



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Propuesta de modificación de los procedimientos de operación P.O. 10.5, P.O.14.1, P.O. 14.3 y P.O. 14.4

Informe justificativo y propuestas

8 de abril de 2021



Contenido

1	Solicitud de la CNMC.....	3
2	Normativa de referencia	4
3	Justificación de la modificación del P.O.14.3 «Garantías de pago».....	6
3.1	Necesidad de acreditar la capacidad económica antes de asignar nuevos puntos frontera de consumidores a un BRP.....	6
3.2	Criterios de la propuesta de garantía mínima para acreditar la capacidad económica de un BRP para incorporar puntos frontera de consumidores.....	7
3.3	Otras modificaciones del P.O. 14.3.....	10
4	Justificación de la modificación del 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»	11
5	Justificación de la modificación del P.O.14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema».....	12
6	Justificación de la modificación del P.O.14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».....	13
	Anexo I. Propuesta de modificación del P.O. 14.3	14
	Anexo II. Propuesta de modificación del P.O. 10.5	15
	Anexo III. Propuesta de modificación del P.O. 14.4	17
	Anexo IV. Propuesta de modificación del P.O. 14.1.....	18



1 Solicitud de la CNMC

La [Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020](#) por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance, incluyó la solicitud a REE para que revisara la garantía que se exige a los sujetos participantes en el mercado que realizan la actividad de comercialización:

Alternativamente, los sujetos solicitan a esta Comisión que considere la posibilidad de ampliar las garantías que se exigen a los sujetos para dar mayor cobertura al volumen económico de impago que se genera entre la detección de la situación de impago y el traspaso de clientes al comercializador de referencia (COR). El principal impacto negativo del incremento de las garantías sería el establecimiento de una barrera de entrada para nuevos participantes en el mercado. Sin embargo, teniendo en cuenta que la garantía que actualmente se exige a los nuevos entrantes pudiera ser reducida para llevar a cabo la actividad de comercialización (10.000 €), se solicita a REE que revise el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

La solicitud de la CNMC indica que el objetivo de la propuesta es encontrar un equilibrio entre la libertad de los sujetos para participar en el mercado y la necesidad de que respondan de sus obligaciones, en particular la obligación de prestación de garantías de pago suficiente para dar cobertura a sus potenciales impagos.

La tasa de pérdidas a los sujetos acreedores desde 2010, primer año tras la eliminación del requisito previo a las comercializadoras de tener un capital social desembolsado de 500.000 euros, hasta 2020 ha sido del 0,28% (en el periodo 2010-2020 se emitieron órdenes de pago por importe de 22.184 millones de euros; las pérdidas a acreedores en ese periodo, tras la recuperación de parte de los impagos, asciende a 63 millones de euros). La tasa anterior se reducirá con la aprobación de esta propuesta de modificación de los siguientes procedimientos de operación:

- a) P.O.14.3 «Garantías de pago», para establecer una garantía mínima dinámica para acreditar la capacidad económica de un sujeto de liquidación responsable del balance (BRP) para afrontar la liquidación por la energía consumida en sus puntos frontera de consumidores.
- 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», para modificar la frecuencia mensual vigente del intercambio de información de los CUPS asignados a cada comercializadora, a la frecuencia diaria necesaria para implantar la propuesta del P.O.14.3 de una garantía mínima dinámica. Asimismo, se propone adelantar un mes la recepción de medidas del consumo y generación en el mes M, del vigente mes M+3 al mes M+2, a efectos de adelantar la Liquidación Intermedia Provisional del mes M+4 al mes M+3. Este cierre pasaría a denominarse Cierre Intermedio.
- c) P.O. 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», para adelantar un mes y medio la Liquidación Intermedia Provisional; actualmente se factura a finales del mes M+4 y se propone adelantarla en la primera quincena del mes M+3 tras el adelanto de un mes en la publicación de medidas propuesto en el P.O.10.5
- d) P.O. 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema», para modificar la asignación del saldo de energía en las Liquidaciones Iniciales Provisionales. Se propone asignar una parte del saldo de energía como desvío provisional a los BRP cuando se haya adquirido en el mercado una cantidad de energía objetivamente insuficiente del consumo de sus puntos frontera de consumidores.

La aprobación de la propuesta reducirá los impagos y las garantías de operación adicionales (GOA) que deben depositar los BRP por los pagos pendientes hasta la liquidación definitiva. La modificación de los PP00 10.5 y 14.1 para adelantar la Liquidación Intermedia Provisional reducirán también la garantía mínima propuesta limitando al máximo su efecto sobre la libertad de entrada.



2 Normativa de referencia

El artículo 46.1 de la [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece las obligaciones de las empresas comercializadoras, entre ellas la obligación definida en el párrafo e):

e) Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan

El artículo 46.3 de la [Ley 24/2013](#), establece que los consumidores directos en mercado tendrán las mismas obligaciones de prestación de garantías que las empresas comercializadoras:

3. Los consumidores directos en mercado tendrán las obligaciones y los derechos regulados en los apartados 1 y 2 anteriores para los comercializadores, que les sean de aplicación

El artículo 4 del [Real Decreto 2019/1997](#), de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica establece los requisitos de los sujetos del mercado de producción, entre ellos el definido en su párrafo b):

b) Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos.

Los sujetos obligados a intervenir en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán participar en dicho mercado sin la prestación de las debidas garantías.

El artículo 71.3 [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece las obligaciones de las empresas comercializadoras, entre ellas la obligación definida en el párrafo c):

c) Para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar al operador del sistema, al Operador del Mercado y a las empresas distribuidoras, las garantías que resulten exigibles.

El artículo 73 del [Real Decreto 1955/2000](#) establece los requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización, entre ellos, el requisito definido en el apartado 3:

3. Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el operador del sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente.

El artículo 74 del [Real Decreto 1955/2000](#) establece la extinción para la habilitación para actuar como comercializador si no se hace hecho uso efectivo y real de la actividad de comercialización:

Artículo 74. Extinción de la habilitación para actuar como comercializador.

Si en el plazo de un año contado desde la fecha de comunicación de inicio de la actividad de comercialización, la empresa no hubiera hecho uso efectivo y real de la misma ejerciendo la actividad de comercialización y por tanto no hubiera adquirido energía en el mercado de producción o si tal uso hubiera sido suspendido durante un plazo ininterrumpido de un año, la Dirección General de Política Energética y Minas declarará la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, notificándoselo al interesado, a la Comisión Nacional de Energía, que procederá a dar de baja a la empresa en el correspondiente listado, y, en su caso, a la Administración competente. A estos efectos el operador del sistema y, en su caso, el operador del mercado deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas las empresas comercializadoras en las que se dé tal circunstancia.

Este artículo diferencia el inicio de la actividad de comercialización sin clientes, limitada a un año, y el “uso efectivo y real de la misma ejerciendo la actividad de comercialización” cuando se adquiere energía para clientes.



El artículo 16 de las «Condiciones relativas al balance», aprobadas por [Resolución de 11 de diciembre de 2019](#) de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, define el Sujeto de Liquidación Responsable del Balance (BRP) de los punto frontera de los consumidores:

Artículo 16. Definición de la responsabilidad del balance para cada conexión (Art 18.6.a del Reglamento EB).

1. A los efectos de lo previsto en el artículo 18.6.a del Reglamento EB, se entiende por cada conexión cada punto frontera definido conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida, establecido mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. En el caso de instalaciones de producción y de almacenamiento se entiende por cada conexión el conjunto de todos los puntos frontera de la instalación.

2. La medida de energía de cada conexión en cada sentido, entrante o saliente, se asignará a la unidad de programación en la que se integre la conexión para cada sentido.

3. El BRP de cada conexión se definirá según los criterios siguientes:

a) Cada comercializador será, por defecto, el BRP de la energía entrante en los puntos frontera de los consumidores con los que tiene contrato de suministro y de la energía saliente de sus consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada de autoconsumo conforme al artículo 14.4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

b) Cada consumidor directo en mercado será, por defecto, el BRP de la energía entrante en los puntos frontera con los que participe en el mercado.

c) Cada comercializador y cada consumidor directo en mercado podrá delegar contractualmente su responsabilidad como BRP a otro BRP de su elección, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

El artículo 17 de las «Condiciones relativas al balance» establece los requisitos para convertirse en Sujeto de Liquidación Responsable del Balance (BRP), entre ellos el del apartado 3 sobre el depósito de garantías:

Artículo 17. Requisitos para convertirse en BRP (Art 18.6.b del Reglamento EB)

3. Acreditar la capacidad económica, en particular, depositar las garantías de pago establecidas en el procedimiento de operación.14.3.

El artículo 18 de las «Condiciones relativas al balance» establece la responsabilidad financiera de los BRP sobre la liquidación de sus desvíos:

Artículo 18. Requisito de que todos los BRP deben ser responsables financieros de sus desvíos y deben liquidarlos con el TSO al que están conectados (art. 18.6.c del Reglamento EB).

Todos los BRP serán responsables financieros de sus desvíos cuya liquidación es responsabilidad del operador del sistema eléctrico español.

El artículo 3.2 del P.O. 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema» establece que los BRP también serán responsables financieros del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la energía medida en sus consumidores, conforme a lo establecido en el P.O.14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»:

El BRP, responsable financiero de los desvíos, será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación/zona de regulación, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema que se establecen en el PO 14.4.



3 Justificación de la modificación del P.O.14.3 «Garantías de pago»

3.1 Necesidad de acreditar la capacidad económica antes de asignar nuevos puntos frontera de consumidores a un BRP

El riesgo de impago en la liquidación que gestiona el operador del sistema es la solicitud de aumentar los puntos frontera de consumidores de un sujeto de liquidación responsable de balance (BRP) ya que el riesgo de impago de un BRP con puntos frontera de consumidores aumenta cada vez que se le asignan nuevos puntos frontera de consumidores. En la mayoría de los casos, este aumento se produce cuando las distribuidoras autorizan la asignación de nuevos consumidores a un comercializador. Conforme a la normativa vigente, esta solicitud se procesa sin exigir una acreditación ex ante de la capacidad económica del correspondiente BRP para respaldar su aumento del riesgo de impago, en la liquidación que gestiona el OS, por el aumento de la energía consumida por los consumidores que se van a asignar al BRP. El aumento de puntos frontera de consumidores de un BRP se produce también cuando el comercializador solicita al operador del sistema delegar su responsabilidad a otro BRP y cuando un consumidor directo en mercado solicita al operador del sistema el alta de sus puntos frontera como BRP o delegando su responsabilidad a otro BRP.

Desde el mismo momento en que un BRP tiene nuevos consumidores, tiene la obligación de pagar, en la liquidación del OS, la parte del consumo real de sus consumidores que no compró en los mercados diario, intradiario y de contratos bilaterales (el desvío) a un precio del orden de 60 €/MWh (IVA incluido). También es responsable de pagar, por todo el consumo real de sus consumidores, los costes de ajustes del sistema y los pagos por capacidad, a un precio del orden de 6€/MWh (IVA incluido).

Desde la primera regulación en 2003, las garantías de pago de los desvíos y de los costes de ajustes del sistema y pagos por capacidad, se han requerido después de que se haya autorizado la asignación de nuevos puntos frontera de consumidores a un comercializador.

El despliegue casi universal de contadores digitales¹ y la consiguiente eliminación del perfilado facilitan el conocimiento del consumo de los puntos frontera de consumidores que se solicita asignar a un BRP; esta digitalización de la medida y los avances en el tratamiento e intercambio de información permiten abordar la presente propuesta de exigir una garantía mínima ante el operador del sistema como requisito previo para que se pueda autorizar la asignación de puntos frontera de consumidores a un BRP.

La exigencia de garantías ex ante ya existe para aceptar ofertas presentadas al operador del mercado. La presentación de ofertas es equivalente a la presentación de una solicitud para aumentar los CUPS de un BRP.

Si bien la normativa de rango superior sobre las garantías de pago exigibles es análoga para el operador del mercado y para el operador del sistema, su exigencia se produce con diferente prelación temporal. Las garantías depositadas ante el operador del mercado son un requisito ex ante para autorizar que una oferta de adquisición de energía entre en el proceso de casación y pueda generar riesgo de impago en su liquidación; el operador del mercado rechaza la oferta de un sujeto si las garantías de pago depositadas, en el momento en que el sujeto presenta la oferta, no son suficientes para respaldar el pago de la energía de la oferta del sujeto si resultara casada. Cuanto mayor es la cartera de clientes de una comercializadora, mayor es la energía que adquirir y, con ello, el importe de garantías que tiene que depositar ex ante para que su oferta de compra pueda ser aceptada.

¹ El despliegue para consumidores tipo 5 es universal desde enero de 2019 y será universal para todos los consumidores cuando finalice el despliegue de los consumidores tipo 4 que ya está muy avanzado



3.2 Criterios de la propuesta de garantía mínima para acreditar la capacidad económica de un BRP para incorporar puntos frontera de consumidores

Requisito previo para poder autorizar la asignación de puntos frontera de consumidores a un BRP

El depósito de una garantía mínima, para responder del incremento de la responsabilidad financiera de un BRP por aumento de sus puntos frontera de consumidores (CUPS), se establece como requisito previo para autorizar: la solicitud al distribuidor de alta de CUPS a un comercializador; la solicitud al operador del sistema de alta de CUPS de consumidores directos; y la solicitud al operador del sistema de delegación de responsabilidad financiera sobre CUPS a otro BRP.

Garantía proporcional y dinámica a la responsabilidad financiera de sus puntos frontera de consumidores

Una comercializadora o consumidor directo peninsular² con un comportamiento “perfecto” compraría en mercado diario, intradiario y en bilaterales exactamente el consumo real elevado a barras de central con el coeficiente de pérdidas reales en la red; el riesgo de impago de su BRP sería el resultado de multiplicar el consumo mensual³ en barras de central por el precio medio, con impuestos, de los costes de ajustes del sistema y pagos por capacidad (del orden de 6 €/MWh).

Una comercializadora o consumidor directo peninsular con un comportamiento totalmente “imperfecto” no compraría nada en mercado diario, intradiario y en bilaterales; el riesgo de impago de su BRP sería el resultado de multiplicar el consumo en barras de central correspondiente en los cuatro meses⁴ que tendría siempre pendientes de pago hasta la recepción de las medidas de contadores, por el precio medio, con impuestos, de los costes de ajustes del sistema y pagos por capacidad (del orden de 6 €/MWh) más el precio medio, con impuestos, de los desvíos de todo su consumo (del orden de 60 €/MWh). En total, el consumo de cuatro meses por un precio medio del orden de 66 €/MWh.

Un BRP con consumidores que suman 20.000 MWh mensuales en barras de central, debería depositar una garantía mínima del orden de 120.000 euros en el caso “perfecto” si sus puntos frontera se dieran de baja inmediatamente después del primer impago. En el caso “imperfecto”, el BRP debería depositar del orden de 5.280.000 euros si sus puntos frontera se dieran de baja inmediatamente después del primer impago. Por cada MWh de consumo en barras de central, el BRP del caso “imperfecto” tiene que depositar las garantías del BRP del caso “perfecto” multiplicadas por 44.

Por lo expuesto, se considera conveniente que la garantía mínima sea dinámica y proporcionada al consumo de energía de los consumidores del BRP y a su comportamiento observado de desvíos, para que resulten adecuadas en cada momento a la “responsabilidad por su participación en el mercado” de cada BRP. Por ello, no se propone modificar la garantía mínima inicial de 10.000 euros para un BRP que inicia su actividad sin puntos frontera de consumidores asignados. Una garantía mínima inicial de 10 millones de euros ofrecería mayor cobertura contra impagos, pero podría limitar la “libertad de entrada”; una garantía mínima inicial de 100.000 euros no evita las pérdidas a los acreedores; las garantías depositadas por la mayoría de las comercializadoras que han generado deuda a los sujetos acreedores eran superiores a ese importe y no fueron suficientes por la negativa a depositar los aumentos de garantías que el operador del sistema les exigió cuando conocía, con varios meses de retraso, el consumo de los nuevos CUPS que las distribuidoras les habían asignado conforme a la normativa de cambio de suministrador.

² Una comercializadora no peninsular “perfecta” tiene que pagar del orden de 65 €/MWh, debido a que compra toda su energía en el despacho no peninsular.

³ El pago de la primera quincena se realiza en los últimos días del mes, por lo que hay un mes pendiente de pago

⁴ Con la normativa vigente, los distribuidores envían a REE las medidas de contadores del mes M en el mes M+3 y se liquidan el mes M+4.



Garantía mínima que adelanta, pero no aumenta, las garantías exigibles vigentes

La garantía mínima propuesta no supone un aumento de las garantías vigentes exigibles, supone un adelanto, como requisito previo a la autorización de nuevos consumidores, de una parte de las garantías que el BRP tendría que depositar igualmente ex post con la normativa vigente. El adelanto medio, con el calendario vigente de envío y liquidación de medidas de consumidores, es de dos meses.

La garantía mínima propuesta se exigirá solamente por la energía en punto de suministro, sin incluir la energía de pérdidas asignada a cada BRP; así se asegura que la garantía es objetivamente mínima y se facilita su cálculo a los BRP al eliminar la incertidumbre del coeficiente de pérdidas (sin perjuicio de que las garantías vigentes del P.O. 14.3 se seguirán calculando incluyendo la energía de las pérdidas asignadas a cada BRP).

La energía mensual en punto de suministro estimada para cada BRP será la suma de la energía medida en punto frontera de todos sus consumidores en el mismo mes del año anterior y será actualizada cada día con las solicitudes de alta de CUPS y las altas y bajas de CUPS comunicadas por los distribuidores al operador del sistema; en el caso de consumidores directos, con los cambios de CUPS solicitados al operador del sistema.

A efectos de la garantía mínima, la energía consumida el año anterior se multiplicará por un coeficiente de minoración igual a 0,90. Por tanto, la garantía mínima se exigirá para adelantar las garantías por el 90% de la energía en punto de suministro; para unas pérdidas del 10%, significa que la garantía mínima se exigirá para cubrir el 82% de la energía en barras de central. Se propone que el coeficiente de minoración de 0,90 pueda ser modificado por resolución de la CNMC.

La energía mensual en punto frontera del mismo mes del año anterior se utiliza desde 2016 para el cálculo de las garantías intramensuales.

Garantía no exigible a los comercializadores de referencia

La garantía mínima no será de aplicación a los aumentos de energía por asignación de CUPS a las comercializadoras de referencia; estas comercializadoras están obligadas a admitir nuevos CUPS y se les exige unos requisitos particulares establecidos en el artículo 3 del [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.

Intercambio de datos con distribuidores

Actualmente, el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) recibe de los distribuidores, el cuarto día hábil de cada mes, la relación de CUPS asignados a cada comercializador el último día del mes anterior; el Sistema de Información de Liquidaciones tiene el BRP de cada comercializador.

Para implantar la modificación propuesta, solamente es necesario que los distribuidores comuniquen adicionalmente al SIMEL cada día la relación de CUPS que se han dado de alta o de baja en cada comercializador desde primer día del mes y la relación de CUPS para los que cada comercializador ha solicitado el alta de nuevos CUPS, pendiente de verificación por el OS de la capacidad económica del BRP correspondiente para incorporar los nuevos CUPS.

No se comunicarán CUPS de comercializadores de referencia. Los CUPS de consumidores directos en mercado no formarán parte del intercambio ya que solicitan el alta y baja de CUPS directamente al operador del sistema.

El plazo máximo de respuesta a los distribuidores sobre las solicitudes será de un día hábil.



Garantía para dar cobertura a los meses anteriores hasta el primer impago y posteriores

La deuda generada a los sujetos acreedores por los impagos continuados de un BRP con puntos frontera de consumidores directos se desglosa en dos partes:

a) El importe por el consumo de sus puntos frontera en el mes en que incurre en el primer impago y de los meses anteriores pendientes de liquidar la medida definitiva en contadores del consumo en sus puntos frontera. La Liquidación Mensual Intermedia Provisional (C3) se factura cuatro meses después del consumo y liquida el 98,9% de la medida del cierre definitivo de medidas de consumidores. Por ello, para el cálculo de la garantía mínima para la cobertura de estos meses se propone utilizar el valor de 4 meses⁵.

El plazo de 4 meses se reduciría a 2,5 meses si se aprobaran las modificaciones propuestas del P.O. 10.5, para adelantar un mes el cierre de medidas M+3, y el P.O.14.1, para adelantar quince días la fecha de cobros y pagos la Liquidación Intermedia Provisional (C3).

b) El importe por el consumo de sus puntos frontera desde la fecha del primer impago hasta que todos sus puntos frontera se hayan traspasado a otro BRP, de forma voluntaria o de forma forzosa por orden ministerial conforme a lo dispuesto en el artículo 47 de la Ley 24/2013.

Los meses posteriores, desde el primer impago hasta la fecha límite ordenada para el traspaso de todos sus puntos frontera, fueron 12 meses en el caso de la última orden de traspaso de los clientes de una comercializadora⁶. Debido al origen administrativo de la continuidad de la responsabilidad del BRP tras el primer incumplimiento⁷ y por su impacto relevante en la libertad de entrada, se propone que la CNMC establezca por resolución el número de meses posteriores al primer impago a considerar en el cálculo de la garantía mínima.

⁵ Si el primer impago ocurre en el primer día de pagos del mes, alrededor del día 15, el número de meses sin liquidación de medidas de contadores son los 4 meses anteriores más la primera quincena del mes en curso; si se produce en el segundo día, a finales del mes, el número de meses son los 4 meses anteriores más el mes en curso.

⁶ [BOE 21 de octubre de 2020](#)

⁷ En casi todos los casos, el primer incumplimiento es el de la obligación de presentar las garantías exigidas y ocurre meses antes del primer impago.



3.3 Otras modificaciones del P.O. 14.3

Además de la incorporación de un nuevo apartado con la garantía mínima dinámica para acreditar la capacidad económica de un BRP, se introducen las siguientes modificaciones sobre la redacción actual del Procedimiento de Operación 14.3:

- En el epígrafe 9.4, se integra el tercer párrafo, como una tercera opción c) para evitar la ambigüedad de interpretación a la que da lugar la ubicación del párrafo actual.
- Se modifica el apartado 10.1, relativo al plazo de constitución y periodo de vigencia de la garantía de operación adicional (GOA), para especificar que la garantía de operación intramensual se integra en el cálculo del seguimiento diario regulado en el apartado 11. Con esta modificación se aclaran las dudas que la actual redacción del PO 14.3 han generado sobre la forma de exigir la garantía intramensual.
- En el apartado 10.2.1, en el que se describe el cálculo de la GOA para meses cuya última liquidación facturada es la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2), se incorpora una nueva alternativa de valor para el término LFI, para el caso en el que no se dispone de la Liquidación Final Definitiva publicada (C5) pero sí que se dispone del avance de la misma (A5). De esta forma, se mejora la estimación del cálculo de la GOA del mes m, al utilizar una liquidación más actualizada, la A5 en lugar de la C4, cuando se dispone de la primera de éstas.
- En el apartado 10.2.1, subapartado e), se modifica la expresión de cálculo de la GOA del mes m para que su valor no pueda superar al de la máxima diferencia entre la Liquidación Final o Intermedia y la Liquidación Inicial Provisional Segunda de la serie de nueve meses de los que se dispone de Liquidación Final o Intermedia. De este modo, se corrige la aparición en el cálculo de la garantía de operación básica de valores altos derivados del impacto en la actual expresión de cálculo del valor del coeficiente P, obtenido como el tercer porcentaje PPON más alto de la citada serie de 9 meses.
- En el último párrafo del apartado 10.2.2, se limita su aplicación a los Sujetos de Liquidación a los que no se les haya aplicado la Liquidación Potestativa dado que a estos sujetos se les ha practicado ya una liquidación con medidas.
- En el apartado 10.2.3, se elimina el último párrafo, dado que ya se dispone de liquidación con medidas.
- En el apartado 10.2.5, se elimina el término IMPC4C3 en el cálculo de la GOAm dado que el signo positivo o negativo de término tiene un impacto contradictorio y el valor IMPC4C3 es menos relevante desde que la liquidación C3 se realiza con medidas de consumo.
- En consonancia con la modificación del apartado 10.2.1, se incorpora un nuevo apartado, el 10.2.6, en el que describe el cálculo de la GOA para meses de los que se dispone del avance de la Liquidación Final Definitiva (A5) publicada no facturada.
- Se elimina el apartado 10.2.8, en el que se regula el cálculo del porcentaje P3 con medidas de facturación de peajes, que no es de aplicación en la actualidad al disponerse de las medidas de demanda en el mes m+3.
- En el apartado 13.2, se añade que el operador del sistema retendrá como garantías cualquier nota de abono de un sujeto emitida con posterioridad al incumplimiento de la obligación de reposición de garantías por parte del sujeto una vez transcurrido el plazo concedido para dicha reposición.



4 Justificación de la modificación del 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»

Adelanto del cierre del mes M+3 al mes M+2 (Cierre Intermedio)

La Liquidación Intermedia Provisional, la primera con medidas de consumo del mes M, se realiza en el mes M+4 con el cierre de medidas M+3 establecido en el P.O.10.5.

Tras el despliegue universal de contadores digitales, el cierre de medidas M+3 permite liquidar el 98,9% del consumo del cierre definitivo de medidas. También permite que a los consumidores se les facture su consumo del mes M, parte en el propio mes M y el resto en el mes M+1.

Por ello, se considera oportuno adelantar al M+2 el actual cierre M+3 para adelantar la Liquidación Intermedia Provisional al mes M+3; este adelanto de un mes supondrá una reducción de la parte de la deuda debida al plazo entre la recepción de la medida y su liquidación en caso de impago; de la garantía mínima propuesta y de las garantías de operación adicionales (GOA) por desvíos pendientes de liquidar.

El cierre de medidas M+2 pasaría a denominarse Cierre Intermedio del mes M.

Nuevos intercambios de cambios de CUPS entre SIMEL y los distribuidores

Asimismo, se propone modificar el P.O.10.5 para incluir los nuevos intercambios de cambios de CUPS entre SIMEL y los distribuidores, que son necesarios para implantar la garantía mínima de la propuesta de modificación del P.O.14.3.



5 Justificación de la modificación del P.O.14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema»

El P.O. 14.1 vigente establece que la fecha de cobros y pagos de la Liquidación Intermedia Provisional (C3) sea a finales de cada mes coincidiendo con las de las Liquidaciones Finales (C4 y C5) y la Liquidación Inicial Provisional Primera (C1). Se propone adelantar quince días la fecha de cobros y pagos de la Liquidación Intermedia Provisional.

Este adelanto de quince días supondrá una reducción, adicional a la expuesta en el P.O.10.5, de la deuda debida al plazo entre la recepción de la medida y su liquidación en caso de impago; de la garantía mínima propuesta y de las garantías de operación adicionales (GOA) por desvíos pendientes de liquidar.



6 Justificación de la modificación del P.O.14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»

En las liquidaciones iniciales provisionales sin medidas de toda la demanda, el desvío agregado de toda la demanda se reparte entre las unidades de programación de comercializadores y consumidores directos en proporción a su programa de mercado.

Este mecanismo perjudica a los sujetos que adquieren energía correctamente en el mercado, ya que financian varios meses el desvío de los sujetos que adquieren poca energía en el mercado si en conjunto la demanda compró por debajo del consumo real.

Para corregir esta situación, se propone asignar una parte del desvío agregado de la demanda a los BRP cuyo programa de mercado en barras de central agregado mensual sea inferior al 90% de la energía consumida en punto de suministro por sus consumidores en el mismo mes del año anterior. Asignar energía en la liquidación inicial a los BRPs con compras en el mercado objetivamente insuficientes, reducirá los impagos al reducirse la cantidad de energía pendiente de liquidar durante 4 meses.

Por ejemplo, si el programa mensual de adquisición del BRP es de 50.000 MWh en barras de central y sus consumidores consumieron 100.000 MWh en punto de suministro en el mismo mes del año anterior, se propone que en la liquidación inicial se le signe una energía no adquirida igual a $40.000 \text{ MWh} = 0,90 \times 100.000 - 50.000$. Si los consumidores consumieran lo mismo que el año anterior y las pérdidas fueran del 10%, en la liquidación con medidas el BRP tendrá que pagar adicionalmente $20.000 \text{ MWh} = 1,1 \times 100.000 - 50.000 - 40.000$. Si consumieran un 15% menos que el año anterior, 85.000 MWh, en la liquidación con medidas el BRP tendrá que pagar adicionalmente $3.500 \text{ MWh} = 1,1 \times 85.000 - 50.000 - 40.000$.



Anexo I. Propuesta de modificación del P.O. 14.3

En documento separado se adjunta la propuesta de modificación del P.O. 14.3. Las modificaciones relativas a la garantía mínima para acreditar la capacidad económica de un BRP se incluyen en un nuevo apartado 14.



Anexo II. Propuesta de modificación del P.O. 10.5

1. Se modifica el apartado 6.3 que queda redactado como sigue:

6.3 CIERRE INTERMEDIO DEL MES M+3

El procedimiento de ~~cierre intermedio en el mes M+3~~ de medidas se realiza con una periodicidad mensual correspondiente a las medidas de ~~dos~~ 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 intermedio en el mes M+3~~, el operador del sistema efectuará los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el ~~cierre intermedio en el mes M+3~~ y su publicación. Las medidas correspondientes a un ~~cierre intermedio en el mes M+3~~ podrán ser firmes o provisionales.

Para el ~~cierre intermedio en el mes M+3~~ el operador del sistema no estimará las medidas de CIL, consumidores o agregaciones de consumidores por no haberlas enviado su encargado de la lectura al concentrador principal.

Los plazos para la recepción de medidas para un ~~cierre intermedio 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.

2. Se modifica el apartado 8.8 que queda redactado como sigue:

8.8 CIERRE INTERMEDIO M+3

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 12 natural del mes M+~~2 3~~ los datos estructurales de las agregaciones de puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5 y de sus medidas horarias asociadas, así como el acumulado mensual de cada uno de los clientes de la agregación.

Asimismo, deberá poner a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 12 natural del mes M+~~2 3~~ las medidas horarias individualizadas de los puntos frontera de clientes tipo 5 con curva de carga horaria.

El operador del sistema realizará las comprobaciones que estime oportunas con objeto de evitar errores en la liquidación del mes M+~~2 3~~, de estas comprobaciones, se podrá requerir a los encargados de lectura un nuevo envío de información.

El operador del sistema realizará las publicaciones de los datos de medidas del cierre M+~~2 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+~~2 3~~

3. Se modifican los apartados 5.3 y 6: En vez de "cierre del mes +3" será "cierre intermedio"
4. Se modifican los apartados 8.1, 8.4, 8.5 y 8.6.2: En vez de "cierre del mes +3" será "cierre del mes +2"
5. Se modifica el apartado 8.6.2: En vez de "Medidas de puntos frontera de clientes con medidas del mes M y M - 2" será "Medidas de puntos frontera de clientes con medidas del mes M y M - 1"
6. Se modifica el apartado 8.5: En vez de "M -2" será "M -1", así como otros cambios las publicaciones consecuencia de del adelanto del cierre intermedio.



7. Se incluyen dos párrafos adicionales al final del apartado 8.7 para incluir nuevos intercambios entre SIMEL y los distribuidores para comunicar diariamente las modificaciones de CUPS necesarios para implantar la garantía mínima de la propuesta de modificación del P.O.14.3.

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal y los participantes en la medida antes de las ocho horas del primer día del mes M los datos estructurales de los puntos frontera de clientes que son de aplicación desde ese día asignados a cada comercializador que no sea de referencia, con la información indicada en el Anexo del P.O. 10.11. para aplicación del artículo 14 del P.O. 14.3

El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal diariamente antes de las ocho horas de cada día posterior al primer día del mes M los datos estructurales de los puntos frontera de clientes que se han dado de alta o de baja en cada comercializador que no sea de referencia desde el primer día del mes y la relación de clientes para los que cada comercializador ha solicitado el alta de clientes y que están pendientes de verificación por el operador del sistema de la capacidad económica del BRP correspondiente para incorporar estos nuevos clientes al comercializador, según lo indicado en el artículo 14 del P.O. 14.3.

8. Se modifica el apartado 8.4 para incluir que el concentrador principal publicará diariamente al sistema de liquidaciones la energía mensual total consumida por UPR en el mes M del año A-1 de los puntos frontera de clientes que tiene asignada en el mes M del año A.

9. Se modifica el apartado 8.5 para incluir que el concentrador principal publicará diariamente a los participantes correspondientes la energía mensual total consumida por UPR en el mes M del año A-1 de los puntos frontera de clientes que tiene asignada en el mes M del año A.



Anexo III. Propuesta de modificación del P.O. 14.4

1. Se modifica el apartado c del Anexo III que queda redactado como sigue:

c. Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos, MBCua, se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBCua = PHLua + SALDOENEua + MBCLiqpot, ua$$

Donde:

$$SALDOENEua = - SALDOENE \times PHLua / \sum ua PHLua + EENOADQua$$

$$EENOADQua = EENOADQbrp,mes \times PHLua / PHLbrp,mes$$

$$EENOADQbrp,mes = \min(0, Cminor \times EMMAbrp,mes - PHLbrp,mes)$$

Si PHLbrp,mes es cero, $EENOADQua = EENOADQbrp,mes / (n^o \text{ horas del mes} \times n^o \text{ ua del brp})$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCLiqpot + PHLdemresto + EENOADQ$$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCLiqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHLua = Programa horario de liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el PO 14.1.

PHLbrp,mes = Suma mensual de los PHLua de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHLua de los 15 primeros días del mes.

SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

MBCLiqpot, ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

Cminor = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

EMMAbrp,mes = La energía medida en los puntos frontera de consumidores del BRP en el mismo mes del año anterior. Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de 15 días sobre el total de días del mes.

EENOADQbrp,mes = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

EENOADQua = Reparto horario por las ua del BRP de EENOADQbrp,mes

EENOADQ = Suma horaria de los valores EENOADQua de todas las unidades de adquisición.

En la formulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.



Anexo IV. Propuesta de modificación del P.O. 14.1

1. Se modifica el texto del apartado 6 correspondiente a la Liquidación Intermedia Provisional:

6. Calendario del proceso de liquidación.

...

– En el mes siguiente al Cierre ~~del mes M+3, intermedio~~ establecido en el procedimiento de operación P.O. 10.5, la Liquidación Intermedia Provisional.

...

Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Primera, ~~de la Liquidación Intermedia Provisional~~, de la Liquidación Final Provisional y de la Liquidación Final Definitiva que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. ~~Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Segunda y de la Liquidación Intermedia Provisional que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha.~~ En todo caso, los cobros y pagos de las liquidaciones facturadas en el mes de diciembre se realizarán dentro del mismo mes, respetando los plazos entre la expedición de facturas y los pagos y cobros.

...

2. Se modifica el primer párrafo del apartado 6.2:

6.2 Liquidación Intermedia Provisional.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir ~~el mes M+3 tras la publicación del cierre intermedio de medidas establecido en el P.O. 10.5~~, con el fin de realizar la Liquidación Intermedia Provisional.

