

Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.

---

Ministerio de Industria, Energía y Turismo  
«BOE» núm. 133, de 4 de junio de 2015  
Referencia: BOE-A-2015-6203

---

### TEXTO CONSOLIDADO

#### Última modificación: sin modificaciones

El artículo 3.10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del Sistema Eléctrico, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

Por su parte, el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo, los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la citada Comisión.

El Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, regula las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

El propio Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, contemplaba en su disposición final tercera la presentación al entonces Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por parte del operador del sistema de los nuevos procedimientos de operación del sistema o la modificación de los ya existentes que fuera necesaria para la adecuación del Sistema de Medidas Eléctricas a lo dispuesto en el nuevo reglamento.

De esta forma se aprobó la Resolución de 16 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.11 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

Posteriormente, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, determina en su disposición adicional

undécima que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental presentados por el operador del sistema deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La presente resolución tiene por objeto la aprobación de dos nuevos procedimientos de operación y la modificación de cuatro existentes para su adaptación a lo dispuesto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, cuyo artículo 6 determina que en el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo puestos a disposición o en su caso remitidos por el encargado de la lectura.

La disposición adicional quinta del mencionado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, dispone que por resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerá el procedimiento donde se regule la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, así como los protocolos de intercambio de información, de seguridad y de confidencialidad de la misma entre los agentes a efectos de facturación y liquidación de la energía. A estos efectos, se insta a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia a remitir a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor del real decreto, una propuesta de los citados procedimientos así como de cualquier otra disposición que fuese necesario desarrollar a efectos de la gestión de la medida horaria de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión.

Atendiendo a lo anterior, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 29 de mayo de 2014, aprobó la «Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambio de información a efectos de facturación y liquidación de la energía», la cual fue remitida a la Secretaría de Estado de Energía.

Por su parte, Red Eléctrica de España, S.A., como Operador del Sistema, remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, con fecha 4 de agosto de 2014, propuesta de aprobación de modificación de los siguientes procedimientos de operación:

- 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. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes».

Las citadas propuestas fueron remitidas el 5 de septiembre de 2014 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia junto con los procedimientos aprobados por esa Comisión el 29 de mayo de 2014, para su valoración conjunta y emisión del correspondiente informe de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y considerando lo dispuesto en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El 13 de noviembre de 2014 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acordó emitir el «Informe sobre la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11 y la propuesta de procedimientos para la comprobación, validación, cierre y puesta a disposición de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión».

Asimismo, en el citado oficio de fecha 5 de septiembre de 2014 se indicaba que teniendo en cuenta que estos procedimientos recogen algunos aspectos que pudieran estar relacionados con el control metrológico del Estado, se solicitaba que, para el trámite de audiencia, se incluyera al Centro Español de Metrología.

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de

producción de energía eléctrica, y el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de modificación de los procedimientos de operación 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11.

Vista la propuesta realizada por la CNMC de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambio de información a efectos de facturación y liquidación de la energía.

Visto el Informe de 13 de noviembre de 2014 de la CNMC en el que valora conjuntamente ambas propuestas.

Esta Secretaría de Estado, resuelve:

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

Se aprueban los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes:

- a) P.O. 10.4 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- b) 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».
- c) P.O. 10.6 «Agregaciones de puntos de medida».
- d) P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes».
- e) 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».
- f) 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».

Dichos procedimientos se insertan a continuación.

**Segundo.** *Equipos de medida efectivamente integrados.*

Se entenderá que un equipo está efectivamente integrado en el sistema de telegestión cuando los equipos cumplan con las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión establecidas en el artículo 9.8 del Reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 agosto, y tengan capacidad para la lectura de los registros horarios de energía activa de manera remota a través de dicho sistema.

**Tercero.** *Ficheros de intercambio de información.*

En el plazo de 7 días hábiles desde que surta efectos la presente resolución, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web los formatos de los ficheros de intercambio de información definidos en el apartado tercero del P.O. 10.13, así como los flujogramas y procedimientos asociados a dichos ficheros.

La información relativa a dichos ficheros y sus procedimientos asociados deberá mantenerse actualizada en su página web.

**Cuarto.** *Aplicabilidad.*

1. A partir del 1 de julio de 2015 será de aplicación lo siguiente:

- a) El P.O. 10.12. No obstante lo anterior, hasta el 1 de octubre de 2015 el proceso de captación de la curva horaria por parte de los sistemas de telegestión regulado en el apartado 6 del citado P.O. 10.12, deberá iniciarse, como muy tarde, el tercer día antes de que finalice un mes a contar desde el último registro del consumo realizado.
- b) La puesta a disposición por parte de los distribuidores a los comercializadores de las CCH\_FACT de las que dispongan con los formatos previstos en el P.O. 10.13.
- c) La utilización, en su caso, del fichero de intercambio de información F5D definido en el apartado 3.1.b) del P.O. 10.13.

d) El apartado 3.2 del P.O. 10.13 relativo a «Comunicación del distribuidor al comercializador sobre el estado de los equipos de medida de los consumidores conectados a sus redes».

e) El apartado 3.3.1 «Puesta a disposición de la CCH\_FACT» del P.O. 10.13.

f) El apartado 3.3.2 «Canales y protocolos de comunicación» del P.O. 10.13, con excepción de la utilización del mismo servidor FTP para la información que se ponga a disposición de los consumidores con equipos de medida tipo 5 y para los consumidores con equipos de medida tipo 1, 2 y 3.

2. A partir del 1 de octubre de 2015 los comercializadores a los que se refiere el apartado 2.1 del P.O.10.13 facturarán con los datos procedentes de la curva de carga horaria CCH\_FACT siempre que la fecha inicial del periodo de facturación sea posterior al 31 de agosto de 2015.

Previo acuerdo entre el distribuidor y el comercializador, antes del 1 de octubre de 2015 el comercializador podrá facturar con los datos procedentes de la curva de carga horaria, cumpliendo lo dispuesto en los procedimientos de operación 10.12 y 10.13. En este caso, el distribuidor no tendrá obligación de utilizar los datos procedentes de la CCH\_FACT a efectos del envío al Operador del Sistema de los datos necesarios para liquidar la energía en el mercado hasta la fecha prevista en el apartado siguiente de esta resolución.

3. El operador del sistema publicará en su web el calendario de aplicación de los diferentes apartados de los procedimientos de operación 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11. Dicho calendario se ajustará a lo dispuesto en este apartado.

Para fronteras tipo 5 de clientes con medida horaria:

a) El distribuidor deberá enviar al Operador del Sistema para la liquidación de la energía en el mercado la medida horaria agregada obtenida a partir de las CCH\_FACT, según su definición dada en el procedimiento de operación 10.12, para todos los suministros con facturas emitidas desde el 1 de octubre de 2015 y con fecha de inicio de consumo posterior al 31 de agosto de 2015.

b) Los procedimientos de operación del sistema 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11 serán de aplicación conforme se vaya cumpliendo el calendario del sistema de medidas establecido en dichos procedimientos para las medidas indicadas en el párrafo anterior.

Aquellas modificaciones de los procedimientos de operación que no sean relativas a fronteras tipo 5 de clientes con medida horaria serán de aplicación a partir del 1 de octubre de 2015.

No obstante lo anterior:

a) El envío de medidas desde los concentradores secundarios al concentrador principal a través del canal y protocolo de comunicación definido en el PO 10.11, por punto frontera de clientes tipo 5 de acuerdo a lo contemplado en el apartado 4.1 del P.O 10.4, será de aplicación a los consumos de dichos puntos frontera con fecha posterior al 31 de diciembre de 2015, pudiendo, no obstante, ser remitidas con carácter voluntario desde el 1 de julio de 2015..

b) A partir del 1 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2015 el operador del sistema tendrá acceso a los mismos servidores habilitados para poner las CCH\_FACT a disposición de los comercializadores, con el mismo canal y el mismo protocolo de comunicación, definidos en el P.O. 10.13.

4. Asimismo, a partir del 1 de octubre de 2015 serán de aplicación los siguientes apartados del P.O. 10.13:

a) El apartado 3.3.4 sobre las actualizaciones de la CCH\_FACT y la utilización, en su caso, del fichero RF5D definido en el apartado 3.1.b).

b) El apartado 3.4 «Puesta a disposición del distribuidor al comercializador de la CCH\_VAL» y la utilización, en su caso, del fichero P5D definido en el apartado 3.1.b).

c) El apartado 4 «Puesta a disposición del distribuidor al consumidor de la curva de carga horaria».

d) La utilización, en su caso, del fichero CCH\_CONS, definido en el apartado 3.1.b).

5. Antes del 1 de enero de 2016 será de aplicación:

a) La utilización de los ficheros de intercambio de información recogidos en el apartado 3.1.a) del P.O. 10.13, sin perjuicio de la utilización de los ficheros que sean necesarios para la aplicación de los anteriores apartados.

b) La utilización del mismo servidor FTP para la puesta a disposición de los comercializadores de la CCH\_FACT para consumidores con equipos de medida tipo 5 y de la información relativa a los consumidores con equipos de medida tipo 1, 2 y 3, según se dispone en el apartado 3.3.2 del P.O. 10.13.

**Quinto.** *Remisión de información.*

1. En el plazo de 7 días desde que surta efectos la presente resolución, el distribuidor enviará al comercializador que corresponda un listado de todos los suministros conectados a la red del distribuidor que dispongan de equipos efectivamente integrados en el sistema de telegestión, indicando el criterio seguido por la distribuidora hasta ese momento para comunicar dicha información en los ficheros D1. Dicho listado se enviará en un formato tipo plano y contendrá un único campo que corresponderá al CUPS.

2. El 1 de julio de 2015 el distribuidor enviará un listado actualizado en formato plano al comercializador y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de todos los suministros con contrato en vigor conectados a la red del distribuidor que dispongan de equipos de medida efectivamente integrados en el sistema de telegestión.

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrá acceso en cualquier momento a dicha información, que deberá ser proporcionada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar la información que considere oportuna a los sujetos de acuerdo con el formato y en los plazos que ésta determine. Entre otros aspectos, hasta el 1 de enero de 2020, los distribuidores enviarán a la citada Comisión la siguiente información con periodicidad trimestral:

a) Informe en el que se especifique el número de suministros para los que se ha puesto a disposición las curvas de carga horaria, desagregando dichos datos por peaje de acceso y comercializadora.

b) Información sobre el número de horas estimadas y reales publicadas. En este caso, deberá hacerse referencia al método de obtención de la medida de acuerdo con la tabla incluida en el apartado 6 del 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».

A estos efectos, la CNMC publicará en su sede electrónica el formato con el que deberá realizarse la remisión de la información.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe semestral con base en la información que reciba, a efectos del seguimiento y aplicación de lo previsto en la presente resolución y en los procedimientos de operación que se aprueban.

**Sexto.** *Acceso a las curvas de carga horarias del Sistema de Información de Puntos de Suministro.*

A partir del 1 de enero de 2016, los distribuidores pondrán a disposición en el Sistema de Información de Puntos de Suministro regulado en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, la información establecida en el referido artículo. Hasta esa fecha, los distribuidores pondrán a disposición en el mismo las medidas de los consumos discriminadas por periodos y meses.

Las curvas de carga horarias que en su caso sean puestas a disposición en el Sistema de información de puntos de suministro coincidirán con las CCH\_FACT que los distribuidores hayan puesto a disposición de los comercializadores para los consumidores a los que corresponda dicha información.

**Séptimo.** *Facturación mensual de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión que no estén efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.*

Los suministros que en el momento en que surta efectos la presente resolución cuenten con equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión que no estén efectivamente integrados en los correspondientes sistemas según la definición dada en el apartado segundo y cuya lectura y facturación se estén realizando con una periodicidad mensual, en virtud de lo dispuesto en el artículo 2.1 del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW, podrán continuar siendo facturados mensualmente, salvo manifestación en contrario del consumidor.

**Octavo.** *Eficacia.*

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

**Noveno.** *Perdida de efectos.*

1. A partir de la fecha en que sean de aplicación las modificaciones de los correspondientes procedimientos de operación aprobados por la presente resolución quedan sin efecto los siguientes procedimientos de operación del sistema aprobados por Resolución de 16 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía:

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. 10.11 «Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes».

2. A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución queda sin efecto la Resolución de 29 de abril de 2010 de la Secretaría de Estado de Energía por la que se autoriza al operador del sistema la realización de un procedimiento excepcional de cierre y estimación de medidas de clientes.

Madrid, 2 de junio de 2015.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

#### **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 de Industria, Energía y Turismo.

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 de Industria, Energía y Turismo.

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 en el sistema de liquidaciones, Empresa delegada en el sistema de medidas, Titular de un concentrador secundario).
- 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.

### 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.

### 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.

En concreto, el concentrador principal recibe medidas de:

- Los puntos frontera de generación (salvo instalaciones cuyo encargado de lectura sea el distribuidor).

- 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, el concentrador principal recibirá de cada distribuidor, para los puntos frontera de los que es encargado de lectura, las siguientes agregaciones:

- Agregaciones de puntos frontera de generación de tipos de puntos de medida 3 y 5.
- 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»

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».

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 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 pre-objeciones de medidas.

Una vez que el operador del sistema haya publicado a los diversos participantes las medidas del cierre del mes M+3 se abrirá el plazo de pre-objeciones 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:

- a) Mejor valor horario de energía en cada punto frontera o en cada agregación.
- b) Balances de energía por puntos frontera.
- c) 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 CNMC, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo 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 CNMC 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.

#### 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 CNMC y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo 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 puestas a disposición del operador del sistema de acuerdo a los plazos establecidos.

c) Porcentaje de medidas agregadas de fronteras de clientes y generación 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 generación y 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.

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 CNMC 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 de Industria, Energía y Turismo.

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 legalmente 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, 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 CNMC.

**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*

Anexo 1: Fotocopia del DNI o pasaporte de la persona con poder suficiente firmante anterior.

Anexo 2: 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 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.

### 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.

#### 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 procedimientos de operación 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 5 con medida horaria, 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 en el Reglamento unificado de puntos de medida.

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 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. Invalidación 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 5 con medida horaria.

Los encargados de la lectura deberán realizar las validaciones sobre las medidas establecidas en el 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.

A los efectos de este procedimiento se entiende que un punto de medida tipo 5 dispone de medida horaria cuando tenga telegestión operativa con curva de carga horaria de acuerdo con la definición dada en el 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.

#### Invalidación sistemática de medidas de un punto de medida.

En los equipos de medida propiedad del consumidor, el procedimiento a seguir en el caso de invalidación 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 procedimientos de operación 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, ésta 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 éste 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, ésta 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.

El encargado de la lectura deberá actualizar los datos de la agregación que se pudiesen ver afectados como resultado de la resolución de las incidencias y enviar los nuevos datos agregados al operador del sistema en el plazo establecido en el apartado 8 de este documento.

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 a) del apartado 4.4.1 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.

##### 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.

###### 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. 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 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 frontera que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste. 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 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 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 de Industria, Energía y Turismo. 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.
- 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 mejor 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 sólo 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 y 3 de clientes.

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 y 3, 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 mejor 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.

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 periodos de integración.

4.4.3 Fronteras tipo 3 de instalaciones de generación de los que el distribuidor es el encargado de lectura.

El encargado de la lectura aplicará el procedimiento de estimación descrito en 4.4.1 para fronteras tipo 3 de generación de instalaciones de generación cuyo encargado de la lectura es el distribuidor.

4.4.4 Fronteras tipo 4 de clientes.

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.

b. 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.

c. 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.

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 de Industria, Energía y Turismo.

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 de Industria, Energía y

Turismo 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 5 de clientes con medida horaria.

##### Principios generales.

La curva de carga horaria utilizada para la facturación de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (CCH\_FACT según su definición dada en el 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») 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»

La curva de carga horaria y el saldo ATR utilizados para la facturación se obtendrán de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 10.12.

La curva de carga horaria CCH\_FACT, definida en el PO 10.12, 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 el procedimiento de operación 10.12, la medida en dicho punto frontera estará calificada con el tipo de medida que se indica a continuación.

##### Saldo ATR.

De acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 10.12, 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 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 apartado 6.2 del procedimiento de operación 10.12. 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 apartado 6.3 del procedimiento de operación 10.12:

- 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 auto-lectura 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.	Real.	Firme.		
Caso a2.	Real.	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.	Auto-lectura 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.

CCH.

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 apartado 6.4 del procedimiento de operación 10.12.

Una vez obtenida la Curva de carga horaria quedará marcada de acuerdo con lo establecido a continuación:

Código	Método de obtención
1	Medida <i>real</i> válida.
2	Medida <i>perfilada</i> .
3	Medida real <i>ajustada</i> a un saldo de ATR.
4	Medida <i>perfilada</i> correspondiente a auto-lectura de cliente.
5	<i>Estimación</i> por consumo histórico del año anterior perfilado.
6	<i>Estimación</i> por factor de utilización perfilado.

• Para el caso c:

Las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán, según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.4.a) o 6.4.b) del procedimiento de operación 10.12. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.

• Para el caso a2:

Las medidas de la curva de carga horaria se obtendrán de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.4.c) o 6.4.d) del procedimiento de operación 10.12. Las medidas horarias ajustadas quedan marcadas con el método de obtención 3.

• Para los casos d y e:

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 en el apartado 6.4.a) o 6.4.b) del procedimiento de operación 10.12. Las medidas horarias perfiladas quedan marcadas con el método de obtención 2.

Si el saldo de ATR se ha obtenido por auto-lectura 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 apartado 6.4.a) o 6.4.b) del procedimiento de operación 10.12. 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

apartado 6.4.a) o 6.4.b) del procedimiento de operación 10.12. 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 apartado 6.4.a) o 6.4.b) del procedimiento de operación 10.12. 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.
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.

#### 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 supuestos contemplados en el procedimiento de operación 10.12. 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 prelación. 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 5 de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura.

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 entrante de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.4.5.

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:

Valor energía periodo = Saldo contador \* coeficiente horario/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 pueda ser debido a incumplimientos o dejación de funciones por parte del responsable del punto de medida, la estimación de energía saliente podrá ser 0 kWh.

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 y de agregaciones de instalaciones de generación de los que los distribuidores son encargados de lectura vigentes en el concentrador principal y no comunicados a éste por su encargado de la lectura, de acuerdo con lo siguiente:

a. 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.

b. Las agregaciones de instalaciones tipos 3 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 y de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura.

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 y de los puntos frontera de generación de los que el distribuidor es el encargado de lectura,

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 legalmente 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 es al hito en que las medidas o agregaciones de energía de los puntos frontera del sistema son o bien puestos a disposición del sistema de liquidaciones para su liquidación o bien puestos a disposición de los sujetos y encargados de lectura afectados para su comprobación.

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 agregaciones de las que no es encargado de la lectura 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 agregaciones de las que no es encargado de la lectura 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 pre-objeciones.

Se define como pre-objeción a cualquier disconformidad con la medida de un punto frontera de un consumidor de cualquier tipo que se comunica previamente al cierre provisional de medidas.

Se distinguen dos tipos de pre-objeciones, en función de quién es el participante que las detecta:

- Detectadas por el distribuidor: Las pre-objeciones como consecuencia de validaciones o realización de verificaciones, u otras que pudiese detectar el encargado de lectura, no requieren ser comunicadas al comercializador 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: Cualquier pre-objeción que detecte el comercializador será comunicada al operador del sistema quien las pondrá en conocimiento del encargado de lectura correspondiente.

Las pre-objeciones de medidas de los consumidores tipo 5 las comunicará el comercializador al operador del sistema mediante los formatos y medios de transmisión establecidos. El operador del sistema incorporará en su sistema las pre-objeciones que pasen las validaciones requeridas y publicará el acuse de recibo de dichas objeciones a los participantes implicados en la misma (comercializador y distribuidor).

Las pre-objeciones se pueden clasificar en dos niveles:

- a. Pre-objeciones a la agregación.
- b. Pre-objeciones al valor mensual de un punto de suministro.

Las pre-objeciones no deben ser respondidas por parte el encargado de lectura. En caso de que aplicara, las pre-objeciones 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 pre-objeciones y para las publicaciones del operador del sistema tras un cierre del mes M+3 y los formatos de los distintos ficheros de estas publicaciones 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 las que no es encargado de la lectura 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 las que no es encargado de la lectura 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 el P.O. 10.4 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. 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 u operador del sistema, según cada caso, utilizando los medios y protocolos definidos en el 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 auto – objeciones 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.

Para la presentación de objeciones previas al cierre provisional en puntos frontera de clientes, o pre-objeciones, el operador del sistema publicará los formatos y calendarios dentro de la documentación aplicable al sistema de medidas eléctricas.

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 auto - objeciones. 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 y 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 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 auto-objeciones a la agregación.
- b. Objeciones o auto-objeciones al valor mensual de un punto de suministro.

Asimismo, se clasifican en dos tipos en función del participante que las genera:

7. 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 o productores de 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.

Las objeciones se pueden realizar a nivel de punto frontera o a nivel de agregación. Toda objeción sobre una frontera individual debe llevar asociada una objeción sobre la agregación que la contiene.

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 sólo 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.

8. Objeciones emitidas por los propios encargados de la lectura (auto-objeciones).

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 o 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. Las objeciones de consumidores tipos 3, 4 y 5 e instalaciones de puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura se pueden realizar a nivel de punto frontera o a nivel de agregación.

Todas las auto-objecciones, 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 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.

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.

##### 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.

El operador del sistema modificará sólo datos de medidas o datos estructurales de agregaciones si existe una auto-objeción del encargado de la lectura o una objeción del

comercializador o de los consumidores directos a mercado o 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.

#### 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. Las republicaciones se harán públicas a los participantes afectados y tras su conformidad, se publicarán de nuevo al sistema de liquidaciones.

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 y/o cierre excepcional.

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 y/o excepcional.

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 y/o excepcional, 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 / clientes directos a mercado / 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 versión

vigente del documento 'Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas' disponible 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 y/o excepcional, 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 / clientes directos a mercado y del operador del sistema en los plazos indicados en el apartado 8 de este documento.

#### 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 versión vigente del documento 'Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas' disponible en la página web de RED ELÉCTRICA DE 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 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..

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, definitivo y excepcional 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 de Industria, Energía y Turismo 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 de Industria, Energía y Turismo 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. Plazo 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)

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

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	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 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.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	No aplica	(Nota 5)
Tipo 3 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.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1 (Nota 2)	(Nota 5)
Tipo 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.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	(Nota 5)
Tipo 1 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 2 de clientes	Concentrador Secundario propiedad del encargado de lectura	Mes M debe leerse antes de las 8:00 h del 3.º día hábil del mes M + 1 (Nota 3)	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 1	(Nota 5)
Tipo 3 de clientes	Concentrador Secundario propiedad del encargado de lectura	Mes M debe leerse, al menos, antes de las 8:00 h del 3.º día natural del mes M + 3 (Nota 7)	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 3 (Nota 1)	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 5.º día hábil del mes M + 3 (Nota 2)	(Nota 5)
Tipo 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 15.º día natural del mes M+3 (Nota 7)	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 15.º día natural del mes M +3 (Nota 1)	Mes M debe publicarse antes de las 8:00 h del 15.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 CNMC y Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 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, es decir, hasta el cierre provisional.

Nota 7: 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.

El cálculo de agregaciones 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. 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 5.º 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.
Mensualmente, el 1.º día hábil 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 del mes M-3.	Recibidas hasta las 8:00 h del penúltimo día hábil del mes anterior.
Mensualmente, el primer día hábil posterior al día 15 natural de cada mes.	Medidas de puntos frontera de clientes con medidas y del mes M-3.	Recibidas hasta las 8:00 h del 5.º día hábil del mes (para medidas de puntos de medida tipo 1, 2 y 3) y hasta las 8:00 h del 15.º día natural del mes (para puntos de medida tipo 4 y 5).
Mensualmente, el penúltimo día hábil de cada mes.	Medidas del cierre provisional del mes M-7.	Recibidas hasta las 8:00 h del 11.º día hábil del mes M-7.
Mensualmente.	Medidas del cierre definitivo y excepcional (según apartado 8).	Recibidas hasta fin del plazo de solicitud de revisión de la resolución de las objeciones (ver apartado 8).

### 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 1er día natural y el 5.º día hábil del mes M+1).
Diariamente.	Distribuidor.	Datos completos del mes M-1 (entre el 1er día natural y el 5.º día hábil del mes M+1).
Semanalmente, a partir del 6.º día hábil del mes.	Distribuidor.	Datos completos del mes M y M-2.
Semanalmente, a partir del 6.º día hábil del mes.	Operador del sistema.	Datos completos del mes M-2.
Semanalmente, a partir del 6.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 de cada mes.	Operador del sistema / distribuidor.	Datos completos del mes M-3 (excepto clientes).
Mensualmente, el 1.º día hábil posterior al día 15 de cada mes.	Distribuidor.	Datos completos del mes M-3 (clientes).
Mensualmente, el penúltimo día hábil de cada mes.	Operador del sistema / distribuidor.	Datos completos del cierre provisional del mes M-7.
Mensualmente (según apartado 8).	Operador del sistema / distribuidor.	Datos completos del cierre definitivo según apartado 8.

### 8.6 Incidencias.

#### 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:

1. Comunicación de modificaciones en datos estructurales.
2. Incidencia o avería solucionada que impedía la comunicación de datos de medidas.
3. Grupo de generación parado con producción cero o instalación desconectada con intercambio cero.

4. 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:

1. Comunicación de modificaciones en datos estructurales.
2. Incidencia o avería solucionada que impedía la comunicación de datos de medidas.
3. Grupo de generación parado con producción cero o instalación desconectada con intercambio cero.

4. Incidencia o avería solucionada en equipos que no requiera estimaciones de medidas.

5. 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.

iii. Incidencias recibidas hasta el límite de recepción de incidencias indicado en el apartado anterior.

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.

b. Incidencias de instalaciones de generación de las que el distribuidor es el encargado de lectura:

▪ El plazo de emisión de incidencias y su resolución por parte del encargado de la lectura (distribuidor) se inicia el día 1 del tercer mes siguiente (mes M+3) al que corresponden las medidas y finaliza el primer día hábil del sexto mes al que corresponden las medidas (mes M+6).

▪ El distribuidor deberá actualizar los datos de la agregación que se pudiesen ver afectados como resultados de la resolución de las incidencias y enviar los nuevos datos agregados al operador del sistema antes del segundo día hábil del séptimo mes al que corresponden las medidas (mes M+7).

c. Incidencias en instalaciones de clientes: se resolverán hasta 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 quinto 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 quinto día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales y las medidas de las agregaciones de puntos frontera de generación tipo 3 y 5 de las que el distribuidor es el encargado de lectura.

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 antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales de los puntos frontera de clientes tipo 5.

El concentrador principal publicará a los comercializadores antes de las diez horas del cuarto día hábil del mes siguiente (M+1) los datos estructurales de los puntos frontera de clientes tipo 5.

#### 8.8 Cierre M+3.

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 15 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 15 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 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 representantes/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 procedimientos de operación 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:

a. Veinticinco días hábiles para cualquier participante de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura.

b. Diez días hábiles para auto – objeciones 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.

c. Quince días hábiles para los comercializadores, clientes 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.

Hito	Puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de lectura
4. Solicitud de revisión de resolución de objeciones.	Durante 6 días hábiles.
5. Publicación de la resolución 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 auto - objeciones.	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.
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 resolución 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 y/o excepcional 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 y/o excepcional 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 y/o excepcional 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.

#### 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

#### Coefficientes 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:

$$E_c = E_m \cdot [ F_{c,l} \cdot (\Delta\varepsilon_V + \Delta\varepsilon_I + \Delta\varepsilon_C) + F_{3h} ]$$

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.

$F_{c,l}$ : 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 ( $C_N$ ) 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

Coeficientes de Pérdidas en Líneas.

Las pérdidas de energía activa ( $P_p$ ) y reactiva ( $Q_p$ ) en una línea se calcularán utilizando las expresiones:

$$P_p \text{ (kWh)} = \alpha \cdot P_{PM}$$

$$Q_p \text{ (kvarh)} = \beta \cdot P_{PM}^2 - Q_0$$

donde  $P_{PM}$  es la medida en el punto de medida en kWh y  $\alpha$  y  $\beta$  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.

$U_n$ : la tensión nominal de la línea en kV.

$R_l$ : la resistencia de la línea calculada como:

$$R_l = \frac{R_{c,l} \cdot l}{n_c}$$

siendo:

$R_{c,i}$ : la resistencia por unidad de longitud del conductor en  $\Omega/\text{km}$ ,  $l$  la longitud de la línea en km y  $n_c$  el número de conductores por fase.

$X_l$ : es la reactancia en  $\Omega$  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  $C$  ( $\mu\text{F}/\text{km}$ ) 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
<i>L (mH / km)</i>	1	0.2
<i>C (μF / km)</i>	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.

Coefficientes 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:

$$P_p \text{ (kWh)} = \alpha \cdot P_{PM} + P_0$$

$$Q_p \text{ (kvarh)} = \beta \cdot P_{PM}^2$$

donde  $P_{PM}$  es la medida en el punto de medida en kWh y  $\alpha$  y  $\beta$  se calculan como:

$$\alpha = \frac{P_{cc}}{1000 \cdot S_n}$$

$$\beta = \frac{U_{cc}}{100 \cdot S_n \cdot 1000}$$

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  $\alpha$  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  $\alpha$  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  $\alpha$  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 compartan 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 compartan 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 compartan instalaciones de evacuación para su conexión a las redes de transporte o distribución cuando no hay acuerdo entre los distintos participantes.

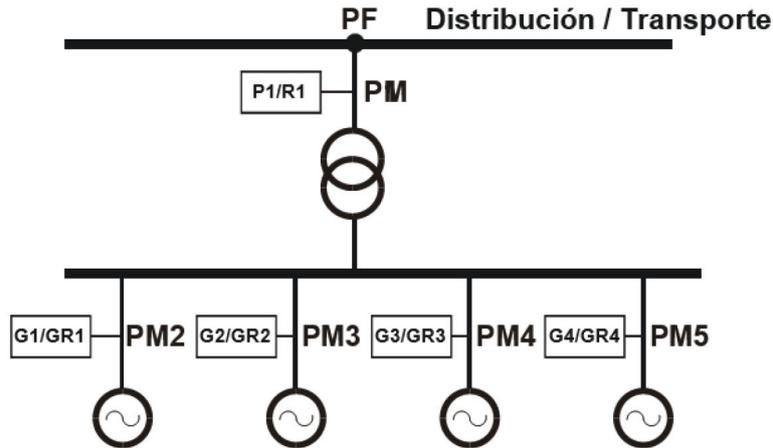
Reparto de energías y pérdidas.

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 como instalaciones de generación haya. En los casos en que alguno de los distintos puntos frontera de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos sea de tipo 3 ó 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 ó 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.

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.

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.

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.

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:

$$G_i(AS) = P_{Mi}(AS) \cdot K_i$$

$$G_i(AE) = P_{Mi}(AE) \cdot (2 - K_i)$$

$$G_i(R1) = P_{Mi}(R1) \cdot (2 - K'_i)$$

$$G_i(R2) = P_{Mi}(R2) \cdot (2 - K'_i)$$

$$G_i(R3) = P_{Mi}(R3) \cdot K'_i$$

$$G_i(R4) = P_{Mi}(R4) \cdot K'_i$$

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

##### Calculo 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:

$$M_{P_{mp_i}}^{\delta} = \sum_{n=1}^n \alpha_n \cdot M_{P_{mni}}^{\beta} \quad (1)$$

donde:

$M_{Pmpi}^{\delta}$  es la medida para la magnitud  $\delta$  en el periodo  $i$  en el punto de medida principal.

$M_{Pmni}^{\beta}$  es la medida para la magnitud  $\beta$  del punto de medida comprobante  $n$  en el periodo de integración  $i$ .

$\alpha_n$  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  $\delta$  y  $\beta$  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:

$\alpha_i$  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  $\alpha_i$  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  $\alpha_i$ , 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  $a_i$  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  $a_i$  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:

$$M_{Pmp_i}^{\delta} = \alpha_1 \cdot M_{Pm1i}^{\beta}$$

cuyo resultado sería:

$$\alpha_1 = \frac{\sum (M_{Pmp_i}^{\delta} / M_{Pm1i}^{\beta})}{n}$$

donde:

n es el número de parejas de valores utilizados para la obtención del coeficiente  $\alpha_1$  que define el coeficiente en base a datos históricos.

$M_{Pmp_i}^{\delta}$  y  $M_{Pm1i}^{\beta}$  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:

$$\frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} + \alpha_2$$

El sistema de ecuaciones (5), estará formado por dos ecuaciones con dos incógnitas cuyo resultado es:

$$\alpha_1 = \frac{n \cdot \sum \left( \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right) - \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \cdot \sum \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}}}{n \cdot \sum \left( \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right)^2 - \left( \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} \right)^2}$$

$$\alpha_2 = \frac{\sum \frac{M_{Pmp_i}^{\delta}}{M_{Pm2i}^{\beta}} - \alpha_1 \cdot \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm2i}^{\beta}}}{n}$$

donde:

$n$  es el número de conjuntos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  que definen los coeficientes basados en datos históricos.

$M_{Pmp_i}^\delta$ ,  $M_{Pm1_i}^\beta$  y  $M_{Pm2_i}^\beta$  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:

$$\frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm1_i}^\beta}{M_{Pm3_i}^\beta} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm2_i}^\beta}{M_{Pm3_i}^\beta} + \alpha_3$$

El sistema de ecuaciones (5) estará formado por tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$\sum \frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - \alpha_1 \sum \left( \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left( \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \right) \left( \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - \alpha_2 \sum \left( \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm3_i}^\beta} - n\alpha_3 = 0$$

donde:

$n$  es el número de conjuntos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  y  $\alpha_3$  que definen los coeficientes basados en datos históricos.

$M_{Pmp_i}^\delta$ ,  $M_{Pm1_i}^\beta$ ,  $M_{Pm2_i}^\beta$  y  $M_{Pm3_i}^\beta$  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:

$$\frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm1_i}^\beta}{M_{Pm4_i}^\beta} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm2_i}^\beta}{M_{Pm4_i}^\beta} + \alpha_3 \cdot \frac{M_{Pm3_i}^\beta}{M_{Pm4_i}^\beta} + \alpha_4$$

El sistema de ecuaciones (5) estará formado cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas:

$$\sum \frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} - \alpha_1 \sum \left( \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left( \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \right) \left( \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm3_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} - \alpha_2 \sum \left( \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm3_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm2_i}^\delta}{M_{Pm4_i}^\beta} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left( \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) \left( \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \left( \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + n\alpha_4 = 0$$

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.

#### 2. 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.

#### 3. Procedimiento de estimación de valores horarios.

##### 3.1 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.

##### 3.2 Procedimiento de estimación de ventanas de periodos.

El procedimiento de estimación se realiza en tres pasos:

##### a. 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:

1. 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).

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.

3. 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  $S$ .

$\sum e_j$  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  $S - \sum e_j$  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:

$$E_i = (S - \sum e_j) \cdot x_i / \sum x_i$$

donde:

$E_i$  es cada uno de los periodos  $i$  de energía a estimar pertenecientes al periodo de saldo  $S$ .

$\sum e_j$  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  $S - \sum e_j$  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.

## 4. 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  $s_j$  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:

$$\text{Muestra máxima } j = M_j + 2 \sigma_j$$

$$\text{Muestra mínima } j = M_j - 2 \sigma_j$$

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  $[e_{cj}]$

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 ( $e_{cj}$ ) 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

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
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	6	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<sub>i</sub>» del mes «m<sub>i</sub>» y la hora 0 el día «d<sub>f</sub>» del mes «m<sub>f</sub>».

SAL<sub>c,p</sub> Saldo de ATR del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p» en kWh.

Ns<sub>p</sub> Número de horas del periodo de facturación «c» correspondiente al periodo tarifario «p».

CCH<sub>h,d,p</sub> Medida horaria válida correspondiente a la hora «h» y día «d» del periodo tarifario «p» en Wh.

Nr<sub>p</sub> Número de horas con medida horaria válida del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p».

ΣCCH<sub>h,d,p</sub> Sumatorio de las Nr<sub>p</sub> medidas horaria válidas del periodo de facturación «c» y periodo tarifario «p» en Wh.

P<sup>k</sup><sub>h,d</sub> Perfil final «k» a efectos de facturación para el día «d» y hora «h».

Para el caso de que Ns<sub>p</sub> > Nr<sub>p</sub>, se define:

Ne<sub>p</sub> 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<sub>p</sub> – Nr<sub>p</sub>,

ΣP<sup>k</sup><sub>h,d</sub> Sumatorio de los Ne<sub>p</sub> 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<sub>e h,d,p</sub> 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  $CCHe_{h,d,p}$  sea menor de 0, se considerará  $CCHe_{h,d,p} = 0$  y las medidas horarias válidas  $CCHR_{h,d,p}$  deberán ser ajustadas para que  $\sum CCHR_{h,d,p} = SAL_{c,p}$  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  $CCHe_{h,d,p}$ . Se propone redondear el resultado a 0 decimales:

$$CCHe_{h,d,p, \text{red}} = \text{Redondear} [CCHe_{h,d,p}]$$

Siendo la función Redondear la que asigna al número  $X.YYYYYYYYYYYY$  a  $X+1$  si  $YYYYYYYYYYYY \geq 0.5$  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 « $p$ ».

$\sum CCHR_{h,d,p}$  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  $SAL_{c,p} < \sum CCHR_{h,d,p}$  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  $SAL_{c,p} < \sum CCHR_{h,d,p}$  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  $SAL_{c,p} < \sum CCHR_{h,d,p}$  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  $CCHR_{h,d,p, \text{ajustada}}$ . 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  $X.YYYYYYYYYYYY$  a  $X+1$  si  $YYYYYYYYYYYY \geq 0.5$  y  $X$  si  $YYYYYYYYYYYY < 0.5$ .

**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.
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.

1. 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 =  $\Sigma$ 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.

$\Sigma$ CCHr (Wh)	42.764
Nº horas CCHr	120
SALDO (kWh)	43
SALDO - $\Sigma$ 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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

2. 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 >  $\Sigma$ 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.

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

ΣCCHr (Wh)	42.764
Nº horas CCHr	120
SALDO (kWh)	50
SALDO - ΣCCHr	-7.236
ΣCCHr ajustada (Wh)	50.000
SALDO - ΣCCHr ajustada	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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

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																							
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

4. Ejemplo de caso c con saldo de ATR > ΣCCHr:

# BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

## LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

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  $> \Sigma CChr$ .

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.

$\Sigma CChr$ (Wh)	25.857
Nº horas CChr	72
SALDO (kWh)	59
SALDO $\Sigma CChr$	24.143
$\Sigma CChr$ (Wh)	24.143
$\Sigma CChr + \Sigma CChr$	50.002

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																								
Perfil																								
CChr																								
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

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																								
Perfil	0,00010	0,00007	0,00006	0,00005	0,00004	0,00004	0,00005	0,00008	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	
CChr	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

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																								
Perfil																								
CChr																								
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

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																								
Perfil	0,00010	0,00006	0,00005	0,00005	0,00004	0,00004	0,00005	0,00008	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	
CChr	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

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																								
Perfil																								
CChr																								
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

### 5. Ejemplo de caso c con saldo de ATR $< \Sigma CChr$ :

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  $< \Sigma CChr$ .

Por tanto, será necesario realizar un ajuste según el método del Anexo 8 de este documento, de las medidas reales para que ATR válido =  $\Sigma CChr$ , mientras que las horas sin medida quedarán ajustadas a 0. El método de obtención de todas las medidas horarias de la curva será 3.

$\Sigma CChr$ (Wh)	25.857
Nº horas CChr	72
SALDO (kWh)	42
SALDO $\Sigma CChr$	16.143
$\Sigma CChr$ ajustada (Wh)	15.548
$\Sigma CChr + \Sigma CChr$ ajustadas	41.405

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																								
Perfil																								
CChr ajustada	94	286	178	289	103	16	172	40	47	442	150	194	215	429	464	339	46	326	415	53	318	352	3	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

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																								
Perfil																								
CChr 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																								
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																								
Perfil																								
CChr 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

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																								
Perfil																								
CChr 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

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																								
Perfil																								
CChr ajustada	111	369	276	44	10	73	101	241	176	213	98	166	300	471	423	319	33	417	55	191	238	313	47	131
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

6. Ejemplo caso d con saldo de ATR obtenido a partir de la lectura absoluta visual del encargado de lectura.

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

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 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.

**7. 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.

**8. 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

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	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

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	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

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	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	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

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	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

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	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	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	0,0001	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

**9. 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.

# BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

## LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

ΣCChr (Wh)	25.857
Nº horas CChr	72
SALDO (kWh)	44
ΣCChE (Wh)	44.799

		1																								
dia	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	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001
CChE		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	6

		2																								
dia	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	
CChE		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	6

		3																								
dia	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	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	
CChE		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	6

		4																								
dia	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	0,00012	0,00011	0,00011	0,00011	0,00011	0,00013	0,00015	0,00016	0,00015	
CChE		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	6

		5																								
dia	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		Estimado según un factor de utilización de la potencia contratada																								
Perfil		0,0001	0,0001	9E-05	7E-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	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	
CChE		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	6

### 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 y a los puntos frontera de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura.

#### 3. Responsabilidades.

Los distribuidores son los responsables del cálculo de las agregaciones de los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5 y de los puntos frontera de generación de los que son encargados de lectura, de acuerdo a lo indicado en este documento.

#### 4. Calculo 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 consumida 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).

Hasta que no se disponga de medida horaria en todos los puntos frontera de clientes tipo 5, 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 procedimiento de Operación 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 procedimientos de operación. 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/representante/generador sin representante y al operador del sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los procedimientos de operación 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/representante/generador sin representante 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 procedimientos de operación 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 o de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura 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 y de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura 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).

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 deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación 10.5.

Cada medida agregada de clientes tipo 5 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, 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 y activa generada para agregaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura).
- 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.

## ANEXO 1

### **Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 3 y 4 y de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura**

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 o de instalaciones de

generación de las que el distribuidor es encargado de lectura en kWh 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 x 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:

Siendo la función Redondear la que asigna al número  $X.YYYYYYYYYYYY$  a  $X+1$  si  $YYYYYYYYYYYYYY \geq 0.5$  y  $X$  si  $YYYYYYYYYYYYYY < 0.5$

Ejemplo:

Periodo (1 a n.º 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

El objeto de este anexo es establecer la metodología de obtención de los datos agregados de medidas de clientes tipo 5 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.

$Nr_{h,d,a}$  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.

$N_{h,d,a}$  Número de clientes con medida horaria *estimada* de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHp^c_{h,d,a}$  Medida horaria *perfilada* del cliente «c» *perfilada* de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGRp^c_{h,d,a}$  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.

$Np_{h,d,a}$  Número de clientes con medida horaria *perfilada* de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

Donde:

$\Sigma CCHR_{h,d,a}$ ,  $\Sigma CCHe_{h,d,a}$  aplicarán a suministros *que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemida y telegestión* efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

$\Sigma CCHp_{h,d,a}$  a suministros *que NO dispongan de equipos de medida con capacidad para telemida y telegestión* efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

Por tanto se cumplirá que:

$$\Sigma CCH^c_{h,d,a} = \Sigma CCHR^c_{h,d,a} + \Sigma CCHe^c_{h,d,a} + \Sigma CCHp^c_{h,d,a}$$

$$N_{h,d,a} = Nr_{h,d,a} + Ne_{h,d,a} + Np_{h,d,a}$$

El proceso de cálculo de agregaciones en kWh ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de las medidas horarias  $CCHR^c_{h,d,a}$ ,  $CCHe^c_{h,d,a}$ ,  $CCHp^c_{h,d,a}$  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  $\Sigma CCHR^c_{h,d,a}$ ,  $\Sigma CCHe^c_{h,d,a}$ ,  $\Sigma CCHp^c_{h,d,a}$  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:

$$AGR_{r,h,d,a} = \text{Redondear} [\Sigma CCHR^c_{h,d,a}]$$

- Para las restantes horas a agregar:

$$AGR_{r,h+1,d,a} = \text{Redondear} [\Sigma CCHR^c_{h,d,a} + \text{residuo } AGR_{r,h,d,a}]$$

$$\text{residuo } AGR_{r,h,d,p} = AGR_{r,h,d,p} \Sigma CCHR^c_{h,d,a}$$

Siendo la función Redondear la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYY  $\geq 0.5$  y X si YYYYYYYYYYYY  $< 0.5$ .

## **PO. 10.11. Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes**

### **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 del sistema.

### **2. Ámbito de aplicación.**

Este procedimiento es de aplicación a los participantes 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 al Reglamento unificado de puntos de medida junto con 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 procedimiento de operación 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».

4.1.2 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 y de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura.
- Cambios de comercializador, cambios de datos o bajas de fronteras.
- Bajas de agregaciones de puntos frontera de clientes y de generación de los que el distribuidor es encargado de lectura.
- Corrección de errores en altas, bajas y modificaciones de los datos anteriores.

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.

#### 4.4 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 comercializadores, consumidores directos a mercado y/o representantes de acuerdo a los plazos establecidos en el P.O. 10.5.

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.

#### 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.

###### 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 «Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones» y el P.O. 10.6.

###### 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.

###### 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 y de acuerdo a los canales y protocolos definidos en el apartado 6 de este procedimiento.

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.

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 procedimiento de operación 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», 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 procedimiento de operación 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 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.
- 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 nuevas informaciones a intercambiar entre los participantes 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, éstos 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 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/representantes:

- Curva de carga horaria de punto de medida (Puntos tipo 1, 2, 3 y 5).
- Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1, 2, 3 y 5).
- Cierres de contrato 1 (Puntos tipo 1 a 5 si aplica).
- Lecturas (saldos) de facturación (Puntos tipo 1 a 5).
- 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).
- Adicionalmente, a efectos de liquidación, medidas de agregaciones de puntos frontera.
- Cambios de comercializador o representante (Puntos tipo 1, 2 y 5).
- Datos estructurales o (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 frontera tipo 3 a 5).

**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**

1. **Ámbito de aplicación.**

Este procedimiento regula la captación, validación, tratamiento y estimación de los datos de medida procedentes de los equipos de medida instalados en puntos frontera de clientes tipo 5, efectivamente integrados en el sistema de telegestión y utilizados, en su caso, en su facturación.

2. **Definiciones.**

En coherencia con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, a continuación se incluyen las definiciones de aplicación al presente procedimiento:

- Punto de medida de clientes tipo 5: puntos situados en las fronteras de consumidores cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.
- Encargado de la lectura (Encargado de la lectura): entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual), poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida, así como otras funciones asociadas. La empresa distribuidora es el encargado de la lectura en los puntos frontera de clientes.
  - Lectura remota: captación de datos de medida de un registrador mediante la intervención de algún sistema o canal de comunicación.
  - Lectura local: captación de datos de medida sin intervención del sistema de comunicaciones de los datos de medida de un registrador realizada mediante el acoplamiento al mismo de un terminal portátil de lectura (TPL). A los efectos del presente

procedimiento, se entenderá que la lectura local absoluta se ha realizado a las 00:00:00 h del día d+1, siendo d el día de la lectura.

- Lectura visual por parte del Encargado de la lectura: captación manual por parte del Encargado de la lectura de datos de medida de un registrador anotando las medidas que refleja el visor del equipo de medida. A los efectos del presente procedimiento, se entenderá que la lectura visual absoluta se ha realizado a las 00:00:00 h del día d+1, siendo d el día de la lectura.

- Lectura comunicada o autolectura: Registros de las lecturas absolutas puestas a disposición del Encargado de la lectura por el consumidor, según lo establecido en el apartado 1 del artículo 2 del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre. A los efectos del presente procedimiento, se entenderá que la autolectura se ha realizado a las 00:00:00 h del día d+1, siendo d el día de la lectura. La medida proporcionada por el consumidor se referirá, en cualquier caso, a las energías absolutas correspondientes a cada periodo tarifario del periodo de facturación, y no a la curva de carga horaria.

- Validación: proceso mediante el cual se determina la adecuación de las medidas eléctricas registradas a los criterios de calidad establecidos.

- Estimación: proceso de tratamiento de las medidas mediante el cual se infiere la energía correspondiente a un determinado periodo y punto de medida, mediante un procedimiento de cálculo basado en otra información de medidas diferente de la real registrada según lo establecido en el presente procedimiento.

- Sistema de telegestión: sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permite el acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura horaria, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada, gestión de la conexión/desconexión de suministros y otras funcionalidades, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas y los contadores eléctricos.

Por otro lado, se definen determinados conceptos relacionados con la obtención y tratamiento de la Curva de Carga Horaria (en adelante, CCH):

- 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 tipo 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.

### 3. Aspectos relativos la medida.

#### 3.1 Prelación de la medida.

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.

### 3.2 Unidades de la medida.

Las unidades de medida empleadas en los diferentes registros de energía son, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica, 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 será el establecido en el procedimiento de Operación 10.5.

### 4. 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.

#### 4.1 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:

##### a) 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.

##### b) 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).

c) 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.

d) 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.

e) Validación de consumo excesivo:

Se considerarán medidas inválidas aquellas cuyo valor de energía activa sea superior a 55 kWh.

f) 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).

g) 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).

#### 4.2 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:

a) 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.

b) 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).

c) 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.

d) 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.

#### 4.3 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.

#### 4.4 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.

#### 4.5 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.

#### 4.6 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 el apartado 6.4. 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.

#### 4.7 Invalidación 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 se procederá de acuerdo a lo establecido en el PO10.5.

#### 4.8 Plazos.

Los plazos para las validaciones de las medidas de las curvas de carga horarias de clientes tipo 5 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 establecidas en el apartado 4.1 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.

Las validaciones de las lecturas visuales o locales del encargado de la lectura y de las autolecturas se llevarán a cabo exclusivamente cuando se requieran de acuerdo a lo establecido en el apartado 6.

**5. Incidencias en las medidas.**

La medida de un suministro puede tener asociada una incidencia cuando se detecte algún tipo de situación que afecte al registro de energía por avería, verificación con inyección externa, desbordamiento, sustitución del equipo de medida, anomalías en la medida, gestión de inventario o contrato u otras causas debidamente justificadas.

Las incidencias en la medida serán tratadas de acuerdo a lo establecido en el apartado 3.4 Incidencias en puntos de medida del PO 10.5.

El plazo de emisión de incidencias y su resolución por parte del encargado de lectura será el establecido en el apartado 8 del PO 10.5.

**6. Proceso de tratamiento y estimación de la CCH.**

**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 apartado 3.3.3 del 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».

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 apartado 4.

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	Real
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

**6.1 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 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.

#### 6.2 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.

#### 6.3 Proceso de estimación en caso de inexistencia de saldo de ATR y CCH no disponible o incompleta.

6.3.1 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 3.1, 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.

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.

6.3.2 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:

a) Autolectura del consumidor válida, de acuerdo con lo establecido en el apartado 4.4.

b) 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 procedimiento establecido en el apartado 6.4.

#### 6.4 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), 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 del PO 10.5. 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 del PO 10.5. 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 del PO 10.5. En cualquier caso, el Encargado de la lectura deberá iniciar una incidencia en la medida al objeto de detectar el origen de las discrepancias.

7. Recálculo de las medidas de la CCH asociada a una modificación en un saldo ATR.

La CCH\_FACT podrá ser objeto de modificación, de acuerdo a lo establecido en el apartado 3.3.4. del P.O. 10.13, en los siguientes supuestos:

a) Como consecuencia de una reclamación por parte del consumidor, dentro de los plazos establecidos en la normativa vigente.

b) 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.

**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**

1. Objeto.

El objeto del presente procedimiento es:

a) Definir los ficheros de intercambios de determinada información que deben ser utilizados por los distribuidores y comercializadores de energía eléctrica para los suministros que dispongan de equipos de medida tipo 5.

b) Regular el proceso de intercambio de la información relativa a los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión, entre los distribuidores, como sujetos encargados de la lectura, y los comercializadores y consumidores, a efectos de facturación de la energía.

En el procedimiento se establecen las obligaciones relativas a la información, tanto de las medidas horarias que puedan servir, en su caso, para la facturación de la energía de los consumidores, como de las mejores medidas horarias validadas disponibles en cada momento, los formatos y plazos en que dicha información debe ser remitida, así como

determinados aspectos sobre la seguridad y confidencialidad con los que se realizarán los intercambios de dicha información entre los agentes.

El presente procedimiento tiene en cuenta lo dispuesto en el 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».

## 2. Ámbito de aplicación.

1. Este procedimiento es de aplicación a los sujetos siguientes:

– distribuidores de energía eléctrica con respecto a los suministros conectados a sus redes que dispongan de equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión;

– comercializadores de referencia respecto a los consumidores que tengan contratado el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor y dispongan de equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión;

– comercializadores de energía eléctrica que utilicen los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión para la facturación a los consumidores.

La información referente a los datos procedentes de los equipos de medida de los consumidores a los que el procedimiento resulte de aplicación deberá ser intercambiada de acuerdo a lo en él descrito.

2. Los ficheros de intercambio de información definidos en el apartado 3.1.a) son de aplicación a los distribuidores y comercializadores respecto a todos los suministros que dispongan de equipos de medida tipo 5.

3. En caso de que el consumidor contrate directamente el peaje de acceso con el distribuidor y compre la energía a través de un comercializador, el comercializador accederá a la información de medida del consumidor regulada en este procedimiento y tanto el consumidor, como el comercializador, utilizarán los ficheros de intercambio que le sean de aplicación.

3. Procedimientos de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador.

### 3.1 Ficheros de intercambio de información.

a) Se definen los siguientes ficheros que serán utilizados por los distribuidores y comercializadores para intercambiar información:

• Fichero A3: Alta de un punto de suministro. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador para dar de alta un nuevo punto de suministro.

• Fichero B1: Baja o Suspensión de suministro. Fichero de intercambio de información entre el comercializador y el distribuidor para solicitar la baja o suspensión de un punto de suministro.

• Fichero C1: Cambio de comercializador sin modificaciones en el contrato de peaje de acceso. Fichero de intercambio de información entre el comercializador entrante, el distribuidor y el comercializador saliente a efectos de efectuar un cambio de comercializador para un punto de suministro sin cambios que afecten al contrato de acceso.

• Fichero C2: Cambio de comercializador con modificaciones en el contrato de peaje de acceso. Fichero de intercambio de información entre el comercializador entrante, el distribuidor y el comercializador saliente a efectos de efectuar un cambio de comercializador para un punto de suministro con cambios que afecten al contrato de acceso.

• Fichero D1: Notificación de cambios. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador para la notificación de cambios que afecten al punto de suministro.

• Fichero M: Modificación en el contrato de peaje de acceso. Fichero de intercambio de información entre el comercializador con contrato vigente y el distribuidor para solicitar modificaciones que afecten a los parámetros de contratación de peaje de acceso.

- Fichero F1: Facturación de peajes de acceso y otros conceptos regulados. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador para la facturación de peajes de acceso y en su caso, otros conceptos regulados, de los consumidores. Este fichero se emite para un determinado CUPS el día en que se factura el peaje de acceso.

- Fichero Q1: Saldos y lecturas de consumidores con peaje directo. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador para que el distribuidor de energía eléctrica aporte al comercializador el saldo de las lecturas de energía de aquellos consumidores que han contratado el peaje de acceso directamente con el distribuidor. Este fichero será opcional en el caso de que el peaje de acceso sea contratado a través del comercializador.

- Fichero R1: Reclamaciones. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador a efectos de reclamaciones de los consumidores.

- Fichero W1: Autolecturas. Fichero de intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador a efectos de comunicaciones de autolecturas aportadas por los consumidores.

b) En relación a los formatos de ficheros de intercambio de información de las curvas de carga horaria definidas en el 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, se utilizarán los siguientes ficheros, cuyos formatos se establecen en el anexo del presente procedimiento:

- Fichero F5D: Fichero que incluye las curvas de carga horaria CCH\_FACT, de todos los suministros de un comercializador cuyo peaje de acceso ha sido facturado ese mismo día. Se emite para todos los CUPS cuyo fichero F1 correspondiente se ha emitido ese día.

- Fichero P5D: Fichero que incluye las curvas de carga horaria CCH\_VAL de los suministros de un comercializador que el distribuidor ha validado ese mismo día.

- Fichero CCH-CONS: Fichero con la curva de carga horaria que coincidirá con la CCH\_FACT entre una fecha inicial y una fecha final, que se pone a disposición de un consumidor.

- Fichero RF5D: Fichero que incluye la nueva curva de carga horaria emitida tras una reclamación interpuesta por el comercialización que no haya dado lugar a una modificación del saldo ATR.

3.2 Comunicación del distribuidor al comercializador sobre el estado de los equipos de medida de los consumidores conectados a sus redes.

El distribuidor utilizará el campo de «*MotivoCambioATRDesdeDistribuidora*» del fichero D1, para indicar al comercializador que un punto de suministro se ha integrado efectivamente en el sistema de telegestión o que estando telemedido no opera todavía con curva de carga horaria.

Adicionalmente, se indicará en el campo «*TipodeTelegestion*» de los formatos de fichero C1, C2, A3 y M1 si el punto de suministro está integrado efectivamente en el sistema de telegestión o si estando telemedido no opera todavía con curva de carga horaria.

En caso de haber indicado erróneamente que un equipo de medida se encuentra efectivamente integrado en el sistema de telegestión, el distribuidor deberá comunicarlo al comercializador a través del fichero D1.

3.3 Puesta a disposición del distribuidor al comercializador de la CCH\_FACT.

3.3.1 Puesta a disposición de la CCH\_FACT.

a) Una vez que se notifique al comercializador a través del fichero D1 con la información indicada en el apartado 3.2 de la efectiva integración de un equipo de medida en el sistema de telegestión, la facturación del peaje de acceso del periodo correspondiente a los consumos registrados a partir de la primera lectura que se efectúe con posterioridad al envío del fichero D1, deberá implicar la puesta a disposición simultánea de la curva de carga horaria CCH\_FACT del periodo facturado.

b) En el fichero F1 utilizado para la facturación del peaje de acceso se utilizará el campo «*IndicativoCurvadeCarga*» para indicar que el suministro está efectivamente integrado en el sistema de telegestión, y se utilizarán los campos «*FechaDesdeCCH*» y «*FechaHastaCCH*»

para indicar la fecha de inicio y de fin, respectivamente, del periodo de facturación al que corresponde la CCH, atendiendo al criterio establecido en la normativa vigente.

Del mismo modo, en el fichero F5D se recogerán los registros de la curva de carga horaria CCH\_FACT, según el formato recogido en el anexo.

c) El total de energía para cada periodo tarifario del peaje de acceso que corresponda al que se refiera la facturación del suministro, debe coincidir con el total resultante de la suma de los registros de la curva de carga horaria CCH\_FACT para dicho 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.

### 3.3.2 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 consumidores con punto de medida de tipo 1, 2 y 3.

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 los consumidores que dispongan de equipos de medida tipo 1,2 y 3.

### 3.3.3 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.

### 3.3.4 Actualizaciones de la CCH\_FACT.

La CCH\_FACT puesta a disposición del comercializador en el plazo contemplado en el apartado 3.3.3 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 F5D conforme a lo dispuesto en el párrafo 3.3.4.b).

El fichero RF5D definido en el apartado 3.1.b) 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 RF5D 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, definido en el 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.

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 F5D 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, de acuerdo al formato recogido en el anexo.

La suma de las energías horarias por periodo incluidas en el nuevo fichero F5D 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 F5D 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, de acuerdo al formato recogido en el anexo.

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 F5D 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, de acuerdo al formato recogido en el anexo.

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.

### 3.4 Puesta a disposición del distribuidor al comercializador de la CCH\_VAL.

#### 3.4.1 Canales y protocolos de comunicación.

En el servidor habilitado por cada distribuidor o asociación de distribuidores al que hace referencia el apartado 3.3.2, dentro de cada carpeta para un comercializador se habilitará una subcarpeta denominada 02\_Salida\_VAL en donde el distribuidor pondrá a disposición la información relativa a la curva CCH\_VAL.

#### 3.4.2 Plazos y actualizaciones.

La CCH\_VAL de cada suministro efectivamente integrado en el sistema de telegestión deberá ser puesta a disposición del comercializador al menos con una periodicidad semanal por el distribuidor.

La información se actualizará de forma incremental. Mediante la publicación de la CCH\_VAL el distribuidor pondrá a disposición del comercializador la información de los datos de medida de todas las horas y para todos los CUPS para los que tiene medida real más actualizada que la remitida, en su caso, en la anterior CCH\_VAL.

El distribuidor pondrá a disposición del comercializador las actualizaciones de la CCH\_VAL, hasta publicar la curva CCH\_VAL que haya dado lugar a la CCH\_FACT, no enviándose actualizaciones posteriores a la CCH\_FACT, sin perjuicio de las actualizaciones a las que se hace referencia en el apartado 3.3.4.

### 3.5 Mecanismos de seguridad y confidencialidad en el acceso a la información.

Los ficheros F5D, P5D y RF5D tendrán carácter confidencial y serán accesibles únicamente por el comercializador con contrato vigente para el consumidor en el período temporal al que corresponde la información que contiene, salvo autorización expresa por parte del consumidor, sin coste alguno, para que puedan acceder a sus datos otros comercializadores. Para ello, el comercializador deberá acreditar su capacidad de representación ante el distribuidor.

En el caso en que el consumidor haya dado su autorización expresa para que accedan a sus datos de medida horaria otros comercializadores con los que no tenga contrato en vigor, dichos comercializadores podrán acceder gratuitamente a los datos del fichero CCH\_CONS disponible en el portal web del distribuidor al que hace referencia el apartado 4 del presente procedimiento.

El encargado de recabar el consentimiento expreso del consumidor para que accedan a la información sobre los datos de curva de carga horaria otros comercializadores sin contrato en vigor con el consumidor, será el distribuidor.

El comercializador será plenamente responsable de garantizar la confidencialidad de la información sobre la curva de carga horaria de sus clientes y no podrá utilizarla para fines ajenos a su actividad como comercializador de energía eléctrica, sin perjuicio de las obligaciones de información impuestas por la normativa vigente en cada momento.

Dicha responsabilidad no podrá delegarse ni transferirse a terceros, sin perjuicio de que la gestión de la facturación de la energía pueda corresponder a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular. En estos supuestos, el comercializador habrá de establecer con dicha entidad los pactos que en cada caso se puedan requerir.

Cada sujeto dispondrá de un usuario y clave que garantice la seguridad de acceso a los datos y recursos autorizados y la confidencialidad de los mismos.

### 3.6 Estructura y Formatos.

La información relativa a la CCH\_FACT y CCH\_VAL será puesta a disposición del comercializador de acuerdo con los formatos de los ficheros F5D y P5D, respectivamente, establecidos en el anexo.

## 4. Puesta a disposición del distribuidor al consumidor de la curva de carga horaria.

### 4.1 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 curva de carga horaria facturada (CCH-FACT).

### 4.2 Estructura y Formatos.

El distribuidor habilitará la posibilidad de que la misma curva CCH\_FACT 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 establecido en el anexo para el fichero CCH-CONS, acompañado de una 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 que hayan servido para la facturación a través de su distribuidor.

Asimismo, los consumidores podrán tener acceso al fichero CCH\_CONS solicitándolo a través de los canales de atención del distribuidor.

#### 4.3 Plazos y actualizaciones.

El distribuidor pondrá a disposición del consumidor la curva CCH\_FACT en el mismo plazo establecido para la puesta a disposición de dicha curva al comercializador definido en el apartado 3.3.3 del presente procedimiento.

El distribuidor no mostrará actualizaciones posteriores para un punto de suministro una vez que se disponga de la CCH\_FACT correspondiente, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3.3.4 relativo a las 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.

#### 4.4 Confidencialidad de la información.

La información relativa a las medidas 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 lo establecido en el apartado 3.5 del presente procedimiento para dar acceso a la curva de carga horaria de un consumidor a 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.

## **ANEXO**

### **Formatos relativos a los ficheros de curvas de carga horaria**

Los ficheros F5D y P5D serán ficheros planos de texto con las siguientes características generales:

a) El fichero estará en ASCII.

b) Cada nueva versión de los ficheros publicada a lo largo de un día para un CUPS contendrá información incremental respecto a la versión anterior, de forma que, para disponer de toda la información publicada un día, será necesario tener en cuenta las diferentes versiones publicadas ese día.

De publicarse la información fraccionada en varios ficheros por día, se emplearán versiones consecutivas con el mismo nombre empezando por la versión 0.

Para rectificar información horaria en un mismo día ya publicada, se incluirá la información de medida horaria rectificada en un fichero del mismo nombre pero de versión posterior.

La carga secuencial de los ficheros publicados por el distribuidor al comercializador garantizará la correcta actualización de la misma.

c) El carácter «;» (punto y coma) delimita el final de cada campo, incluido el final de cada línea.

d) Los campos sin dato deberán dejarse vacíos (sin insertar ningún valor ni espacios) pero con separadores.

e) Los datos de medidas de un mismo suministro irán consecutivos en el fichero y ordenados del más antiguo al más moderno, según el campo de tipo fecha del formato del fichero.

f) En los campos de fechas en que figure la hora se entenderá ésta en el formato 00 <= hh < 24, es decir, el periodo 24 figurará como la hora 00, con fecha del día siguiente a la que se ha producido el consumo.

g) El día de cambio horario de invierno a verano tiene 23 horas y no existirá la hora 2. La hora 1 llevará la bandera de estación a 0 (invierno) y la hora 3 llevará la bandera de estación a 1 (verano).

El día de cambio horario de verano a invierno tiene 25 horas y en él se repetirá la hora 2 en: hora 2 con bandera de estación a 1 (verano), y hora 2 con bandera de estación a 0 (invierno).

Los ficheros F5D, P5D y CCH\_CONS tendrán los siguientes formatos:

Fichero F5D (CCH\_FACT)

Datos horarios de energía incremental de puntos frontera de cliente tipo 5		<b>F5D_DIS_COM_ aaaammdd.v</b>
<b>Objeto</b>		Comunicación de datos horarios de energía incremental en punto frontera de cliente
<b>Parámetros</b>		aaaammdd: Fecha de generación del fichero v: versión del fichero
<b>Tipo de fichero</b>		COM
<b>Emisor</b>		DIST
<b>Receptor</b>		COM
<b>Categoría</b>		Curva de carga horaria
<b>Periodicidad</b>		Diaria
<b>Observaciones</b>		
<b>Cód.</b>	<b>Descripción del campo</b>	<b>Formato</b>
A	Código universal de punto de suministro	22*c
B	Fecha y hora de la medida (1) Horas de 0 a 23	aaaa/mm/dd hh:mi
C	Bandera verano/invierno (2)	1*c
D	Medida de la magnitud activa entrante (3)	10*n
E	Medida de la magnitud activa saliente (4)	10*n
F	Medida de la magnitud reactiva Cuadrante 1 (4)	10*n
G	Medida de la magnitud reactiva Cuadrante 2 (4)	10*n
H	Medida de la magnitud reactiva Cuadrante 3 (4)	10*n
I	Medida de la magnitud reactiva Cuadrante 4 (4)	10*n
J	Método de obtención (5)	2*n
K	Indicador de firmeza (6)	1*n
L	Código de factura de acceso (7)	26*c

Notas:

(1) Las etiquetas de tiempo de cada periodo corresponden al final del periodo de integración de energía.

(2) Podrá tomar los siguientes valores: 0 Invierno 1 Verano.

(3) Campo obligatorio, en Wh.

(4) Campo no obligatorio, en Wh/VArh según corresponda.

(5) De 1 a 6 de acuerdo al cálculo de mejor de energía en punto frontera:

1. Medida real válida.

2. Medida perfilada a partir de saldo ATR real de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.4.a) y 6.4.b) del 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.

3. Medida ajustada a un saldo ATR real de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.4.c) y 6.4.d) del 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.

4. Medida perfilada a partir de autolectura de acuerdo a lo establecido en el apartado 6.4.a) o 6.4.b) del 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.

5. Medida perfilada a partir de estimación por consumo histórico del año anterior de acuerdo a lo establecido en el apartado 6.4.a) o 6.4.b) del 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.

6. Medida perfilada a partir de estimación por factor de utilización de acuerdo a lo establecido en el apartado 6.4.a) o 6.4.b) del 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.

(6) 0 Provisional, 1 Firme de acuerdo a lo establecido en el PO 10.5.

(7) Toma el valor del campo *numerofactura* del formato F1 de facturación.

#### Fichero P5D (CCH\_VAL)

Datos horarios de energía incremental validada de puntos frontera de cliente tipo 5		<b>P5D_DIS_COM_ aaaammdd.v</b>
<b>Objeto</b>	Comunicación de datos horarios de energía incremental validada en punto frontera de cliente	
<b>Parámetros</b>	aaaammdd: Fecha de generación del fichero v: versión del fichero	
<b>Tipo de fichero</b>	COM	
<b>Emisor</b>	DIST	
<b>Receptor</b>	COM	
<b>Categoría</b>	Curva de carga horaria	
<b>Periodicidad</b>	Diaria	
<b>Observaciones</b>		
<b>Cód.</b>	<b>Descripción del campo</b>	<b>Formato</b>
A	Código universal de punto de suministro	22*c
B	Fecha y hora de la medida (1) Horas de 0 a 23	aaaa/mm/dd hh:mi
C	Bandera verano/invierno (2)	1*c
D	Medida de la magnitud activa entrante (3)	10*n
E	Medida de la magnitud activa saliente (4)	10*n

Notas:

(1) Las etiquetas de tiempo de cada periodo corresponden al final del periodo de integración de energía.

(2) Podrá tomar los siguientes valores: 0 Invierno 1 Verano.

(3) Campo obligatorio, en Wh.

(4) Campo no obligatorio, en Wh.

#### Fichero CCH-CONS

Datos horarios de energía incremental de puntos frontera de cliente tipo 5		
<b>Objeto</b>	Comunicación de datos horarios de energía al consumidor en kWh	
<b>Cód.</b>	<b>Descripción del campo</b>	<b>Formato</b>
A	Código universal de punto de suministro	22*c
B	Fecha de la medida (1)	dd/mm/aaa
C	Hora de la medida Horas de 1 a 24 (2)	2*n
D	Medida de la magnitud activa entrante (3)	n(7,3)
E	Método de obtención (4)	1*c

Notas:

(1) Las etiquetas de fechas de cada periodo corresponden a día donde se realizar el consumo.

(2) El día del cambio de hora de invierno a verano tendrá el formato de 1-23 y el día del cambio de verano a invierno tendrá el formato de 1-25.

(3) En kWh con 3 decimales. Se utilizará la coma «,» como separador de los decimales.

(4) R (real, para el valor 01 del campo «Método de obtención» del formato de fichero F5D) o E (estimado, para los valores 02, 03, 04, 05 y 06 del mencionado campo).

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.  
Más información en [info@boe.es](mailto:info@boe.es)