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

		5																							
dia		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
hora																									
CCHr		184	613	459	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO		Históricos entre hora 0 del día 6 y hora 0 del día 11																							
Perfil		0,0001	0,0001	9E-05	7E-05	6E-05	6E-05	6E-05	7E-05	7E-05	8E-05	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001
CCHe		432	386	311	231	206	199	204	234	243	294	346	379	423	468	503	472	435	407	385	381	456	525	554	507
Tipo de medida		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Ejemplo de caso d con saldo de ATR estimado según un factor de utilización de la potencia contratada: Sea un cliente con un ciclo de facturación de 5 días del que se dispone de una curva de carga horaria incompleta (72 horas cuyo sumatorio es de 25.857 Wh) y se dispone de un saldo de ATR (44 kWh) estimado según un factor de utilización de la potencia contratada.

En este caso, no se tendrán en cuenta las medidas de la CChr y se estimarán todas las medidas del intervalo del saldo según el método del anexo 7 de este documento. El método de obtención de todas las medidas horarias estimadas será 6.

ΣCChr (Wh)	25.857
Nº horas CChr	72
SALDO (kWh)	44
ΣCChc (Wh)	44.799

dia	1																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CChr	156	476	296	481	171	27	286	66	78	735	249	322	357	713	771	564	76	542	690	88	529	586	15	592
SALDO	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																							
Perfil	0,0001	7E-05	6E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001
CChc	377	246	203	177	152	155	194	287	372	364	349	365	382	427	463	445	404	395	389	408	482	558	573	499
Tipo de medida	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

dia	2																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CChr																								
SALDO	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																							
Perfil	0,00010	0,00007	0,00006	0,00005	0,00004	0,00004	0,00005	0,00008	0,00010	0,00010	0,00010	0,00010	0,00011	0,00012	0,00013	0,00013	0,00012	0,00011	0,00011	0,00012	0,00013	0,00015	0,00016	0,00014
CChc	392	253	212	186	160	162	203	299	392	385	373	390	414	463	499	480	433	421	419	438	502	576	599	524
Tipo de medida	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

dia	3																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CChr	490	54	629	344	554	548	1	498	362	80	158	460	146	299	851	145	419	595	365	862	45	223	386	470
SALDO	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																							
Perfil	0,0001	7E-05	6E-05	5E-05	4E-05	4E-05	5E-05	8E-05	0,0001	0,0001	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	
CChc	374	244	204	179	153	155	193	284	368	365	352	369	387	433	473	457	414	404	399	417	477	558	583	510
Tipo de medida	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

dia	4																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CChr																								
SALDO	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																							
Perfil	0,00010	0,00006	0,00005	0,00005	0,00004	0,00004	0,00005	0,00008	0,00010	0,00010	0,00010	0,00010	0,00011	0,00012	0,00013	0,00013	0,00012	0,00011	0,00011	0,00011	0,00013	0,00015	0,00016	0,00015
CChc	388	243	200	174	149	151	200	295	384	381	368	381	396	442	481	462	417	408	399	419	485	570	598	575
Tipo de medida	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

dia	5																							
hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CChr	184	613	458	73	16	121	168	400	293	355	163	276	499	783	704	530	55	694	92	317	396	520	78	218
SALDO	Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																							
Perfil	0,0001	0,0001	9E-05	7E-05	6E-05	6E-05	6E-05	7E-05	7E-05	8E-05	1E-04	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	
CChc	444	397	320	237	212	204	209	241	250	303	356	390	435	482	518	485	448	419	397	392	469	540	570	522
Tipo de medida	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Anexo 10. Particularidades para instalaciones de autoconsumo acogidas al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril

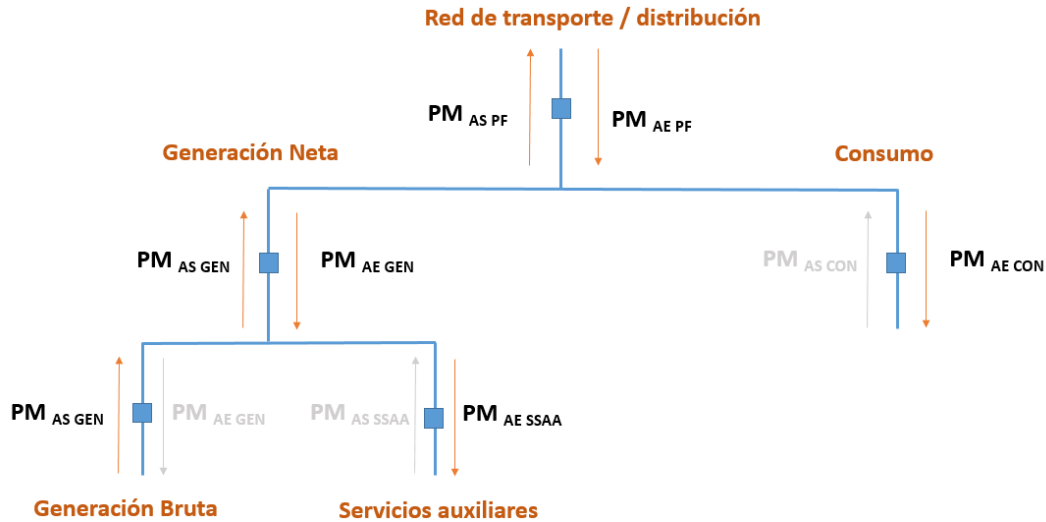
El objeto de este anexo es detallar las particularidades en la aplicación de este procedimiento a las instalaciones de autoconsumo acogidas al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Las modalidades de autoconsumo a las que hace referencia este anexo y los equipos de medida obligatorios y opcionales a instalar se definen en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

1. Autoconsumo individual de red interior. A los efectos de este apartado 1 del anexo 10, se considerará una instalación de autoconsumo la formada por una instalación de producción y un consumidor asociado. Además, se entenderá por:

- PM_{PF} : Equipo de medida instalado en el punto frontera.
- PM_{GEN} : Equipo de medida que mide la energía generada neta.
- PM_{CON} : Equipo de medida instalado en el circuito de consumo.
- $PM_{AS PF}$: Energía saliente medida en el equipo de medida instalado en el punto frontera.
- $PM_{AE PF}$: Energía entrante del equipo de medida instalado en el punto frontera.
- $PM_{AS GEN}$: Energía saliente del equipo de medida que mide la energía generada neta.
- $PM_{AE GEN}$: Energía entrante del equipo de medida que mide la energía generada neta.
- $PM_{AS CON}$: Energía saliente por el equipo de medida instalado en el circuito de consumo. Debe ser siempre 0.
- $PM_{AE CON}$: Energía entrante por el equipo de medida instalado en el circuito de consumo.
- $PM_{AS GEB}$: Energía saliente del equipo de medida que mide la energía generada bruta.
- $PM_{AE GEB}$: Energía entrante del equipo de medida que mide la energía generada bruta. Debe ser siempre 0.

- $PM_{AS\ SSAA}$: Energía saliente por el equipo de medida instalado en el circuito de consumo de servicios auxiliares de producción. Debe ser siempre 0.
- $PM_{AE\ SSAA}$: Energía entrante por el equipo de medida instalado en el circuito de consumo de servicios auxiliares de producción.



El encargado de lectura deberá calcular el siguiente mejor valor horario (MVH):

- MVH_{PF} : Mejor valor horario del punto frontera calculado según la tabla 1 de este anexo.

Además, para los casos en que sea necesario, calculará también los siguientes mejores valores horario (MVH):

- MVH_{GEN} : Mejor valor horario de la energía generada neta o consumo de servicios auxiliares calculado según la tabla 2 de este anexo.
- MVH_{CON} : Mejor valor horario del consumo calculado según la tabla 3 de este anexo.

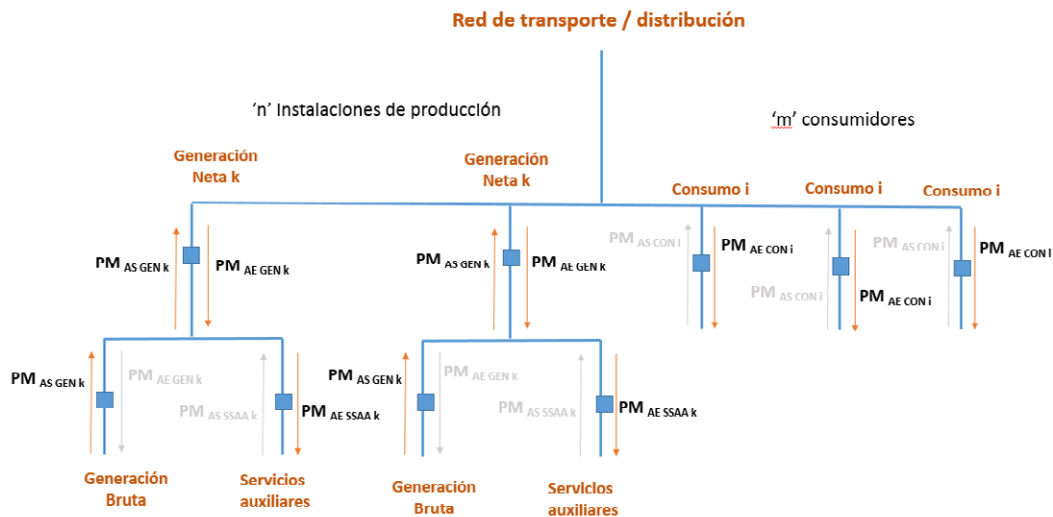
Una vez obtenidos los distintos MVH, calculará las siguientes energías de la forma que se indica a continuación:

- Energía horaria consumida por el consumidor asociado: Será igual a MVH_{CON} .
- Energía horaria excedentaria: Será igual a MVH_{PF} si $MVH_{PF} > 0$ o será igual a 0 si $MVH_{PF} \leq 0$.
- Energía horaria consumida de la red: Será igual a $-MVH_{PF}$ si $MVH_{PF} < 0$ o será igual a 0 si $MVH_{PF} \geq 0$.
- Energía horaria neta generada: Será igual a MVH_{GEN} si $MVH_{GEN} > 0$ o será igual a 0 si $MVH_{GEN} \leq 0$.
- Energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción: Será igual a $-MVH_{GEN}$ si $MVH_{GEN} < 0$ o será igual a 0 si $MVH_{GEN} \geq 0$.
- Energía horaria autoconsumida: Se calculará según la tabla 4 de este anexo.

2. Autoconsumo colectivo o a través de red. A los efectos de este apartado 2 del anexo 10, se considerará una instalación de autoconsumo formada «n» instalaciones de producción y «m» consumidores. Cada una de las instalaciones de generación se identifica con la letra «k» y los consumidores con la letra «i». Además se entenderá por:

- $PM_{GEN\ K}$: Equipo de medida que mide la energía generada neta en la instalación de producción k.
- $PM_{GEB\ K}$: Equipo de medida que mide la energía generada bruta en la instalación de producción k.
- $PM_{SSAA\ K}$: Equipo de medida que mide la energía consumida por servicios auxiliares en la instalación de producción k.

- $PM_{CON\ i}$: Equipo de medida que mide el consumo del instalado del consumidor i.
- $PM_{AS\ GEN\ k}$: Energía saliente medida en el equipo de medida que mide la energía generada neta en la instalación de producción k.
- $PM_{AE\ GEN\ k}$: Energía entrante medida en el equipo de medida que mide la energía generada neta en la instalación de producción k.
- $PM_{AS\ GEB\ k}$: Energía saliente medida en el equipo de medida que mide la energía generada bruta en la instalación de producción k.
- $PM_{AE\ GEN\ k}$: Energía entrante medida en el equipo de medida de medida que mide la energía generada neta en la instalación de producción k. Debe ser siempre 0.
- $PM_{AS\ SSAA\ k}$: Energía saliente medida en el Equipo de medida que mide la energía consumida por servicios auxiliares en la instalación de producción k. Debe ser siempre 0.
- $PM_{AS\ SSAA\ k}$: Energía entrante medida en el equipo de medida de medida que mide la energía consumida por servicios auxiliares en la instalación de producción k.
- $PM_{AS\ CON\ i}$: Energía saliente medida en el Equipo de medida que mide la energía consumida por el equipo de medida que mide el consumo del instalado del consumidor i. Debe ser siempre 0.
- $PM_{AS\ CON\ i}$: Energía entrante medida en el equipo de medida de medida que mide la energía consumida por el equipo de medida que mide el consumo del instalado del consumidor i.



El encargado de lectura deberá calcular los siguientes mejores valores horarios (MVH):

- $MVH_{PF\ GEN\ k}$: Mejor valor horario del punto frontera de la instalación de producción k obtenido según la tabla 5 de este anexo.
- $MVH_{PF\ CON\ i}$: Mejor valor horario del punto frontera del consumidor i obtenido según la tabla 6 de este anexo.

Una vez obtenidos los distintos MVH, calculará las siguientes energías de la forma que se indica a continuación:

- Energía horaria consumida por el consumidor asociado i: Corresponderá a $MVH_{PF\ CON\ i}$.
- Energía horaria excedentaria de generación de la instalación de producción k: Se calculará según la tabla 7 de este anexo.
- Energía horaria neta generada individualizada del consumidor i: Se calculará según la tabla 7 de este anexo.
- Energía horaria autoconsumida individualizada del consumidor i: Se calculará según la tabla 7 de este anexo.
- Energía horaria excedentaria individualizada del consumidor i; Se calculará según la tabla 7 de este anexo.

- Energía horaria consumida de la red individualizada del consumidor i: Se calculará según la tabla 7 de este anexo.

- El encargado de lectura aplicará, en su caso, los correspondientes coeficientes de pérdidas establecidos en la normativa.

3. Proceso de validación de medidas. Será de aplicación lo indicado en los apartados 3.3.1.6 3.3.2 en función de si se trata de medidas de generación o de consumo de este procedimiento de operación para las medidas de los equipos de los puntos de medida PM_{PF} , PM_{GEN} , PM_{CON} (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) o $PM_{GEN K}$, $PM_{GEB K}$, $PM_{SSAA K}$, $PM_{CON i}$ (para las instalaciones del apartado 2 de este anexo).

4. Incidencias en puntos de medida. Será de aplicación lo indicado en el apartados 3.4.2 o 3.4.3 en función de quien sea el encargado de la lectura de este procedimiento de operación para las medidas de los equipos de los puntos de medida PM_{PF} , PM_{GEN} , PM_{CON} (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) o $PM_{GEN K}$, $PM_{GEB K}$, $PM_{SSAA K}$, $PM_{CON i}$ (para las instalaciones del apartado 2 de este anexo).

5. Tipos de configuración de cálculo de energía en puntos frontera. Para la aplicación del apartado 4.2 de este procedimiento de operación, se entenderá como configuración principal (o redundante si aplica) de cada uno de los cálculos de mejor valor horario MVH_{PF} , MVH_{GEN} y MVH_{CON} (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) y $MVH_{PF GEN K}$, $MVH_{PF CON i}$ (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) las configuraciones principales indicadas en las tablas 1,2,3,5 y 6.

Para la aplicación del apartado 4.2 de este procedimiento de operación, se entenderá como configuración comprobante, si aplica, el conjunto de puntos de medida y sus coeficientes de pérdidas que permitan obtener una medida equivalente a la de las configuraciones principales indicadas en las tablas 1, 2, 3, 5 y 6 y que permitan obtener los cálculos de mejor valor horario MVH_{PF} , MVH_{GEN} y MVH_{CON} (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) y $MVH_{PF GEN K}$, $MVH_{PF CON i}$ (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo).

6. Cálculo del mejor valor horario de energía de un punto frontera. Para la aplicación del apartado 4.3 de este procedimiento de operación, a efectos de obtención de la prelación en el cálculo del mejor valor horario MVH_{PF} , MVH_{GEN} y MVH_{CON} (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo) y $MVH_{PF GEN K}$, $MVH_{PF CON i}$ (para las instalaciones del apartado 1 de este anexo), la configuración principal (o redundante o comprobante, si aplica) indicada en las tablas 1, 2, 3, 5 y 6 tendrá la misma consideración que la configuración principal (o redundante o comprobante, si aplica) detallada en ese mismo apartado 4.3.

7. Cálculo del mejor valor horario de energía estimado de un punto frontera. Para el cálculo del mejor valor horario de energía estimado de un punto frontera será de aplicación lo indicado en las tablas 1, 2, 3, 5 y 6.

Tabla 1. Cálculo del mejor valor horario del Punto Frontera del autoconsumidor (MVH _{PF})						
Si $MVH_{PF} > 0$, $ MVH_{PF} $ corresponderá a Energía horaria excedentaria (definición q) art 3 del RD 244/2019)						
Si $MVH_{PF} < 0$, $ MVH_{PF} $ corresponderá a Energía horaria consumida de la red (definición p) art 3 del RD 244/2019)						
Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Cálculo del mejor valor de energía estimado en PF	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PF
Autoconsumo INDIVIDUAL de RED INTERIOR	Con equipo de medida en punto frontera	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (PM_{AS PF} - PM_{AE PF})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS PF}$ y $PM_{AE PF}$	
		Distribuidor	1 o 2	$\pm (PM_{AS PF} - PM_{AE PF})$	Aplica 4.4.2 sobre $PM_{AS PF}$ y $PM_{AE PF}$	Para $PM_{AS PF}$ la estimación basada en factor de utilización será 0
	Con medida de generación neta y equipo en consumo	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (MVH_{GEN} - MVH_{CON})$	Se calculará MVH_{GEN} y MVH_{CON}	
		Distribuidor	1 o 2	$\pm (MVH_{GEN} - MVH_{CON})$	Se calculará MVH_{GEN} y MVH_{CON}	
	Con equipo de medida en punto frontera	Distribuidor	4 sin CCH	$\pm (PM_{AS PF} - PM_{AE PF})$	Aplica 4.4.4 sobre $PM_{AS PF}$ y $PM_{AE PF}$	Para $PM_{AS PF}$ la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3 ó 4 sin telegestión	$\pm (PM_{AS PF} - PM_{AE PF})$	Aplica 4.4.2 sobre $PM_{AS PF}$ y $PM_{AE PF}$	Para $PM_{AS PF}$ la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (PM_{AS PF} - PM_{AE PF})$	Aplica 4.6 sobre $PM_{AS PF}$ y $PM_{AE PF}$	Para $PM_{AS PF}$ el perfil a utilizar será el indicado en el apartado 4.7 y la estimación basada en factor de utilización será 0
Con medida de generación neta y equipo en consumo	Distribuidor	4 sin CCH	$\pm (MVH_{GEN} - MVH_{CON})$	Se calculará MVH_{GEN} y MVH_{CON}		
	Distribuidor	3 ó 4 sin telegestión	$\pm (MVH_{GEN} - MVH_{CON})$	Se calculará MVH_{GEN} y MVH_{CON}		
	Distribuidor	e 488 3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (MVH_{GEN} - MVH_{CON})$	Se calculará MVH_{GEN} y MVH_{CON}		

Tabla 2. Cálculo del mejor valor horario de la Generación neta (MVH GEN)

Si $MVH_{GEN} > 0$, MVH_{GEN} corresponderá a la Energía horaria neta generada (definición s) art.3 del RD 244/2019)
Si $MVH_{GEN} < 0$, MVH_{GEN} corresponderá a la Energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción (definición o) art.3 del RD 244/2019)

Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Cálculo del mejor valor de energía estimado en PF	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PF
Autoconsumo INDIVIDUAL de RED INTERIOR	Con equipos de medida de generación neta	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ GEN})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS\ GEN}$ y $PM_{AE\ GEN}$	
	Con equipos de medida de generación bruta y equipo de consumo de auxiliares	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ SSAA})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS\ GEN}$ y $PM_{AE\ SSAA}$	
	Sin medida de generación neta	Operador del sistema	1 o 2	No aplica		No se puede obtener
	Con equipos de medida de generación neta	Distribuidor	3 o 4 sin telegestión	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ GEN})$	Aplica 4.4.3, sobre $PM_{AS\ GEN}$ y $PM_{AE\ GEN}$	Para $PM_{AS\ GEN}$, la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ GEN})$	Aplica 4.4.7 sobre $PM_{AS\ GEN}$ y $PM_{AE\ GEN}$	Para $PM_{AS\ GEN}$, el perfil a utilizar será el indicado en el apartado 4.4.7 y la estimación basada en factor de utilización será 0 Aplica 4.4.3 o 4.4.7 sobre $PM_{AS\ GEN}$ Para $PM_{AS\ GEN}$, la estimación basada en factor de utilización será 0
	Con equipos de medida de generación bruta y equipo de consumo de auxiliares	Distribuidor	4 sin CCH	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ SSAA})$	4.4.4 sobre $PM_{AE\ SSAA}$	Para $PM_{AS\ GEN}$, la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3 o 4 sin telegestión	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ SSAA})$	Aplica 4.4.3 sobre $PM_{AS\ GEN}$ y 4.4.2 sobre $PM_{AE\ SSAA}$	Para $PM_{AS\ GEN}$, la estimación basada en factor de utilización será 0
	Sin medida de generación neta	Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (PM_{AS\ GEN} - PM_{AE\ SSAA})$	Aplica 4.4.7 sobre $PM_{AS\ GEN}$ y 4.4.6 sobre $PM_{AE\ SSAA}$	Para $PM_{AS\ GEN}$, el perfil a utilizar será el indicado en el apartado 4.4.7 y la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3, 4 ó 5	No aplica		No se puede obtener

Tabla 3. Cálculo del mejor valor horario del Consumo (MVH_{con})

Si $MVH_{con} > 0 = >$ Energía horaria consumida por el consumidor asociado (definición r) art.3 del RD 244/2019)
No aplica que $MVH_{con} sea < 0$

Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Cálculo del mejor valor de energía estimado en PF	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PF
Autoconsumo INDIVIDUAL	Con equipo de medida en punto frontera y medida de generación neta	Distribuidor	1, 2 ó 3	$\pm (MVH_{PF} - MVH_{GEN})$	Se calculará MVH_{PF} y MVH_{GEN}	
		Distribuidor	4 ó 5	$\pm (MVH_{PF} - MVH_{GEN})$	Se calculará MVH_{PF} y MVH_{GEN}	
	Con medida en equipo en consumo	Distribuidor	4 sin CCH	$PM_{AE CON}$	Aplica 4.4.4 sobre $PM_{AE CON}$	
Sólo con equipo de medida en punto frontera	Con medida en equipo en consumo	Distribuidor	1 ó 2 y 3 ó 4 sin telegestión	$PM_{AE CON}$	Aplica 4.4.2 sobre $PM_{AE CON}$	En caso de medida horaria válida de la curva $\pm (1) - (2)$ para todo el periodo de CCH a estimar, se utilizará esta curva como perfil
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$PM_{AE CON}$	Aplica 4.4.6 sobre $PM_{AE CON}$	
		Distribuidor	Indistinto	No aplica		No se puede obtener

Tabla 4. Cálculo del mejor valor horario de otras energías

Tipo de Autoconsumo	Tipo de energía	Cálculo de energía
Autoconsumo INDIVIDUAL	Energía horaria autoconsumida (definición n) art 3 del RD 244/2019)	<p>* Si $MVH_{GEN} > MVH_{CON}$ será igual a $MVH_{GEN} - MVH_{CON}$ (Si esta diferencia es negativa será 0)</p> <p>* Si $MVH_{GEN} < MVH_{CON}$ será igual a MVH_{GEN}</p>

Tabla 5. Cálculo del mejor valor horario del Punto Frontera de la instalación de producción k (MVH_{PF GEN k}) (Podrá existir un equipo único para las k instalaciones si el titular es el mismo)
 Si $MVH_{PF GEN k} > 0$, $MVH_{PF GEN k}$ corresponderá a la Energía horaria neta generada por la instalación de producción k
 Si $MVH_{PF GEN k} < 0$, $MVH_{PF GEN k}$ corresponderá a la Energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción de la instalación de producción k

Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Cálculo del mejor valor de energía estimado en PF	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PF
Autoconsumo COLECTIVO o próximo A TRAVÉS DE RED	Con equipo de medida de generación neta	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE GEN k})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE GEN k}$	
		Distribuidor	1 o 2	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE GEN k})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE GEN k}$	
	Con equipo de medida de generación bruta y equipo de consumo de auxiliares	Operador del sistema	1 o 2	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE SSAA k})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE SSAA k}$	
		Distribuidor	1 o 2	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE SSAA k})$	Aplica 4.4.1 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE SSAA k}$	
	Con equipo de medida de generación neta	Distribuidor	3 ó 4 sin telegestión	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE GEN k})$	Aplica 4.4.3 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE GEN k}$	Para $PM_{AS GEN k}$, la estimación basada en factor de utilización será 0
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE GEN k})$	Aplica 4.4.7 sobre $PM_{AS GEN k}$ y $PM_{AE GEN k}$	Para $PM_{AS GEN k}$, el perfil a utilizar será el indicado en el apartado 4.4.7 y la estimación basada en factor de utilización será 0
Con equipo de medida de generación bruta y equipo de consumo de auxiliares	Distribuidor	4 sin CCH	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE SSAA k})$	4.4.4 sobre $PM_{AE SSAA k}$	Aplica 4.4.3 ó 4.4.7 sobre $PM_{AS GEN k}$ Para $PM_{AS GEN k}$, la estimación basada en factor de utilización será 0	
	Distribuidor	3 ó 4 sin telegestión	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE SSAA k})$	Aplica 4.4.3 sobre $PM_{AS GEN k}$ y 4.2 sobre $PM_{AE SSAA k}$	Para $PM_{AS GEN k}$, la estimación basada en factor de utilización será 0	
	Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	$\pm (PM_{AS GEN k} - PM_{AE SSAA k})$	Aplica 4.4.7 sobre $PM_{AS GEN k}$ y 4.4.6 sobre $PM_{AE SSAA k}$	Para $PM_{AS GEN k}$, el perfil a utilizar será el indicado en el apartado 4.4.7 y la estimación basada en factor de utilización será 0	

Tabla 6. Cálculo del mejor valor horario del Punto frontera del consumidor I (MVH_{PF CON I})

Si $MVH_{PF CON I} > 0 \Rightarrow$ Energía horaria consumida individualizada (definición u) art.3 del RD 244/2019)
No aplica que MVH_{CON} sea < 0

Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Cálculo del mejor valor de energía estimado en PF	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PF
Autoconsumo COLECTIVO o próximo A TRAVÉS DE RED	Con equipo de medida de consumo en frontera	Distribuidor	1 o 2	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.2 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	4 sin CCH	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.4 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	3, 4 sin telegestión	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.2 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.6 sobre PM _{AE CON I}	En caso de medida horaria válida de la curva $\pm (1) - (2)$ para todo el periodo de CCH a estimar, se utilizará esta curva como perfil.
Autoconsumo COLECTIVO próximo A TRAVÉS DE RED con instalación de generación en red interior	Con equipo de medida de consumo en frontera	Distribuidor	1 o 2	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.2 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	4 sin CCH	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.4 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	3 ó 4 sin telegestión	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.2 sobre PM _{AE CON I}	
		Distribuidor	3, 4 ó 5 con telegestión	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4.6 sobre PM _{AE CON I}	En caso de medida horaria válida de la curva $\pm (1) - (2)$ para todo el periodo de CCH a estimar, se utilizará esta curva como perfil.
	Con equipo de medida en frontera y, en su red interior, la instalación de producción con equipo de medida de generación neta	Distribuidor	Todos	$\pm (MVH_{PF GEN X} + PM_{AE CON I})$		

Tabla 7. Cálculo del mejor valor horario de otras energías asociadas a la instalación de producción k y al consumidor i		
Tipo de Autoconsumo	Tipo de energía	Cálculo de energía
	Energía horaria neta generada individualizada del consumidor i (definición x) art 3 del RD 244/2019)	$\beta_i \cdot \sum MVH_{PF GEN k} \text{ o } \beta_i \cdot MVH_{PF GEN i} $ <p>siendo β_i los coeficientes de reparto de la energía generada entre los consumidores i</p>
	Energía horaria autoconsumida individualizada del consumidor i (definición t) art 3 del RD 244/2019)	<p>* Si $MVH_{PF CON i} > ENG_i$ será igual a ENG_i</p> <p>* Si $MVH_{PF CON i} < ENG_i$ será igual a $MVH_{PF CON}$</p>
Autoconsumo COLECTIVO o PRÓXIMO A TRAVÉS DE RED	Energía horaria excedentaria de generación de la instalación de producción k (definición y) art 3 del RD 244/2019)	<p>* Para equipos diferentes en las k instalaciones: $MVH_{PF GEN k} - \sum E_{aut i} \cdot MVH_{PF GEN i} / \sum MVH_{PF GEN k}$</p> <p>* Para un equipo común en las k instalaciones: $\alpha_k \cdot (MVH_{PF GEN k} - \sum E_{aut i})$</p> <p>siendo α_k los coeficientes de reparto de la energía neta generada de la instalación k</p>
	Energía horaria excedentaria individualizada del consumidor i (definición w) art 3 del RD 244/2019)	$ENG_i - MVH_{PF CON i}$ (Si esta diferencia es negativa será 0)
	Energía horaria consumida de la red individualizada del consumidor i (definición v) art 3 del RD 244/2019)	$MVH_{PF CON i} - E_{aut i}$ (Si esta diferencia es negativa será 0)

P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida»

1. Objeto. El objeto de este documento es definir el procedimiento de cálculo de las agregaciones de puntos de medida y la información a intercambiar de las mismas.

2. Ámbito de aplicación. Este documento aplica a los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5.

3. Responsabilidades. Los distribuidores son los responsables del cálculo de las agregaciones de los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5, de acuerdo a lo indicado en este documento.

4. Cálculo de agregaciones.

4.1 Definición de medidas agregadas.

4.1.1 Medidas agregadas de fronteras de clientes. Una medida agregada de medidas horarias de puntos frontera de clientes es el resultado de calcular el sumatorio de la energía activa para cada periodo de integración horario de los distintos puntos frontera de clientes agrupados por distribuidor, comercializador, nivel de tensión, peaje de acceso, discriminación horaria, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado (para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares) o provincia (para el sistema peninsular) y, en su caso, configuración de autoconsumo y signo (energía consumida o excedentaria) para cada una de las fechas en las que se comunica información.

Las medidas agregadas de dichas fronteras se obtendrán a partir de:

- Medidas de curvas de carga horaria CCH reales o estimadas de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

- Medidas horarias de suministros que no dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas y deban ser previamente perfilados a partir de las medidas utilizadas para la facturación del peaje de acceso de terceros a la red (saldos de ATR) de acuerdo con lo establecido en el P.O.10.5.

4.1.2 Medidas agregadas de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura. Una medida agregada de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura es el resultado de calcular el sumatorio de energía activa generada horariamente de los distintos puntos frontera de dichas instalaciones agrupados por distribuidor, unidad de programación o entidad de liquidación del representante o titular sin representante, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado para los sistemas eléctricos no peninsulares o provincia para el sistema peninsular.

4.2 Requisitos de los concentradores secundarios que calculan e intercambian datos de agregaciones. Los concentradores secundarios dentro del alcance de este documento deberán cumplir los requisitos indicados en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

4.3 Procedimiento de cálculo de medidas agregadas. Los encargados de la lectura deberán calcular las distintas agregaciones de las que son partícipes de acuerdo a lo indicado en este procedimiento.

4.3.1 Identificación y alta de las agregaciones. Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO. 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.2 Baja de agregaciones. Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones de las que deja de tener responsabilidad de cálculo por dejar de ser partícipe de las mismas utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.3 Cálculo de medidas agregadas. Cada encargado de la lectura deberá calcular las distintas agregaciones de las que es responsable atendiendo a la definición descrita en el apartado 4.1 de este documento.

a. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 3 y 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida deberán haber sido calculadas y perfiladas, en su caso, previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5. «Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

Cada medida agregada de clientes tipo 3 y 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida y que no dispongan de equipo de medida horario en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información:

- Número total de puntos frontera que participan en el cálculo de dicha agregación en el periodo de integración indicado.
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas procedentes de registrador con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida (esto es, excluyendo las estimadas).
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las procedentes de registrador que cumplan el Reglamento unificado de puntos de medida).
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas estimadas de los suministros con registrador horario con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las medidas estimadas de suministros con registrador horario que cumpla el Reglamento unificado de puntos de medida).

En el anexo 1 de este documento se detalla el procedimiento de tratamiento de decimales de las medidas agregadas.

b. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5.

Cada medida agregada de clientes tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, en un periodo de integración horario deberá tener asociada la siguiente información:

- Sumatorio de la medida horaria de energía de todos los suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número total de suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario.
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de curva real de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número de suministros con medida procedente de curva real.
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de medida estimada de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número de suministros con medida estimada.

El detalle de la obtención de cada uno de los datos agregados de clientes tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión, se describe en el anexo 2 de este documento.

4.4 Intercambio de información.

4.4.1 Publicaciones de los concentradores secundarios al concentrador principal. El intercambio de información de medidas agregadas atenderá a lo indicado en el P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones» para agregaciones de puntos frontera generación de los que el distribuidor es encargado de lectura y el P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes» para agregaciones de puntos frontera clientes junto con las consideraciones de este procedimiento.

Las medidas agregadas que deberá calcular y enviar cada concentrador secundario quedan identificadas por la siguiente información:

- Concentrador que envía la medida.
- Magnitud (será activa consumida para agregaciones de clientes).
- Fecha a la que aplica la información.
- Periodo de integración.
- Medida (kWh, valores incrementales).
- Número total de puntos frontera y sumatorio de las medidas horarias de energía de la agregación según se describe en el apartado 4.3.3. de este procedimiento.
- Agregación calculada: identificada por los distintos parámetros que la definen descritas en los apartados 4.1.1. y 4.1.2. de este procedimiento. Esto es, cada concentrador secundario, enviará para cada periodo y magnitud las distintas agregaciones vigentes de las que disponga de medidas.

4.4.2 Publicaciones del concentrador principal a los concentradores secundarios. La publicación por parte del operador del sistema de las medidas agregadas se realizará utilizando el protocolo de comunicaciones entre concentradores y formatos descritos en el P.O. 10.4.

4.4.3 Publicaciones del operador del sistema. El operador del sistema publicará las medidas agregadas de las energías acumuladas mensuales de instalaciones de generación necesarias a efectos de aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medidas.

ANEXO 1

Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 3 y 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología para el tratamiento de decimales de los datos agregados en kWh de las medidas de clientes tipo 3 y 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida a partir de sus medidas horarias.

Sean:

VR_i Valor de la medida de la agregación en kWh de un conjunto de fronteras calculadas de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.3.3 para el periodo de integración i con 12 decimales.

EA_i Error acumulado de energía del periodo de integración i calculado como

$$EA_i = \sum_{n=1}^{n=i} VR_n - \sum_{n=1}^{n=i} VF_n$$

Con $EA_0 = 0$ kWh y con i variando desde 1 hasta el número de periodos de integración de un mes completo (por ejemplo $24 \times n.$ º de días mes).

VF_i Valor agregado en kWh sin decimales con el que se generarán los ficheros para el periodo de integración i que se calculará a partir de la expresión:

$$VF_i = \text{Redondear} [VR_i + EA_{i-1}]$$

Siendo la función **Redondear** la que asigna al número $X.YYYYYYYYYYYYY$ a $X+1$ si $YYYYYYYYYYYYYY \geq 0.5$ y X si $YYYYYYYYYYYYYY < 0.5$.

Ejemplo

Periodo (1 a n° horas mes)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
VR _i	6,3	7,1	6,4	6,5	6,2	6,1	6,9	7	5,5	2,1	8,7	5,4	2,7	5,8	9,4	4,5	5,7	5,4	8,8	7,2	6,8	5,1	7,8	2,6	1,8	2,9	4,8	8,1	5,1
EA _i	0,3	0,4	-0,2	0,3	-0,5	-0,4	-0,5	-0,5	0	0,1	-0,2	0,2	-0,1	-0,3	0,1	-0,4	0,3	-0,3	-0,5	-0,3	-0,5	-0,4	0,4	0	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4	-0,3
VF _i	6	7	7	6	7	6	7	7	5	2	9	5	3	6	9	5	5	6	9	7	7	5	7	3	2	3	5	8	5

ANEXO 2

Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 5 y de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología de obtención de los datos agregados de medidas de clientes tipo 5 y de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, a partir de las medidas horarias en Wh que combinan suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, así como de suministros que no estén integrados y deban ser perfilados.

Sean:

$CCH_{h,d,a}^c$ Medida horaria del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGR_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» en la hora «h» y día «d» en Wh.

$N_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHR_{h,d,a}^c$ Medida horaria real del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGR_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida real (que disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas) en la hora «h» y día «d» en Wh.

$N_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria real de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHe_{h,d,a}^c$ Medida horaria estimada del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGRe_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida estimada en la hora «h» y día «d» en Wh.

$Ne_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria estimada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHp_{h,d,a}^c$ Medida horaria perfilada del cliente «c» perfilada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGR_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida perfilada en la hora «h» y día «d» en Wh.

$N_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria perfilada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

Donde:

$\sum CCHR_{h,d,a}$, $\sum CCHe_{h,d,a}$ aplicarán a suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

$\sum CCHp_{h,d,a}$ a suministros que NO dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

Por tanto se cumplirá que:

$$\sum CCH_{h,d,a}^c = \sum CCHR_{h,d,a}^c + \sum CCHe_{h,d,a}^c + \sum CCHp_{h,d,a}^c$$

$$N_{h,d,a} = N_{r,h,d,a} + N_{e,h,d,a} + N_{p,h,d,a}$$

El proceso de cálculo de agregaciones en kWh ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de las medidas horarias $CCHR_{h,d,a}^c$, $CCHe_{h,d,a}^c$, $CCHp_{h,d,a}^c$ a en Wh.

Los valores decimales resultantes se tratarán de la siguiente manera:

Se emplearán al menos doce (12) decimales en el proceso.

Se asignará a cada sumatorio $\sum CCHR^c_{h,d,a}$, $\sum CCHec_{h,d,a}$, $\sum CCHp^c_{h,d,a}$ de la hora «h» y día «d» el valor entero tras redondear.

Se arrastrará el residuo decimal existente en el cálculo de la hora «h» y día «d» a la siguiente hora «h+1» cuya medida horaria se debe estimar.

Esto es:

Para la primera hora a agregar:

$$AGRr_{h,d,a} = \text{Redondear} [\sum CCHR^c_{h,d,a}]$$

Para las restantes horas a agregar:

$$AGRr_{h+1,d,a} = \text{Redondear} [\sum CCHR^c_{h,d,a} + \text{residuo } AGRr_{h,d,a}]$$

$$\text{residuo } AGRr_{h,d,p} = \sum AGRr_{h,d,p} - AGRr_{h,d,a}$$

Siendo la función la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYY ≥ 0.5 y X si YYYYYYYYYYYY < 0.5

P.O. 10.7 «Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema»

1. Objeto. Este documento tiene por objeto definir el procedimiento de alta, baja y modificación de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los participantes de puntos frontera del sistema de información de medidas de los que el operador del sistema es encargado de la lectura

3. Alta de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura.

3.1 Solicitud de alta de puntos frontera. La instalación de medida debe ser acorde a los requisitos establecidos en el P.O. 10.1.

El responsable del equipo de medida o su empresa delegada solicitará por las vías que establezca el operador del sistema el alta de un punto frontera en el sistema de información de medidas eléctricas, con al menos quince días de antelación a la fecha prevista para la puesta en servicio.

El responsable o empresa delegada deberá enviar al operador del sistema la siguiente información para el alta de un punto frontera:

- a) Nombre de la instalación (máximo 70 caracteres) (1).
- b) Tipo de frontera (Generación, instalación de producción acogida a cualquier modalidad de autoconsumo, distribución con transporte, distribución con distribución o internacional) (1).
- c) Dirección de la instalación (1).
- d) Población (1).
- e) Código postal (1).
- f) Provincia y/o isla (para fronteras del sistema peninsular se indicará la provincia, para las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla se indicará la ciudad autónoma y para fronteras en los sistemas insulares se indicará la isla) (1).
- g) Información de persona de contacto de la instalación (1).

(1) Para los casos de alta de fronteras en instalaciones ya existentes en el concentrador principal, basta con aportar el código de instalación que el operador del sistema habrá asignado.

- Nombre y apellidos.
 - Teléfono de contacto.
 - Correo electrónico.
- h) Esquema unifilar de la instalación en formato electrónico que deberá cumplir al menos las siguientes características:
- Identificación del número de plano y su última fecha de modificación.
 - Mostrar el límite de propiedades entre los dos participantes con instalaciones eléctricas de la frontera.
 - Mostrar la conexión de los equipos de medida principal (transformadores de tensión, de intensidad y contador / registrador) y del/los equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- i) Esquema trifilar de la instalación de medida con detalle de conexionado del contador y registrador a cada transformador de medida.
- j) En puntos frontera de generación, copia del contrato técnico que recoja las condiciones de acceso y conexión a la red entre el distribuidor y el generador.
- k) En puntos fronteras de generación, documento acreditativo de la titularidad de la instalación de producción.
- l) En los casos de instalaciones de autoconsumo próximas que no estén conectadas en la misma red interior, se aportará información de cada uno de las instalaciones de producción y consumidores asociados.
- m) Información de datos estructurales de los puntos frontera, puntos de medida, propuesta de configuraciones de cálculo y equipos de medida (contadores, registradores, transformadores de medida y equipos de comunicación).
- n) Documentación adicional a los datos estructurales de los equipos de medida:
- Contadores: Protocolo de verificación del fabricante.
 - Registradores: Hoja de parametrización del registrador.
 - Transformadores de medida: Protocolo de verificación de fabricante.
- o) Certificados de conformidad a norma y certificado de aprobación de modelo y/o autorización de uso de cada uno de los equipos de medida (Si el operador del sistema dispone de certificados de aprobación de modelo, no será necesario aportar los certificados de aprobación de modelo).
- p) Información sobre el canal a través del que se realizará la lectura de los registradores (conexión directa al concentrador principal o a través de un concentrador secundario).
- q) Solicitud de inspección de las instalaciones y verificación de los equipos de medida
- r) Caso de existir excepciones al Reglamento unificado de puntos de medida, listado y justificación de cada una de las mismas.

3.2 Acuse de recibo. El operador del sistema comprobará la información de solicitud de alta indicada en el apartado 3.1 y notificará al solicitante si la ubicación de los puntos de medida y el equipamiento son válidos o, por el contrario, identificará las deficiencias de los mismos. Si la información no es válida, la solicitud de alta se considerará como no enviada hasta que se resuelvan todas las incidencias identificadas por el operador del sistema.

A efectos de seguimiento y control de cumplimiento de los plazos de alta de puntos frontera por parte del operador del sistema, la fecha de recepción de la información que completa toda la documentación identificada en el apartado 3.1 será considerada como la fecha de solicitud de alta de la frontera.

El operador del sistema realizará esta comunicación antes de que pasen 15 días hábiles desde la recepción de la solicitud.

El operador del sistema comunicará al participante el código único asignado a la instalación, punto frontera, punto medida y equipos de medida, así como la/s configuración/es de cálculo aceptadas para el punto frontera.

Simultáneamente a lo anterior, y para aquellos puntos de medida que se hayan solicitado conexión directa con el concentrador principal, el operador del sistema notificará el/los código/s de comunicación del/los registrador/es con los que deben ser configurados y se solicitará los datos de comunicación necesarios para la comunicación remota

Adicionalmente, el operador del sistema, enviará al responsable del/los punto/s de medida el presupuesto y propuesta de fecha provisional de inspección y verificación de las instalaciones de medida.

El operador del sistema deberá informar al otro participante de la frontera del estado de la solicitud de alta de la frontera para que pueda, en su caso, indicar su aprobación o disconformidad al alta.

Si la información de solicitud de alta de un punto frontera se mantiene incompleta por causas imputables al solicitante durante más de 6 meses, el operador del sistema entenderá que la solicitud de alta ha sido cancelada.

3.3 Configuración del registrador (sólo para puntos con conexión directa al concentrador principal). Para aquellos puntos de medida que tengan previsto comunicar directamente con el concentrador principal, el responsable de la medida deberá configurar los registradores con la información remitida por el operador del sistema descrita en el apartado 3.2.

Una vez realizada dicha parametrización (ver nota), el responsable del punto/s de medida notificará al operador del sistema que el/ los registrador/es de los que es responsable están preparados para realizar la prueba de comunicación.

Nota: Para instalaciones con un punto frontera tipo 1 será necesario, como mínimo, parametrizar los registradores de dos configuraciones de medida: registrador de configuración principal y registrador/es de configuración redundante o comprobante.

Para instalaciones con más de un punto frontera, el número de registradores que es necesario configurar dependerá del tipo de fronteras y el diseño del sistema de medida

3.4 Punto frontera en pruebas. Una vez validada la información indicada en el apartado 3.1 aportada por el solicitante, y obtenida la conformidad del otro participante del punto frontera si así lo ha considerado el operador del sistema y, en caso de ser necesario, se ha configurado el registrador con el código de comunicación facilitado (comunicación directa) en el apartado 3.3, el operador del sistema iniciará las pruebas de acuerdo a lo indicado en este apartado.

Independientemente de que las medidas se vayan recibir en el concentrador principal por comunicación directa o a través de concentrador secundario, el operador del sistema realizará una prueba de comunicación con todos los equipos de medida de acuerdo a lo indicado a continuación:

a) Puntos de medida comunicados directamente con el concentrador principal. Una vez recibida la confirmación de configuración de todos los registradores asociados al punto frontera descrita en 3.3., el operador del sistema realizará una prueba de comunicación con cada uno de los registradores de los distintos puntos de medida (configuraciones principal, redundante y/o comprobante según requisitos de la frontera) comprobando si se recibe información de medidas de registrador de todos los puntos de medida utilizados en las configuraciones de cálculo de la frontera.

b) Puntos de medida comunicados a través de concentradores secundarios. Una vez el concentrador principal reciba información de datos de medida de todos los puntos de medida implicados en el cálculo de una frontera (configuración principal, redundante y/o comprobante según requisitos de la frontera) la prueba de comunicación será considerada como válida.

En tanto no se compruebe el correcto funcionamiento de la comunicación con todos los puntos de medida de un punto frontera, la prueba de comunicación no se considerará válida.

Tras recibir las medidas en el concentrador principal, en ambos casos se comprobará que las medidas obtenidas en el punto frontera calculadas con las medidas de los puntos de medida son correctas, con el objeto de validar las configuraciones de cálculo de la frontera.

El operador del sistema notificará al responsable del/los punto/s de medida si la prueba de comunicación y/o de comprobación de configuraciones de cálculo no se realiza de forma satisfactoria de acuerdo a la parametrización establecida antes de 5 días hábiles desde la confirmación de parametrización por parte del responsable del punto de medida indicada en el apartado 3.3.

3.5 Alta provisional en el sistema de información de medidas. Una vez se haya realizado de forma satisfactoria la prueba de comunicación y comprobaciones indicadas en el apartado 3.4 y que el participante de la frontera haya aceptado el presupuesto de inspección y verificación de la instalación y exista acuerdo en la fecha de dicha inspección y verificación según lo indicado en el apartado 3.2, el operador del sistema enviará al responsable del punto de medida el alta provisional en el sistema de información de medidas eléctricas.

Se enviará copia del alta provisional en el sistema de información de medidas al otro participante de la medida, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica.

Los participantes del punto frontera dispondrán de un plazo de treinta días para comunicar al operador del sistema posibles objeciones al alta provisional anteriormente indicada. Las objeciones a las altas serán tratadas de acuerdo a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida. Cumplido este plazo, cualquier cambio en la frontera deberá ser considerado como una modificación de acuerdo a lo indicado en el apartado 4 de este procedimiento.

Para poder considerar las medidas de un punto frontera en el sistema de información de medidas es necesario que el operador del sistema emita el certificado de alta provisional de la frontera. Caso contrario, el punto frontera no será válido a ningún efecto del Reglamento unificado de puntos de medida.

Los certificados de alta provisionales tienen una vigencia de seis meses desde su emisión.

3.6 Inspección y verificación del punto de medida. Antes de cumplirse tres meses desde que los puntos de medida estén registrados en el concentrador principal, se realizará la inspección de la instalación y verificación de los equipos de medida.

La instalación será inspeccionada por el operador del sistema de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.1.

Los contadores de energía serán verificados de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.2.

3.7 Aceptación definitiva en el sistema de información de medidas. Una vez se compruebe que se reciben medidas en el concentrador principal de todos los puntos de medida de una misma frontera cumpliendo los requisitos de integridad (firma electrónica) y se haya realizado la inspección y verificación con resultado satisfactorio, el operador del sistema podrá emitir el alta definitiva en el sistema de información de medidas eléctricas.

Las medidas de un punto frontera con alta provisional tendrán la consideración de medidas provisionales, tal y como se indica en el apartado 3.2 del P.O. 10.5. Estas medidas provisionales podrán pasar a ser consideradas medidas firmes tras el alta definitiva del punto frontera y comprobación de las medidas por lectura local realizada por el operador del sistema en la inspección y verificación de la instalación.

Se enviará copia de dicha certificación al otro participante de la medida, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica.

La modificación de las instalaciones de medida realizadas sin cumplir el apartado 4 de este procedimiento invalidan los certificados provisionales y/o definitivos que el operador de sistema haya emitido.

4. Modificación y baja de fronteras.

4.1 General. El responsable de los equipos de cada punto de medida, su representante o empresa delegada notificará por la vía que el operador del sistema establezca cualquier modificación que afecte a la medida de las que se indican a continuación:

- Modificación de relaciones de transformación.
- Sustitución de cualquier equipo de medida.
- Modificación en el conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida.
 - Incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida.
 - Modificaciones en el circuito de potencia de la instalación
 - Retirada de los precintos colocados por el encargado de lectura o por el verificador de medidas.
 - Modificaciones en los parámetros de comunicación de un registrador
 - Cambio de participantes con instalaciones eléctricas en una frontera
 - Modificación de configuración de cálculo de frontera
 - Cambio de régimen de venta para instalaciones de producción
 - Otras modificaciones que puedan afectar a la medida.

Independientemente de todo lo anterior, el levantamiento de cualquier precinto ya sea planificado o por avería se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.2.

El operador del sistema deberá informar al otro participante de la frontera de la autorización a la intervención, modificación o baja de datos estructurales que solicite el participante responsable del punto de medida para que en su caso indique su conformidad.

El operador del sistema podrá desarrollar los canales, métodos y guías que considere más adecuados a fin de facilitar las notificaciones e intercambios de información con los responsables de los puntos de medida recogidos en este apartado.

4.2 Modificación de relaciones de transformación. Se solicitará al operador del sistema autorización para la modificación de una relación de transformación con al menos quince días de antelación a su fecha prevista. En dicha solicitud se indicará, al menos, la siguiente información:

- Código del punto de medida al que afecte el cambio de relación.
- Equipo o equipos sobre los que se va actuar.
- Relación de transformación antigua y nueva.
- Breve descripción del motivo de la modificación.

El operador del sistema acusará recibo y autorizará o no la intervención para llevar a cabo las modificaciones antes de cinco días hábiles desde la recepción de la misma.

Una vez realizada la intervención en los equipos, y no más tarde de los cinco días hábiles siguientes a la misma, el responsable del punto de medida deberá enviar al operador del sistema:

- Protocolo de intervención con al menos toda la información recogida en el modelo que forma parte del anexo III del P.O. 10.2.
- Actualización de la información descrita en el apartado 3.1. I) para los equipos de medida modificados.

Como consecuencia de la información recibida, el operador del sistema modificará los datos estructurales del punto de medida en el concentrador principal.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

4.3 Sustitución de equipos de medida (contadores, transformadores, equipos de comunicación y registradores). Se solicitará al operador del sistema autorización para la sustitución de equipos planificada en las instalaciones de medida con, al menos, quince días de antelación a su fecha prevista. En dicha solicitud se indicará, al menos, la siguiente información:

- Código del punto de medida al que afecte la sustitución
- Equipo o equipos sobre los que se va actuar
- Breve descripción del motivo de la sustitución.

En caso de modificaciones urgentes justificadas por reparación o avería, dichas notificaciones podrán comunicarse con un máximo de 24 horas de retraso con respecto a la intervención.

El operador del sistema acusará recibo y autorizará o no la sustitución antes de cinco días hábiles desde la recepción de la misma.

Independientemente de lo anterior, y a fin de limitar al máximo la pérdida de información, para aquellos registradores conectados directamente al concentrador principal, el responsable del punto de medida comunicará al operador del sistema la fecha exacta y hora aproximada de sustitución del registrador con 24 horas de antelación. Con dicha información, el operador del sistema podrá forzar una llamada al registrador con objeto de recuperar las energías consumidas o generadas hasta el día y hora anteriores a la de sustitución del mismo.

Para los casos donde la intervención afecte a la sustitución de un registrador se tendrá en cuenta que para la parametrización del registrador nuevo se mantendrán los datos del registrador antiguo sustituido.

Una vez realizada la sustitución del equipo, y no más tarde de los cinco días hábiles siguientes a la misma, el responsable del punto de medida deberá enviar al operador del sistema:

- Protocolo de intervención con al menos toda la información recogida en el modelo que forma parte del anexo III del P.O. 10.2.
- Nueva versión de los documentos descritos en el apartado 3.1. m) y n) de este procedimiento para los contadores y/o registradores y/o transformadores sustituidos.
- Actualización de la información descrita en el apartado 3.1. l) para los equipos de medida modificados.

Como consecuencia de la información recibida, el operador del sistema modificará los datos estructurales del punto de medida y equipo sustituido en el concentrador principal y comprobará la correcta recepción de medidas tras las modificaciones.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

4.4 Modificación de conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida, incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida o modificaciones en el circuito de potencia de la instalación. Se solicitará al operador del sistema autorización para la modificación con, al menos, quince días de antelación a su fecha prevista. En dicha solicitud se indicará al menos la siguiente información:

- Código del punto de medida al que afecta la modificación.
- Equipo o equipos sobre los que se va actuar.
- Breve descripción del motivo de la modificación.

El operador del sistema acusará recibo y autorizará o no la intervención antes de cinco días hábiles desde la recepción de la misma.

Una vez realizada la intervención en los equipos o instalación de medida, y no más tarde de los cinco días hábiles siguientes de la intervención, el responsable del punto de medida deberá enviar al operador del sistema el protocolo de intervención con al menos toda la información recogida en el modelo que forma parte del anexo III del P.O. 10.2.

Como consecuencia de la información recibida, el operador del sistema solicitará si aplica, que el responsable del punto de medida remita la información que se precise del apartado 3.1 y que haya podido variar tras la intervención. Como consecuencia de la información recibida, el operador del sistema modificará los datos estructurales del punto de medida en el concentrador principal.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

4.5 Retirada de los precintos colocados por el encargado de la lectura o verificador de medidas. Se actuará de forma similar a la indicada en 4.4.

4.6 Modificación de los parámetros de comunicación. Se solicitará al operador del sistema la modificación de los parámetros de comunicación de un registrador con al menos quince días de antelación a su fecha prevista. En dicha solicitud se indicará, al menos, la siguiente información:

- Código del punto de medida al que afecta la modificación.
- Breve descripción de los cambios a realizar incluyendo los datos de configuración iniciales y los finales tras la modificación.
- Motivo de la modificación.

El operador del sistema acusará recibo y autorizará o la intervención de la modificación antes de cinco días hábiles desde la recepción de la misma.

Una vez realizada la modificación de parámetros de comunicación, y no más tarde de los cinco días hábiles siguientes de la intervención, el responsable del punto de medida deberá enviar al operador del sistema:

- Protocolo de intervención con al menos toda la información recogida en el modelo que forma parte del anexo III del P.O. 10.2.
- Actualización de la información descrita en el apartado 3.3 para los equipos de comunicación modificados.

Como consecuencia de la información recibida, el operador del sistema modificará los datos estructurales del punto de medida en el concentrador principal y comprobará la correcta recepción de medidas tras la modificación.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

4.7 Cambio de participantes con instalaciones eléctricas en una frontera. Se solicitará el cambio de titularidad del participante de la frontera junto con la documentación que lo acredite (cualquiera de los dos participantes con instalaciones eléctricas a ambos lados de la frontera) indicando en la misma la fecha de cambio de titularidad y datos del nuevo propietario.

El operador del sistema comprobará la información de cambio solicitada y si es válida modificará el participante de la frontera antes de que pasen quince días hábiles desde la solicitud.

4.8 Modificación de configuración de cálculo de frontera. La modificación de configuraciones de cálculo debe ser notificada al operador del sistema de acuerdo a lo indicado en este apartado.

La modificación de configuraciones de cálculo puede tener muy diverso alcance y se pueden clasificar en tres tipos:

- Modificación de coeficientes de paso de puntos de medida (previamente dados de alta en el concentrador principal) a punto frontera.
- Modificación de configuraciones de cálculo incluyendo nuevos puntos de medida.
- En los casos de instalaciones de autoconsumo próximas que no estén conectadas en la misma red interior, se aportará información de cada uno de las instalaciones de producción y consumidores asociados.
- Otras.

El responsable del punto de medida solicitará al operador del sistema cualquier modificación en la configuración de cálculo de un punto frontera con al menos un mes de antelación a la fecha prevista de vigencia de la misma. Dicha solicitud deberá incluir:

- a) Descripción y motivo de la modificación.
- b) Para modificaciones de coeficientes de paso de puntos de medida (previamente dados de alta en el concentrador principal) a punto frontera, se enviará la actualización de los coeficientes de paso de punto de medida a frontera junto con la documentación que sea necesaria como justificación.
- c) Para modificaciones de configuraciones de cálculo incluyendo nuevos puntos de puntos de medida, se remitirá la información requerida para el alta de nuevas fronteras (para la inclusión de un nuevo punto de medida) descrita en el apartado 3.1. de este procedimiento junto con la actualización de la información de los equipos de medida y configuraciones modificadas. Además se enviará la documentación que sea necesaria como justificación.
- d) Para otras modificaciones, el solicitante remitirá toda la información que considere oportuna a fin de que el operador del sistema establezca la metodología a seguir.

El operador del sistema comprobará la información de solicitud de la modificación y notificará al solicitante si es válida y por tanto autoriza la modificación o por el contrario identificará las deficiencias de la misma y si es necesario aportar información adicional. Si la información no es válida o incompleta, se considerará como no enviada hasta que se resuelvan todas las anomalías identificadas por el operador del sistema.

El operador del sistema realizará dicha comunicación antes de que pasen 15 días hábiles desde la recepción de la solicitud.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

El operador del sistema notificará las modificaciones realizadas en las configuraciones de cálculo de fronteras en el sistema de información de medidas al otro participante de la medida, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica.

4.9 Cambio de régimen de venta de instalaciones de producción. Se comunicará al operador del sistema el cambio de régimen de venta de una instalación de producción. El operador del sistema comprobará la información de solicitud de la modificación y notificará al solicitante si es válida o por el contrario identificará las deficiencias de la misma y si es necesario aportar información adicional. Si la información no es válida o incompleta, se procederá de acuerdo a la normativa de aplicación.

El operador del sistema realizará dicha comunicación antes de que pasen 15 días hábiles desde la recepción de la solicitud.

El operador del sistema informará al responsable del punto de medida y al otro participante de la frontera si las modificaciones realizadas requieren una nueva verificación y/o inspección de la instalación para precintado y/o nueva parametrización de los equipos de medida por parte del operador del sistema.

El operador del sistema notificará las modificaciones realizadas en las configuraciones de cálculo de fronteras en el sistema de información de medidas al otro participante de la medida, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica.

4.10 Otras modificaciones. Cualquier otro tipo de modificación no contemplada en los casos anteriores deberá ser solicitada al operador del sistema por los canales establecidos indicando qué dato/s se solicita modificar. El operador del sistema se pondrá en contacto con el solicitante a fin de establecer el procedimiento de modificación.

4.11 Baja de fronteras. La baja completa de una frontera equivale a dar de baja, además del punto frontera, todos sus puntos y equipos de medida que no intervengan en configuraciones de medida de otros puntos frontera.

El responsable del equipo de medida principal notificará al operador del sistema la baja de la frontera al menos quince días de antelación a su fecha prevista. En dicha solicitud se indicará al menos la siguiente información:

- Código del punto de frontera a dar de baja.
- Causa de la baja.
- Información para la baja de la frontera.

Como consecuencia de la información recibida y si es considerada válida, el operador del sistema informará al responsable del punto de medida, al otro participante de la frontera, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica de la baja de la frontera en el sistema de información de medidas. Adicionalmente, el operador de sistema informará a los participantes de si se requiere realizar una inspección de la instalación para hacer efectiva la baja solicitada. El coste de dicha inspección correrá por cuenta del responsable del punto de medida principal.

El operador del sistema podrá dar de baja puntos frontera de producción si no recibe medidas de energía de sus registradores de medidas durante más de tres años desde el cierre de la medida o si se supera en más de dos años el incumplimiento de los plazos normativos de inspección y verificación sistemática de todos sus puntos de medida, previa notificación al interesado con al menos dos meses de antelación a la baja efectiva del punto frontera.

P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes

1. Objeto. El objeto de este documento es definir el tratamiento de la información relativa a los datos de medida de los puntos de los que los distribuidores son los encargados de la lectura.

Este documento define los flujos de información de medidas entre los concentradores secundarios de los distribuidores y el concentrador principal y resto de participantes en la medida del sistema.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a los participantes en la medida del sistema de información de medidas de puntos frontera de los que los distribuidores son encargados de lectura.

Este documento aplica a los concentradores secundarios definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida que gestionen datos de medidas de clientes y/o puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de la lectura.

3. Responsabilidades. Los encargados de la lectura son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación de los concentradores secundarios de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos, al Reglamento unificado de puntos de medida junto y lo indicado en este documento.

Los propietarios de concentradores secundarios que, sin ser encargados de la lectura, suministren las medidas a sus encargados son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación del concentrador secundario de acuerdo a lo indicado en este documento.

4. Procesos de los concentradores secundarios.

4.1 Recepción de las medidas de los puntos de medida.

4.1.1 Puntos de medida con conexión directa al concentrador secundario del encargado de la lectura. El concentrador secundario del encargado de la lectura deberá recibir las lecturas de los registradores y / o contadores que son directamente leídos por el propio encargado de la lectura, de acuerdo con los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

4.1.2 Puntos de medida cuyas lecturas son enviadas desde un concentrador secundario cuyo titular no es el encargado de la lectura. El concentrador secundario del encargado de la lectura podrá obtener medidas a través de otros concentradores siempre que las mismas procedan de registradores que tengan operativa la firma electrónica y envíen al concentrador secundario del encargado de la lectura toda la información requerida dentro de los plazos recogidos en el P.O. 10.5.

El canal y protocolo de comunicación entre los concentradores será el definido en el apartado 6 de este procedimiento.

4.2 Gestión de datos estructurales. En cada concentrador secundario se mantendrán actualizados los datos estructurales de puntos de medida, puntos frontera y agregaciones del/los encargado/s de la lectura a los que da servicio dicho concentrador secundario, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los responsables de los concentradores secundarios deberán intercambiar la información con los distintos comercializadores y/o representantes para la carga inicial del inventario y/o modificaciones de acuerdo al canal y protocolo de comunicación definido en el apartado 6 de este procedimiento antes de la puesta en servicio de los mismos. Sólo se considerarán las notificaciones que se comuniquen por las vías anteriormente indicadas.

El concentrador secundario del encargado de la lectura realizará, al menos, la carga y mantenimiento de los datos estructurales correspondientes a:

- Altas de puntos frontera de clientes y de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura y sus datos asociados.
- Altas de agregaciones de puntos frontera de clientes.
- Cambios de comercializador, cambios de datos o bajas de fronteras.
- Bajas de agregaciones de puntos frontera de clientes.
- Corrección de errores en altas, bajas y modificaciones de los datos anteriores.
- Altas, modificaciones y bajas de inventario de instalaciones acogidas a autoconsumo.

El operador del sistema gestionará datos estructurales hasta que afecten a meses de los que se haya realizado el cierre posterior a la corrección de medidas por aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

4.3 Tratamiento de datos de medidas por los encargados de la lectura. El concentrador secundario validará las medidas procedentes de los puntos de medida de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

Independientemente de lo anterior cualquier participante en una medida podrá notificar incidencias en las mismas de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

El concentrador secundario del encargado de lectura calculará el mejor valor horario de los puntos frontera de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

El concentrador secundario del encargado de la lectura calculará las agregaciones de los puntos de los que es participe de acuerdo al P.O. 10.6. «Agregaciones de puntos de medida»

El concentrador secundario del encargado de la lectura deberá gestionar y recibir las objeciones de medidas de las que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5.

4.3.1 Intercambio de información de medidas de instalaciones de autoconsumo con más de un encargado de lectura. En aquellas instalaciones de autoconsumo definidas en

el Real Decreto 244/2019, de 5 abril, donde exista más de un encargado de lectura, cada encargado de lectura deberá poner a disposición, del resto de encargados de lectura implicados, las medidas. Cada encargado de lectura podrá acceder a los equipos necesarios para obtener las medidas que le permitan calcular los mejores valores horarios indicados en el P.O. 10.5 de acuerdo con los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

4.4 Puesta a disposición de comercializadores, consumidores directos a mercado y/o representantes de las medidas y datos estructurales. La información de datos estructurales y de medidas disponible en los concentradores secundarios de los encargados de la lectura deberá ser puesta a disposición de los correspondientes participantes en la medida del sistema de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos,.

El intercambio de información de incidencias u objeciones se realizará de acuerdo a los plazos indicados en el P.O. 10.5.

El intercambio de información se realizará utilizando los canales y protocolos descritos en el apartado 6 de este documento.

En el Anexo de este documento se indica la información mínima a poner a disposición del resto de participantes en la medida.

5. Intercambio de información entre participantes.

5.1 Flujo de información de medidas entre concentrador principal y concentradores secundarios de encargados de la lectura.

5.1.1 Intercambio de información de medidas. Los concentradores secundarios de encargados de la lectura son responsables de poner a disposición del concentrador principal los datos de medidas de los que son responsables de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.2 Intercambio de información de datos estructurales. Los concentradores secundarios de los encargados de la lectura son responsables de poner a disposición del concentrador principal los datos estructurales de los que son responsables de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.4 y el P.O. 10.6 y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.3 Intercambio de información tras el cierre provisional. El intercambio de información de datos como consecuencia de la apertura del periodo de objeción de medidas se realizará con los plazos indicados en el P.O. 10.5 utilizando el canal y protocolo de comunicación definido en el apartado 6 de este procedimiento y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.1.4 Intercambio de información entre concentrador secundario de encargados de la lectura y resto de participantes. El intercambio de información entre los concentradores secundarios de encargados de la lectura y los comercializadores/clientes/representantes que se indican en el Anexo se realizará de acuerdo a los plazos indicados en el P.O. 10.5, de acuerdo a los canales y protocolos definidos en el apartado 6 de este procedimiento y de acuerdo con la normativa aplicable en materia de protección de datos.

5.2 Puesta a disposición de la `cch_fact` del distribuidor al comercializador para fronteras tipo 3, 4 y 5 de clientes con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión.

5.2.1 Canales y protocolos de comunicación. Cada distribuidor o agrupación de distribuidores en el caso de asociaciones, habilitará un servidor FTP para la puesta a disposición de otros sujetos de los ficheros establecidos. Dicho servidor será el mismo que se utilice para la puesta a disposición de la información que se utilice, en su caso, a efectos de facturación de energía eléctrica, para todos los consumidores con independencia del tipo de punto de medida.

El acceso al servidor del distribuidor se realizará mediante el protocolo SFTP sobre SSH (Secure Shell).

El servidor incluirá un proceso de borrado de ficheros con antigüedad nunca inferior a veinticuatro meses.

En el servidor habilitado por cada distribuidor se habilitará una carpeta para cada comercializador identificada por su código de agente en el SIMEL.

Dentro de esta carpeta de agente, se habilitará una subcarpeta denominada 01_Salida_FACT donde el distribuidor pondrá a disposición la información relativa a la curva CCH_FACT. Esta carpeta será la misma que se utilice para la puesta a disposición del comercializador de la información que se utilice, en su caso, a efectos de facturación de energía, para todos los consumidores con independencia del tipo de punto de medida.

5.2.2 Plazos para la puesta a disposición de la CCH_FACT. El distribuidor pondrá a disposición antes del 5.º día hábil incluido posterior a la fecha final del periodo de facturación, la CCH_FACT correspondiente a dicho periodo de facturación, de forma simultánea al envío del fichero de facturación de peajes.

El cambio de comercializador en los consumidores cuyo equipo esté efectivamente integrado en el sistema de telegestión, se realizará con el resumen diario o lectura absoluta del día de cambio, a efectos tanto de facturación del peaje de acceso como de curva de carga horaria publicada a cada comercializador, garantizando la coherencia de ambos. En el caso de no disponer del resumen diario, se aplicará el procedimiento establecido en la Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador o norma que le sustituya.

Se mantendrá un histórico de la CCH_FACT de al menos 2 años.

5.2.3 Actualizaciones de la CCH_FACT. La CCH_FACT puesta a disposición del comercializador en el plazo contemplado en el apartado 5.2.2. únicamente podrá ser objeto de modificación si se cumple alguno de los supuestos siguientes:

a) Como consecuencia de una reclamación por parte del consumidor, dentro de los plazos establecidos en la normativa vigente. En el caso de que la reclamación cliente conlleve la modificación del saldo ATR, se emitirá un nuevo fichero conforme a lo dispuesto en el párrafo 5.2.3.b).

El fichero se utilizará únicamente en el caso de que la reclamación cliente relativa a la curva de carga horaria, no haya dado lugar a una modificación del saldo ATR.

Los ficheros que recojan las nuevas curvas de medida horarias CCH_FACT consecuencia de la reclamación del consumidor incluirán en el campo de código de la factura de peaje de acceso la identificación de la factura de peaje de acceso original.

b) En caso de modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR. La modificación de la factura del peaje de acceso por modificación del saldo ATR conllevará la publicación de una nueva curva de carga horaria CCH_FACT y, por tanto, la emisión de una nueva factura al consumidor atendiendo a lo dispuesto en el presente apartado.

Las facturas que modifiquen el peaje de acceso previamente facturado podrán ser de tres tipos:

b.1) Factura complementaria: factura que complementa a otra ya emitida, que no se anula, tras detectarse una anomalía en el equipo de medida que impidió el correcto registro de energía. El nuevo fichero que se pondrá a disposición del comercializador contendrá las variaciones de la nueva curva de carga horaria con respecto a la curva inicial, indicando en el campo «métodos de obtención» el que se hubiera aplicado.

La suma de las energías horarias por periodo incluidas en el nuevo fichero coincidirá con la energía de la nueva factura de peaje complementaria en cada periodo. La diferencia en valor absoluto de más de 1 kWh en alguno de los periodos tarifarios entre la energía facturada del correspondiente peaje de acceso y la energía resultante de sumar las medidas horarias correspondientes a dicho periodo tarifario, será motivo por el que el comercializador podrá reclamar la factura asociada a dicha energía del distribuidor.

b.2) Factura rectificadora: factura que anula a otra factura ya emitida que incluía valores estimados, motivada por la disposición de un mejor valor de la energía a facturar, para el mismo periodo de facturación. Requiere la nueva publicación de la curva de carga horaria CCH_FACT que corresponda al nuevo consumo total facturado por periodo tarifario en el mismo periodo de facturación.

El nuevo fichero a poner a disposición del comercializador incluirá la nueva curva de carga horaria CCH_FACT completa que afecta al periodo refacturado, indicando en el campo «método de obtención» el que se hubiera aplicado.

b.3) Factura regularizadora: factura que modifica una o varias facturas ya emitidas con anterioridad, que no se anulan, motivada por la disposición de un mejor valor de la energía a facturar o por un cambio de precios recogidos en la normativa. La factura regularizadora incluirá los consumos de los periodos de facturación afectados. El nuevo fichero a poner a disposición del comercializador incluirá la nueva curva de carga horaria completa CCH_FACT correspondiente a dichos periodos de facturación, indicando en el campo «método de obtención» el que se hubiera aplicado.

En este caso el sumatorio de las energías horarias debe coincidir con la suma de las energías de los saldos ATR para el conjunto de los periodos de facturación afectados, no siendo necesario que coincidan en cada periodo de facturación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá el formato de los ficheros necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en este apartado en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores».

5.3 Puesta a disposición del distribuidor al consumidor con equipo de medida con curva de carga horaria.

5.3.1 Canales y protocolos de comunicación. El distribuidor habilitará un portal web que permita la consulta por parte de los consumidores titulares de los puntos de suministro conectados a su red de distribución de su (o sus) curva(s) de carga(s) horaria o cuarto horarias facturada(s) y en su caso, autoconsumida o vertida a la red.

5.3.2 Información, estructura y formatos. Los distribuidores pondrán a disposición de los consumidores la siguiente información:

- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario por periodo de facturación.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario en un día.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel diario en una semana.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario mensual.
- Energía consumida, autoconsumida o vertida a nivel horario o cuarto horario entre dos fechas a seleccionar.
- Potencia máxima demandada (por mes natural indicando la fecha y cuarto de hora en la que se produce).
- Acceso online al contador, medición instantánea y posibilidad de programar una medición instantánea a una fecha y hora a seleccionar.
- Reconexión de ICP en remoto.
- Descarga certificados lectura y consumo entre dos fechas a seleccionar.

A estos efectos se entiende que la energía horaria será puesta a disposición para puntos de medida tipo 3, 4 y 5 y la energía cuarto horaria para puntos de medida tipo 1 y 2. En el caso de fronteras tipo 3, 4 y 5 de clientes con medida horaria conectados a la red de baja tensión e integrados en los sistemas de telegestión, la energía horaria será la CCH_FACT.

El distribuidor habilitará la posibilidad de que la misma curva CCH_FACT, curva horaria de energía o curva cuarto-horaria de energía puesta a disposición del comercializador se pueda descargar por parte del consumidor en formato de fichero plano CSV y Excel, de acuerdo con el formato que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores», acompañado de un gráfico que represente los datos de medida horaria del consumidor para el periodo de facturación al que corresponde la CCH_FACT y permita la integración entre fechas incluidas en dicho periodo. En todo caso, el gráfico permitirá la visualización de la energía consumida en cada una de las horas incluidas entre dos fechas comprendidas dentro del periodo de facturación seleccionadas por el consumidor.

El comercializador informará al consumidor en la factura de la posibilidad de acceder gratuitamente a los datos de la medida horaria o cuarto horaria que hayan servido para la facturación a través de su distribuidor. A estos efectos deberá incluir el vínculo que accede de forma directa a la web del distribuidor donde se realiza el proceso de alta a los efectos de obtener la información de los datos de medida horaria o cuarto horaria de sus consumos.

Asimismo, los consumidores podrán tener acceso a la información de sus consumos solicitándolo a través de los canales de atención del distribuidor.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá el formato de los ficheros necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en este apartado en los «Formatos de Ficheros de Intercambio de Información entre Distribuidores y Comercializadores».

5.3.3 Plazos y actualizaciones. El distribuidor pondrá a disposición del consumidor la curva CCH_FACT no más tarde de 5 días hábiles después de la emisión del fichero de facturación de peajes.

El distribuidor no mostrará actualizaciones posteriores para un punto de suministro una vez que se disponga de la CCH_FACT correspondiente, sin perjuicio de las posibles actualizaciones de la misma. Una vez que la CCH_FACT esté disponible, ésta será la única curva de carga horaria accesible por el consumidor.

El distribuidor deberá mantener a disposición del consumidor un histórico mínimo de 24 meses de la CCH_FACT y el dato de la potencia máxima demandada por mes natural.

5.3.4 Confidencialidad de la información. La información relativa a las medidas horarias o cuarto horarias tendrá carácter confidencial y será accesible mediante un sistema de claves únicamente por el consumidor titular del contrato de suministro durante el período temporal al que corresponda dicha información, sin perjuicio de que el consumidor pueda dar su autorización de acceso a otros sujetos o a otros comercializadores con los que el consumidor no tenga un contrato en vigor, y sin perjuicio de las obligaciones de información impuestas por la normativa vigente en cada momento.

El consumidor deberá darse de alta en el sistema para tener acceso a esta información.

Los distribuidores no podrán ceder dicha información a terceros ni utilizarla para fines distintos a los de su propia actividad de distribución de energía eléctrica.

6. Canales y protocolos de comunicación.

6.1 Comunicaciones entre registradores y concentrador secundario del encargado de la lectura.

Para puntos tipo 1, 2 y 3 se realizará de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.4.

Para puntos tipo 4 y 5, los encargados de lectura podrán utilizar los protocolos descritos en el Reglamento unificado de puntos de medida.

6.2 Comunicaciones entre concentrador principal y concentrador secundario del encargado de la lectura. El canal o canales de comunicación entre el concentrador principal y cada concentrador secundario será el definido en el P.O. 10.4.

Los formatos de los mensajes intercambiados serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas». Los mensajes que se indiquen en este documento podrán ser publicados desde el concentrador principal a los participantes que no dispongan de un concentrador secundario asociado a través del concentrador principal de medidas.

6.3 Comunicaciones entre otros concentradores secundarios y concentrador secundario del encargado de la lectura. El canal o canales de comunicación entre el

concentrador secundario del encargado de la lectura y otros concentradores secundarios de libre instalación será el definido en el P.O. 10.4.

Los formatos de los mensajes intercambiados serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

6.4 Comunicaciones entre participantes y concentrador secundario del encargado de la lectura. Sin perjuicio de lo establecido en el P.O. 10.13, los formatos de los mensajes a intercambiar serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas.»

Sin perjuicio de lo establecido en el P.O. 10.13, el canal o canales entre los concentradores secundarios de los encargados de la lectura y sus participantes serán aquellos que cada encargado de la lectura establezca que deberá cumplir con los requisitos que se indican a continuación.

6.4.1 Características generales. Deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por participantes y distribuidores.
- Flexibilidad de configuración, permitiendo accesos tanto automáticos como manuales a la información disponible. Dicho acceso deberá realizarse por agentes autorizados y se deberá garantizar la integridad y la seguridad de la información y el sistema en su conjunto, evitando accesos no autorizados, mediante la oportuna protección.
- Economía de explotación, evitando la utilización de productos con licencia, los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad de la información a intercambiar.

6.4.2 Descripción. El sistema adoptado deberá estar basado en arquitecturas cliente-servidor sobre Internet. El encargado de la lectura actuará como servidor mientras que los participantes en la medida actuarán como clientes.

El intercambio de información se realizará mediante ficheros descritos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas», para lo cual el encargado de la lectura deberá disponer de un servidor en el cual existirán carpetas diferenciadas para cada participante.

El participante podrá conectarse manualmente al servidor, para lo cual necesitará únicamente un ordenador personal dotado de un navegador estándar con certificado digital, o podrá intercambiar la información de forma automática, para lo cual necesitará adicionalmente un software desarrollado específicamente.

6.4.3 Procesos. El sistema deberá soportar, de acuerdo a los formatos y procedimientos que se establezcan, los siguientes procesos:

- Publicación de ficheros por parte del encargado de la lectura.
- Envío de ficheros por parte de los participantes.
- Lectura automática por parte del participante de los ficheros publicados por el encargado de la lectura.
- Lectura automática por parte del encargado de la lectura de los ficheros enviados por los participantes.
- Lectura manual por parte del participante de los ficheros publicados por el encargado de la lectura.

6.4.4 Mecanismos de seguridad. El sistema deberá estar dotado de los siguientes mecanismos de seguridad:

- Autenticación mediante certificados digitales de todas las entidades, tanto distribuidores como el resto de participantes en la medida.
- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.
- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.

- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.
- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios, siempre que no sea metrológicamente relevante.
- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.

6.4.5 Modificaciones y ampliación de las informaciones a intercambiar entre participantes. El operador del sistema podrá proponer, de oficio o a petición, nuevas informaciones a intercambiar entre los participantes en la medida del sistema de medidas e incorporarlas en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

En los casos en los que los participantes afectados acepten el envío de nueva información, estos deberán implementar los nuevos mensajes definidos en un plazo inferior a tres meses desde su definición por parte de operador del sistema.

6.5 Comunicaciones entre participantes y concentrador principal. Los formatos de los mensajes a intercambiar serán los definidos en el documento «Ficheros para el intercambio de información de medidas».

El canal o canales entre el concentrador principal y los participantes en la medida serán aquellos que el operador del sistema establezca y deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por participantes.
- Evitar los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad y confidencialidad de la información a intercambiar

ANEXO

Información mínima a poner a disposición del resto de participantes

De encargados de la lectura a comercializadores/consumidores directos/representantes:

- Curva de carga horaria de punto de medida (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Curva de carga horaria de punto frontera (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Cierres de contrato (para puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Lecturas (saldos) de facturación para cualquier tipo de punto frontera.
- Medidas agregadas.
- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera y agregaciones.
 - Incidencias y objeciones.
 - Respuesta a objeciones.
 - Desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación (Puntos tipo 3 a 5).

De encargados de la lectura y demás participantes al operador del sistema:

- Curva de carga horaria de puntos frontera de clientes (Puntos tipo 1, 2 y 5).
- Curva de carga horaria por código CIL de puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5 de los que el distribuidor es encargado de lectura.
 - Adicionalmente, a efectos de liquidación, medidas de agregaciones de puntos frontera.
 - Cambios de comercializador o representante (Puntos tipo 1, 2 y 5).

- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera y agregaciones de clientes. Al menos, se incluirá la siguiente información del consumidor: comercializador, potencias contratadas, tarifa de acceso, tensión de suministro, si el equipo de medida está en régimen de alquiler para clientes tipo 1 y 2, código postal y CNAE.
- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de puntos frontera de generación. Al menos, se incluirá la siguiente información del consumidor: representante, potencias contratadas, tarifa de acceso, si el equipo de medida está en régimen de alquiler, tensión de suministro, código postal.
- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de instalaciones acogidas a autoconsumo.
- Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de agregaciones de clientes
 - Incidencias y objeciones.
 - Respuesta a objeciones.
 - Desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación (Puntos frontera tipo 3 a 5).

P.O. 15.1. «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares»

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es regular la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS), a los gestores de la red de distribución y a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión y ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que compren su energía en el despacho de producción, o bien contraten su energía a través de comercializador o mediante un contrato bilateral.

3. Proveedores del servicio. Serán proveedores del servicio aquellos consumidores que dispongan de la correspondiente autorización administrativa emitida por la Dirección General de Política Energética y Minas y que hayan formalizado el contrato para la prestación del servicio con el OS.

4. Información a suministrar al operador del sistema.

4.1 Información sobre programas de consumo previstos.—Antes de las 14:00 horas del día 15 de cada mes, el proveedor del servicio comunicará al OS el programa de demanda de energía horaria previsto para el mes siguiente según el formato y procedimiento de comunicación definidos por el OS.

Este programa tendrá carácter de previsión, que deberá ser actualizada y comunicada al OS cuando se produzcan modificaciones a la misma.

El proveedor del servicio podrá actualizar el programa para horas futuras en cualquier momento, salvo en el período comprendido entre el envío de una orden de reducción de potencia por parte del OS y la finalización de la misma.

4.2 Información sobre programas de generación previstos.—El proveedor del servicio con instalación de generación asociada categoría A, según se define en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, deberá enviar al OS antes del día 15 de cada mes, un programa horario de generación neta de la instalación de generación asociada a través del SG-SCECI.

El proveedor del servicio podrá actualizar dicho programa para horas futuras en cualquier momento, salvo en el período comprendido entre el envío de una orden de reducción de potencia por parte del OS y la finalización de la misma.

Se entenderá como generación neta la definida en el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

4.3 Información de los programas de parada y mantenimiento.—El proveedor del servicio deberá enviar al OS antes del día 15 de cada mes, y en caso de modificación tan pronto como se produzca, los programas previstos de parada y mantenimiento de su instalación, para los doce meses inmediatamente siguientes.

4.4 Información de avería.—El proveedor del servicio deberá comunicar al OS cualquier avería en su instalación de consumo o, en su caso, de generación asociada, que afecte al programa de consumo o de generación neta, respectivamente, tan pronto como ésta se produzca. Asimismo, el proveedor del servicio deberá comunicar al OS cualquier avería de sus equipos de comunicaciones o de tratamiento de la interrumpibilidad, tan pronto como ésta se produzca.

El OS lo comunicará a su correspondiente empresa distribuidora.

4.5 Información de consumo sobre periodos anteriores.—El OS deberá recibir, con periodicidad horaria, los cuatro últimos valores de consumo medio cuarto horario de la instalación del proveedor del servicio.

4.6 Información de consumo y generación en tiempo real.—Para llevar a cabo la correcta aplicación y control de la prestación del servicio de interrumpibilidad por parte del OS, el proveedor del servicio de interrumpibilidad deberá comunicar, a través del SG-SCECI, con una periodicidad que no excederá los 12 segundos, los valores instantáneos de potencia activa y reactiva de consumo de su instalación.

Adicionalmente, el proveedor del servicio con instalación de generación asociada deberá comunicar al OS, a través del SG-SCECI, con una periodicidad que no excederá los 12 segundos, los valores instantáneos de potencia activa neta generada de la instalación.

4.7 Información asociada a cada orden de reducción de potencia.—El proveedor del servicio enviará al OS, acuse de recibo de las órdenes de reducción de potencia, su cambio y/o anulación, desglosadas por tipo de orden de reducción de potencia, que incluirá el perfil potencia/tiempo, en un máximo de dos minutos desde su recepción.

Después de cada orden de reducción de potencia, el proveedor del servicio enviará al OS en el formato que éste indique, además de los datos descriptivos de la orden de interrupción que haya ejecutado, los registros de potencia activa media demandada cada cinco minutos, con sus correspondientes marcas de tiempo, durante todos los periodos de la orden de reducción de potencia.

El OS comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las órdenes de reducción de potencia emitidas en el plazo máximo de 2 horas desde su emisión mediante correo electrónico, a las direcciones que la Dirección General de Política Energética y Minas habilite para tal fin.

Finalizada la ejecución de la orden de reducción, el OS comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos de la orden de reducción de potencia, los proveedores del servicio afectados y el grado de cumplimiento de dicha orden.

Una vez transcurridos 3 días hábiles desde la recepción de una orden de interrupción de potencia, el proveedor del servicio podrá contactar con el operador del sistema para confirmar la correcta recepción por parte de éste de los datos que son precisos para la evaluación del cumplimiento de dicha opción de ejecución y solicitar una valoración preliminar del cumplimiento de la misma.

5. Control de la disponibilidad del servicio.

5.1 Control de las condiciones de prestación del servicio.—A partir de la información de consumo en SIMEL y en tiempo real, el OS vigilará y controlará periódicamente el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio que se recogen en el contrato entre el proveedor y el OS. Cuando el OS considere que se están incumpliendo estas condiciones por parte de algún proveedor se lo comunicará y, en su caso, remitirá un informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, a efectos de lo previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC 2370/2007, de 27 de julio.

5.2 Control de las comunicaciones.—El OS vigilará y controlará periódicamente el estado de las comunicaciones de los proveedores del servicio informando a los proveedores de las deficiencias que se identifiquen.

Cuando el OS considere que se están incumpliendo reiteradamente las condiciones de prestación del servicio en lo referente al estado de las comunicaciones, remitirá un informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, a efectos de lo previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC 2370/2007, de 27 de julio.

6. Evaluación de las necesidades de reducción de potencia.

De acuerdo con las situaciones de operación que se presenten, el OS evaluará las necesidades de aplicación del servicio de interrumpibilidad y gestionará el servicio de acuerdo con estas necesidades.

Adicionalmente y sin perjuicio de las necesidades que surjan en la operación, el OS evaluará la aplicación del servicio en las situaciones recogidas en los apartados siguientes:

6.1 Evaluación de la cobertura de la demanda.

1. El OS evaluará su plan de cobertura y programación de despacho, con la mejor información disponible en el horizonte de la posible aplicación de interrumpibilidad, y de acuerdo con lo dispuesto en el Procedimiento de Operación 2.2 «Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico».

2. Tanto para la demanda como para la potencia renovable no gestionable disponible, el OS utilizará su mejor previsión.

3. La disponibilidad del resto del equipo generador vendrá determinada por la declaración de los sujetos propietarios, así como por las indisponibilidades por incumplimientos de programa constatados por el OS en tiempo real.

4. Se considerarán los intercambios con el sistema eléctrico peninsular programados en el despacho.

5. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, y sin perjuicio de lo indicado en el apartado anterior, el OS podrá aplicar órdenes de reducción de potencia cuando la diferencia entre la potencia disponible y la previsión de potencia demandada sea inferior a los valores mínimos de reserva rodante (primaria y secundaria) exigidos en Procedimiento de Operación 1 «Funcionamiento de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares».

6.2 Orden de reducción de potencia a petición de las compañías de distribución.—Los gestores de las redes de distribución podrán solicitar del OS la emisión de una orden de reducción de potencia en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias de operación de su red así lo requieran.

A tal efecto, deberán remitir un fax/correo electrónico al Centro de Control Eléctrico del OS con la solicitud de orden de reducción de potencia al menos una hora antes del comienzo del preaviso mínimo de la orden de reducción de potencia deseada.

La plantilla del fax/correo electrónico estará publicada en la página web del OS.

El OS analizará la solicitud y deberá remitir una respuesta por fax/correo al gestor de la red de distribución a la misma dirección o teléfono con el que se remitió la solicitud al menos media hora antes del comienzo del preaviso mínimo de la orden de reducción de potencia solicitada.

La plantilla del fax/correo electrónico estará publicada en la página web del OS.

En el caso de ser aprobada el OS emitirá la orden de reducción de potencia a los consumidores implicados indicando al gestor de la red en su respuesta los términos en que se solicita y los y proveedores conectados a sus redes a quien se da la orden de interrupción.

En caso de desestimar la petición el OS, además de responder por fax/correo indicando las razones que le han llevado a denegar la petición, de acuerdo con lo indicado en el presente punto, se deberá poner en contacto con el gestor con objeto de buscar una

solución viable al problema. Los criterios de aceptación o rechazo serán los que permitan mantener la seguridad tanto en la red de distribución como en la red de transporte.

6.3 Orden de reducción de potencia emitida por trabajos en la Red observable por el Operador del Sistema y/o situaciones de riesgo para la seguridad del Sistema Eléctrico.

La necesidad de realizar labores de mantenimiento en las infraestructuras eléctricas actualmente en servicio, así como los trabajos de construcción de nuevas instalaciones o de refuerzo de las ya existentes, previstos en la planificación vigente, pueden requerir una reducción temporal del consumo en una o varias zonas del Sistema Eléctrico.

A tal efecto, el OS podrá cursar una orden de reducción de potencia durante la ejecución de descargos en la Red Observable definida en el Procedimiento de Operación 8.1 «Definición de las redes operadas y observadas por el operador del sistema» aprobado por Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de abril de 2006, en cualquiera de los siguientes supuestos:

Cuando no exista la posibilidad de adoptar otras medidas que no deriven en una afectación directa al suministro eléctrico o estas supongan un riesgo elevado para la garantía del mismo.

Cuando una reducción parcial de la carga en la zona afectada del sistema se traduzca en una medida de salvaguarda efectiva orientada a minimizar los efectos de una incidencia en la red mientras se encuentren en curso los trabajos programados.

Cuando, tras una incidencia, resulte necesario adoptar medidas de emergencia destinadas a reducir parcial, y/o localmente la carga del sistema para lograr reestablecer sus variables de control a valores normales de funcionamiento, y/o devolver el suministro a clientes que no estén acogidos al servicio de interrumpibilidad.

Los supuestos anteriores serán también de aplicación, en cualquier otra circunstancia, con independencia de la ejecución o no de trabajos en la Red de Observable cuando, a juicio del OS, se presente una situación de riesgo para la seguridad del Sistema Eléctrico.

7. Programación de la orden de reducción de potencia. Con toda la información disponible, teniendo en cuenta el estado de la operación del Sistema Eléctrico, el OS, una vez evaluadas las necesidades de aplicación del servicio, determinará las potencias a interrumpir, la duración y los perfiles o intervalos de interrupción.

A continuación, seleccionará la modalidad de prestación del servicio de interrumpibilidad, la extensión zonal, así como, en su caso, los perfiles potencia-tiempo.

La selección podrá hacerse atendiendo a los siguientes criterios:

- Ámbito general. Aplicación a todos los proveedores que prestan el servicio en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Zonas eléctricas. Aplicación restringida a las zonas eléctricas seleccionadas, seleccionando una o varias, de entre las zonas existentes.
- Empresas eléctricas. Ámbito de aplicación seleccionando una o varias empresas distribuidoras.
- Proveedores del servicio individuales. Selección directa de los proveedores del servicio que vayan a ser objeto de aplicación de la orden de reducción de potencia.

Estos mismos criterios de selección podrán utilizarse para seleccionar, en su caso, la exclusión de una orden de reducción de potencia.

Con estos criterios, se podrá igualmente elegir uno o varios subconjuntos de proveedores del servicio adecuados a cada estado de operación del Sistema Eléctrico.

Una vez comprobado el potencial esperable de interrupción, en MW, para cada período seleccionado y desglosado con arreglo a los criterios de selección empleados, el OS procederá a emitir la orden de reducción de potencia con el preaviso establecido.

En cualquier momento se podrán anular las órdenes de reducción de potencia, incluso si están en ejecución.

El proceso de selección de los proveedores del servicio a quienes se vaya a anular la orden de reducción de potencia será el descrito anteriormente para seleccionar los

proveedores del servicio objeto de interrupción, existiendo además en este caso la posibilidad de anular la orden completa.

8. Verificación del cumplimiento de una orden de reducción de potencia. La verificación del cumplimiento de una orden de reducción de potencia se llevará a cabo por el OS conforme a lo establecido en el artículo 7 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

Sin perjuicio de lo anterior, el OS llevará a cabo las comprobaciones necesarias para verificar el comportamiento de las instalaciones con generación asociada durante una orden de reducción de potencia.

En el caso de proveedor del servicio de interrumpibilidad con instalaciones de generación asociadas, los puntos de medida de las instalaciones de consumo y las de generación asociada estarán ubicados de tal forma que permitan la medida de la energía consumida por la instalación de consumo y de la energía neta generada por la instalación de generación asociada.

La instalación de generación no deberá modificar su producción como consecuencia de la ejecución de una orden de reducción de potencia o en caso de actuación del relé de deslastre por subfrecuencia.

Para llevar a cabo esta verificación, el OS comprobará, para cada hora que dure la orden de interrupción de potencia:

- Cuando la instalación de generación asociada pertenezca a la categoría A, según se define en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que la medida de generación registrada en el SG-SCECI es mayor o igual al valor del programa de generación neta horaria de la instalación de generación asociada en el despacho de producción, con un desvío máximo a la baja del 5%.

- Cuando la instalación de generación asociada pertenezca a la categoría B, según se define en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que las medidas de generación registradas en el SG-SCECI durante los 15 minutos posteriores al inicio de una orden de reducción de potencia son mayores que cero, en promedio en el periodo. Adicionalmente, que la instalación de generación no se desconecta en el momento de ejecución de la orden de reducción de potencia o de la actuación del relé de deslastre por subfrecuencia. Estas verificaciones no se realizarán en el caso en que las medidas de generación registradas en el SG-SCECI durante los 15 minutos anteriores al inicio de la orden de reducción de potencia tengan un valor inferior a 0,5 MW e inferior al 50% de la potencia instalada de la generación asociada, en promedio.

El desvío se evaluará conforme a la siguiente fórmula:

Si $Progh > 0$:

$$Desvio_h(\%) = 100 \cdot \frac{Gen_h - Progh}{Progh}$$

Si $Progh = 0$.

Si $Gen_h = 0$ entonces $Desvio_h = 0\%$

Si $Gen_h > 0$ entonces $Desvio_h = 100\%$

Donde:

$Progh$ es el programa de generación remitido al OS a través del SG-SCECI para la hora h .

Gen_h es la medida de generación registrada en SG-SCECI para la hora h .

Excepcionalmente, en el caso de indisponibilidad de las medidas de generación registradas en el SG-SCECI, se utilizarán las medidas horarias disponibles en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL).

9. Informes.

9.1 Registro histórico.—El OS deberá conservar durante, al menos, cinco años, en soporte informático, la información histórica de los datos necesarios para la elaboración de los informes y estadísticas que se requieran en la normativa.

Por otra parte, los equipos de los proveedores del servicio deberán mantener un registro histórico con los datos relativos a cada aplicación o solicitud de orden de reducción de potencia.

9.2 Informe de seguimiento del servicio de interrumpibilidad.

9.2.1 Resultado de la orden de reducción de potencia.—Tras la aplicación de una orden de reducción de potencia, cualquiera que sea su tipo y alcance, el OS elaborará un informe de seguimiento en el que se hará constar:

- Fecha y hora de emisión de preavisos, cambio de órdenes y/o anulaciones.
- Fecha y hora de reducción de potencia.
- Períodos o perfiles de reducción de potencia.
- Tipo o tipos de reducción de potencia aplicados.
- Potencial de reducción de potencia para el tipo o tipos aplicados.
- Potencias máxima y mínima registradas en el período de interrupción por cada proveedor del servicio y acumuladas para todos los proveedores del servicio de cada tipo afectados. Estos valores se calcularán a partir de los datos enviados por los proveedores del servicio, después de cada orden de reducción de potencia o, en su caso, a partir de los datos de tiempo real recibidos en el OS.
- Energía reducida estimada en cada hora del período de interrupción. La estimación tendrá en cuenta los programas horarios de consumo previo a la orden de reducción de potencia, la energía horaria de las horas previas a la interrupción y la energía realmente medida.
- Resumen de incumplimientos de la orden de reducción de potencia, por proveedores del servicio, indicando el grado de incumplimiento en forma de energía en exceso de la que hubieran consumido manteniendo la potencia residual (P_{maxi}).
- Medida, con indicación de las horas y minutos, en que cada proveedor del servicio haya incumplido la orden de reducción de potencia.

Para el informe, se podrán definir diversos formatos atendiendo a criterios de selección previamente especificados.

Si, en el transcurso del tiempo de preaviso o en los intervalos de aplicación de la orden de reducción de potencia, se modificara el perfil de interrupción, se indicará claramente en el informe la hora en que el cambio hubiera sido remitido, el acuse de recibo y el nuevo perfil de interrupción resultante, así como el resto de información relativa al grado de cumplimiento. De igual forma, quedará plasmada en el informe cualquier notificación de anulación que se tramitase, con indicación clara de los instantes de su emisión y del acuse de recibo correspondiente.

Los informes serán remitidos a la Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo con lo previsto en el Capítulo V de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

La información suministrada por los proveedores del servicio deberá ser presentada en los formatos estándar que definirá el OS.

9.2.2 Informes mensuales del OS sobre el servicio de interrumpibilidad.—El OS remitirá un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el que conste el resultado del seguimiento de las órdenes de reducción de potencia y el funcionamiento del sistema, así como la información referida a cada consumidor tal y como se especifica en la Orden ITC 2370/2007, de 26 de julio.

9.2.3 Informes anuales.—El OS elaborará los informes anuales correspondientes sobre el funcionamiento y aplicación del servicio así como sobre la contratación del servicio para el año siguiente, según lo establecido en la Orden ITC 2370/2007, de 26 de julio.

P.O. 15.2 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013)»

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es regular la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En este mecanismo competitivo, el Operador del Sistema (OS) es el encargado de la gestión del servicio de interrumpibilidad incluyendo las subastas de asignación de potencia interrumpible, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación de dicho servicio.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación al OS, a los gestores de la red de distribución y a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, bien directamente, o bien a través de un comercializador.

3. Proveedores del servicio Serán proveedores del servicio aquellos consumidores que, habiendo sido habilitados por el OS para la participación en la subasta, se adhieran formalmente al marco legal establecido para participar en la misma y resulten adjudicatarios de uno o varios bloques de producto de los definidos en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Lo dispuesto en el presente Procedimiento de Operación en relación con los participantes adjudicatarios de las subastas de bloques de producto se entenderá asimismo de aplicación a los participantes a los que haya sido asignado algún bloque de producto por alguno de los procedimientos de asignación de precio previstos en las Reglas de subasta del mecanismo competitivo de asignación del servicio de interrumpibilidad.

4. Intercambio de información

4.1 Información a comunicar por los proveedores del servicio de interrumpibilidad.

4.1.1 Información sobre programas de consumo previstos. Antes de las 14:00 horas del día 15 de cada mes, los proveedores del servicio comunicarán al OS a través del sistema establecido en la Resolución por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad (SG-SCECI), los programas de demanda de energía previstos para el mes siguiente, según el formato y procedimiento de comunicación definidos por el OS. Estos programas tendrán carácter de previsión y deberán ser actualizados y comunicados al OS a través del SG-SCECI cuando se produzcan modificaciones de los mismos.

4.1.2 Información sobre periodos de indisponibilidad. A efectos de la verificación del cumplimiento de los requisitos de disponibilidad exigidos, los periodos de indisponibilidad programada comunicados por el proveedor del servicio y aceptados por el OS, no serán contabilizados. En ningún caso la duración total de los periodos de indisponibilidad programada podrá ser superior al 5% de las horas del periodo de entrega.

4.1.2.1 Periodos de indisponibilidad programados. El proveedor del servicio deberá comunicar al OS de acuerdo al modelo de solicitud y plazo establecido para ello y que será publicado en su página web, los periodos de indisponibilidad previstos para el periodo de entrega del producto, como requisito para la prestación del servicio.

Cada periodo de indisponibilidad previsto se definirá por su hora y día de inicio y la hora y día de finalización.

El OS verificará el cumplimiento de los requisitos y evaluará los periodos de indisponibilidad propuestos y, en caso de ser aceptados, tendrán el carácter de periodos de indisponibilidad programados.

Para la aceptación de los periodos de indisponibilidad programados el OS verificará que la duración total no sea superior al 5 % de las horas del periodo de entrega, conforme a lo previsto en el artículo 9.4 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Adicionalmente, el OS podrá aplicar de forma motivada, justificada y transparente, criterios adicionales para la validación de los periodos de indisponibilidad propuestos para su adaptación a las necesidades previstas del sistema.

En el caso de resultar adjudicatario en la subasta, el proveedor del servicio será responsable de comunicar a través del SG-SCECI, previamente al inicio del periodo de entrega, los periodos de indisponibilidad aceptados por el OS y, en consecuencia, programados para el periodo de entrega.

Antes de las 14:00 horas del día 15 de cada mes, los proveedores del servicio comunicarán al OS, a través del SG-SCECI, las modificaciones previstas, a partir del mes siguiente, en sus periodos de indisponibilidad programada para el resto del periodo de entrega. Las indisponibilidades declaradas fuera de dicho plazo que incrementen la duración de los periodos de indisponibilidad programados tendrán carácter de indisponibilidades sobrevenidas.

4.1.2.2 Periodos de indisponibilidad sobrevenidos. El proveedor del servicio deberá comunicar a través del SG-SCECI al OS los periodos de indisponibilidad sobrevenidos tan pronto como éstos se produzcan.

Estos periodos de indisponibilidad no programada se contabilizarán en el cómputo del cumplimiento de los requisitos de disponibilidad, salvo fuerza mayor acreditada y justificada.

4.1.3 Información de consumo. El OS deberá recibir, a través del SG-SCECI, con periodicidad horaria, los cuatro últimos valores de consumo medio cuarto horario de la instalación del proveedor del servicio.

Durante la ejecución de una opción de reducción de potencia, el OS deberá recibir, a través del SG-SCECI, los valores resultado de la integración de cinco minutos de potencia activa consumida.

4.1.4 Información de consumo y generación en tiempo real. Para llevar a cabo la correcta aplicación y control de la prestación del servicio de interrumpibilidad por parte del OS, los proveedores del servicio de interrumpibilidad deberán comunicar, a través del SG-SCECI, con una periodicidad que no excederá los 12 segundos, los valores instantáneos de potencia activa y reactiva de consumo de la instalación del proveedor del servicio.

Los proveedores del servicio con instalaciones de generación asociada deberán comunicar al OS, a través del SG-SCECI, con una periodicidad que no excederá los 12 segundos, los valores instantáneos de potencia activa neta generada.

4.1.5 Información sobre los programas de participación en el mercado para las instalaciones con generación asociada.

a) Los proveedores del servicio con instalación de generación asociada, deberán constituir una unidad de programación para la entrega de energía compuesta por una única unidad física para cada una de sus instalaciones de generación.

b) Los proveedores del servicio con instalación de generación asociada podrán actualizar el programa de participación en el mercado de producción de la instalación de generación a efectos del servicio de interrumpibilidad de acuerdo con los plazos previstos para la comunicación de los programas de consumo horario recogidos en el apartado 9.6 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

c) Adicionalmente, los sujetos que estén acogidos a una modalidad de autoconsumo, al amparo del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con una instalación de generación asociada de grupos distintos al b.1, b.2 y b.3 según se definen en el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, deberán enviar al OS un programa de generación neta horaria de la instalación de generación asociada a través del SG-SCECI, de acuerdo con los plazos previstos para la comunicación de los programas de consumo horario recogidos en el apartado 9.6 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre. Se entenderá como generación neta la definida en el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

4.2 Información disponible en el SG-SCECI para los proveedores del servicio de interrumpibilidad. Los proveedores del servicio podrán consultar la información que el OS dispone de ellos, en tiempo real, a través de la aplicación SCECI-Web. En concreto, tendrán acceso a la siguiente información:

- Registros de consumo en tiempo real (P.Medida): valores instantáneos de potencia activa.
- Potencia residual (Pmax).
- Programas de consumo (Programa).
- Potencial interrumpible (Pint): diferencia entre la potencia medida y la potencia residual.
- Potencia asignada en las subastas (Psub) o mediante alguno de los procedimientos previstos en las Reglas de subasta del mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Indisponibilidades programadas.
- Indisponibilidades sobrevenidas.

5. Criterios para la activación del servicio de interrumpibilidad. El OS podrá solicitar una ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a criterios técnicos y económicos.

La orden de reducción de potencia contendrá, al menos, la siguiente información:

- El instante de inicio de ejecución de la opción.
- El instante de finalización de ejecución de la opción.
- El valor de potencia activa a mantener durante la ejecución de la opción.
- La opción de ejecución, de entre las descritas en el artículo 5.3 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

La ejecución de cada una de las opciones tendrá una duración máxima de una hora, estableciéndose un máximo de dos ejecuciones consecutivas.

5.1 Criterios económicos. La aplicación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos se realizará por cantidades mínimas de 200 MW y máximas de 500 MW en cada hora, siempre que se cumpla que los dos valores siguientes:

- a) La necesidad total de energía neta a subir a asignar por el procedimiento de gestión de desvíos, de regulación terciaria y/o por servicios transfronterizos de balance, calculada previamente al comienzo de dicha hora; y
- b) La necesidad de energía a subir a asignar por el procedimiento de regulación terciaria, calculada previamente al comienzo de dicha hora; sean superiores a los valores mínimos respectivos propuestos por el OS junto con la información del artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, y aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Dichos valores mínimos serán publicados en la web del OS, previa aprobación por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Para la aplicación del servicio por criterios económicos se valorará que la ejecución de la opción de reducción de potencia, con la consideración de toda la liquidación asociada según lo dispuesto en el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, dé lugar a una reducción del coste total de la energía a subir gestionada en esa hora.

En caso de activación del servicio de interrumpibilidad por este criterio, entre los adjudicatarios del servicio se establecerá un sistema de turnos rotatorios como criterio de orden para requerir su activación.

En cualquier caso, la activación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos no podrá suponer más del 50 % de las horas del periodo de entrega máximas de ejecución previstas en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

5.2 Criterios técnicos. Atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, el OS podrá solicitar una ejecución de la opción de reducción de potencia.

Los gestores de las redes de distribución podrán solicitar del OS la ejecución de la opción de reducción de potencia a los proveedores del servicio conectados en las áreas de distribución de su competencia, cuando las circunstancias de operación de su red así lo requieran según el proceso definido en el apartado siguiente.

5.2.1 Solicitud de los gestores de redes de distribución de ejecución de una opción de reducción de potencia. A tal efecto, deberán remitir un fax/correo electrónico al Centro de Control Eléctrico del OS con la solicitud de ejecución de la orden de reducción de potencia, al menos una hora antes del comienzo del preaviso mínimo de la orden de reducción de potencia deseada. La plantilla del fax/correo electrónico estará publicada en el página web del OS.

El OS analizará la solicitud y, en su caso, determinará la opción de ejecución que mejor se adapte a las necesidades planteadas por el gestor de la red de distribución.

El OS deberá remitir una respuesta por fax/correo al gestor de la red de distribución a la misma dirección o teléfono con el que se remitió la solicitud, al menos media hora antes del comienzo del preaviso mínimo de la orden de reducción de potencia solicitada. En dicha respuesta, el OS indicará (i) en caso de ser aprobada, los términos en los que se solicita la ejecución de la orden de reducción de potencia y los proveedores conectados a sus redes a quien se da la orden de interrupción, o (ii) en caso de ser desestimada, las razones que le han llevado a denegar la petición. La plantilla del fax/correo electrónico estará publicada en el página web del OS.

En el caso de ser aprobada, el OS emitirá la orden de reducción de potencia a los proveedores implicados. En caso de desestimar la petición, el OS, se deberá poner en contacto con el gestor de la red de distribución con el objeto de buscar una solución viable al problema.

Los criterios de aceptación o rechazo serán los que permitan mantener la seguridad tanto en la red de distribución como en la red de transporte.

6. Ejecución de una opción de reducción de potencia. Para la ejecución de una opción de reducción de potencia, el OS enviará, a través del sistema establecido en la Resolución por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad, y atendiendo a lo dispuesto en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, una orden de reducción de potencia a los proveedores adjudicatarios del servicio y estos, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia activa demandada hasta cumplir con los valores de potencia residual comprometidos.

En el caso de consumidores que hayan resultado adjudicatarios de bloques de potencia, la ejecución de la opción conllevará la prestación del servicio por la totalidad del potencial adjudicado en todos los tipos de producto por los que se presta el servicio.

7. Verificación de la prestación del servicio. La verificación de la prestación del servicio por parte del OS se llevará a cabo conforme a lo establecido en el artículo 10 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Una vez publicados los resultados de las subastas y, en todo caso, antes del inicio del periodo de entrega, aquellos consumidores que sean adjudicatarios de un número de bloques de producto inferior al número de bloques de producto para los que fueron habilitados, podrán ajustar el valor de su potencia residual (P_{max}). La solicitud de modificación de la P_{max} sólo podrá llevarse a cabo en el formato y plazo establecido por el OS, quien verificará el cumplimiento de los requisitos con los nuevos valores de P_{max} con carácter previo a la aceptación de dicha modificación.

Sin perjuicio de lo anterior, el OS llevará a cabo las comprobaciones necesarias para verificar la actuación del relé de deslastre y el funcionamiento de las instalaciones con generación asociada.

7.1 Verificación de la actuación del relé de deslastre. Para la verificación de la correcta actuación del relé de deslastre por subfrecuencia, el OS tendrá en cuenta las señales de activación recibidas y los consumos registrados a través del SG-SCECI.

El OS podrá solicitar información adicional al proveedor, para llevar a cabo la verificación.

7.2 Verificación del funcionamiento de las instalaciones con generación asociada. En el caso de proveedores del servicio de interrumpibilidad con instalaciones de generación asociadas, los puntos de medida de las instalaciones de consumo y de las de generación asociada estarán ubicados de tal forma que permitan la medida de la energía consumida y de la energía neta generada.

Durante la ejecución de una opción de reducción de potencia o en caso de activación del relé de deslastre por subfrecuencia, la instalación de generación deberá mantener su producción de acuerdo a su previsión de programa de participación en el mercado. En el caso de sujetos que estén acogidos a una modalidad de autoconsumo al amparo del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, se entenderá por programa de participación en el mercado de su instalación de generación asociada el programa de generación neta comunicado al OS de acuerdo con el párrafo c) del apartado 4.1.5.

Para llevar a cabo la verificación de este requisito, el OS comprobará:

- Para instalaciones de generación asociada de grupos distintos al b.1, b.2 y b.3 según se definen en el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, que las medidas de generación registradas en el SG-SCECI son mayores o iguales al valor de los programas horarios de generación correspondientes a la participación en el mercado de producción o, en su caso, al valor de los programas de generación neta horarios comunicados al OS, en ambos casos, con un desvío máximo a la baja del 5 por ciento.

- Para instalaciones de generación asociada de los grupos b.1, b.2 y b.3 según se definen en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que las medidas de generación registradas en SG-SCECI durante los 15 minutos posteriores al inicio de una orden de reducción de potencia son mayores que cero, en promedio en el periodo. Adicionalmente, que la instalación de generación no se desconecta en el momento de ejecución de la orden de reducción de potencia o de la actuación del relé de deslastre por subfrecuencia. Estas verificaciones no se realizarán en el caso en que las medidas de generación registradas en SG-SCECI durante los 15 minutos anteriores al inicio de la orden de reducción de potencia tengan un valor inferior a 0,5 MW e inferior al 50% de la potencia instalada de la generación asociada, en promedio.

Excepcionalmente, en el caso de indisponibilidad de las medidas de generación registradas en el SG-SCECI, se utilizarán las medidas horarias disponibles en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL).

8. Informes de seguimiento del servicio de interrumpibilidad.

8.1 Informes mensuales. El OS remitirá un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas en el que conste el seguimiento del funcionamiento y aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de las ejecuciones de opciones de reducción de potencia para cada mes, incluyendo la retribución asociada. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio y se incluirán las diferentes zonas de aplicación.

Este informe mensual de seguimiento del servicio incluirá, en un formato de cálculo que permita el tratamiento de los datos, la siguiente información relativa a cada consumidor prestador del servicio:

- Dirección completa donde se encuentra ubicada la instalación, figurando la provincia en columna independiente.
- Domicilio social del titular.
- Dirección a efectos de notificación (dirección postal y dirección de correo electrónico).

8.2 Informes del periodo de entrega. Una vez concluido el periodo de entrega, y en todo caso antes de la finalización del primer mes del periodo de entrega siguiente, el OS remitirá un informe del periodo de entrega a la Dirección General de Política Energética y Minas que recogerá, para todo el periodo de entrega, el seguimiento del funcionamiento y aplicación del servicio, y de las ejecuciones de opciones de reducción de potencia para cada mes, incluyendo la retribución asociada. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio y se incluirán las diferentes zonas de aplicación.

Este informe anual de seguimiento del servicio incluirá, en un formato de cálculo que permita el tratamiento de los datos, la siguiente información relativa a cada consumidor prestador del servicio:

- Dirección completa donde se encuentra ubicada la instalación, figurando la provincia en columna independiente.
- Domicilio social del titular.
- Dirección a efectos de notificación (dirección postal y dirección de correo electrónico).