

The background is a scenic landscape featuring rolling green hills in the foreground, a line of evergreen trees in the middle ground, and a range of mountains in the distance. The sun is low on the horizon, creating a warm, golden glow and casting long shadows. The sky is filled with soft, white clouds. A large, semi-transparent circular graphic is overlaid on the right side of the image.

cmie

Modificaciones en las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Energía Eléctrica

8 de julio de 2022

1.

Modificaciones en las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Energía Eléctrica

- Introducción
- Cambios propuestos en las reglas
- Resultado consulta pública: comentarios recibidos
- Turno de Preguntas



Objetivo de la modificación de reglas:

- ❑ Integración de la **liquidación del nuevo Régimen Económico de Energías Renovables (REER)**, de acuerdo al RD 960/2020.
- ❑ **Evolución del Comité de Agentes del Mercado (CAM)**.
- ❑ Adicionalmente, **correcciones y mejoras** en la redacción.

Cronograma consulta pública:

- Consulta pública abierta a sujetos interesados desde el día 5/5/2022 hasta el 5/6/2022
 - ✓ Se comunica a los agentes por mail y a través web público
 - ✓ Se habilita **formulario** en web público para el envío de comentarios (<https://www.omie.es/es/consultaspublicas/comentarios>)
 - ✓ Se reciben comentarios de **10 entidades**, de los cuales 4 confidenciales, que corresponden a 5 asociaciones, 4 agentes del mercado y 1 del operador del sistema
- Se recogen los comentarios y se realiza una nueva propuesta de reglas:
 - ✓ El 8/7/2022 se realiza **webinar** con agentes
 - ✓ Se envía nueva propuesta de reglas a la CNMC

2.

Liquidación del Régimen Económico de Energías Renovables

- Retribución de las instalaciones adscritas al REER
- Ajuste de liquidación del REER
- Liquidación del excedente o déficit de las liquidaciones del REER



RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES ADSCRITAS AL REER

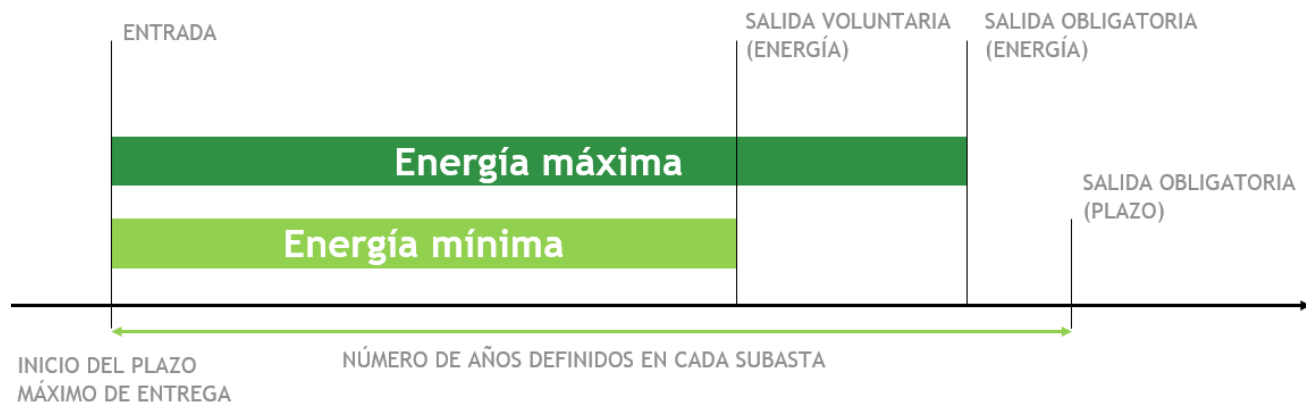
REGLA 52ª. RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES

El **nuevo capítulo décimo** de las reglas detalla el proceso de gestión económica del REER

Precio a percibir (PP) por cada instalación (UP) adscrita al REER en cada periodo de programación:

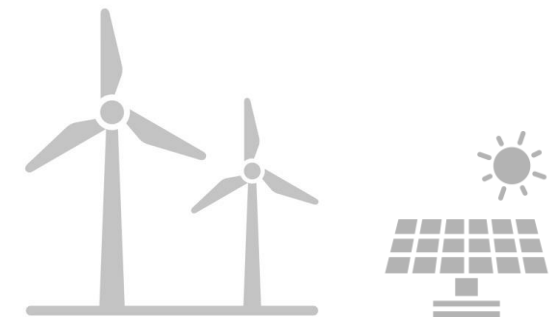
$$\text{Precio a percibir (PP)} = \text{Precio de adjudicación (UP)} + \% \text{ ajuste de mercado (UP)} \times \left(\text{Precio del MD en el periodo} - \text{Precio de adjudicación (UP)} \right)$$

Este Precio a percibir, redondeado a dos decimales, será el precio aplicable a la energía negociada por las instalaciones tanto en el Mercado Diario, Mercados Intradiarios como en los Servicios de ajuste y balance, durante su adhesión al REER.



Precio de exención de cobro > Precio negociado UP

- La instalación cobra/paga el **precio del mercado** correspondiente
- La energía negociada en ese mercado **no computa como energía de subasta**



AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES

MERCADO DIARIO

MERCADO INTRADIARIO

MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

SERVICIOS DE AJUSTE Y BALANCE



¿Cómo se liquidará el REER?

- El Operador del Mercado realizará un **ajuste de liquidación por diferencias** para toda la energía negociada por las instalaciones adscritas al régimen en los diferentes mercados:
 - Mercado Diario,
 - Mercado Intradiario de subastas
 - Mercado Intradiario Continuo
 - Servicios de Ajuste y balance (por el valor neto de energía en cada periodo).
- Este ajuste de liquidación modificará el importe a percibir por los titulares de las unidades asociadas a **instalaciones de producción adscritas al REER**, así como de las **unidades de adquisición** a las que se repercute el excedente o déficit del REER.
- La regla 52.6 “Cese en las liquidaciones del REER” recoge bajo qué circunstancias el operador del mercado dejará de aplicar el REER a una instalación, es decir los **supuestos** en los que una instalación se considerará como **no adscrita al REER**, así como la fecha a partir de la cual este hecho será considerado por el operador del mercado a efectos liquidatorios.

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Ofertas de venta con $PP(up) > PMD$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PDBC)} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right)$$

Ofertas de venta con $PP(up) < PMD$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PDBC)} \times \left(\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Ofertas de venta con $PP(up) > PMI$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PIBCI)} \right)$$

Ofertas de venta con $PP(up) < PMI$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio marginal horario (PIBCI)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

Ofertas de compra con $PP(up) > PMI$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PIBCI)} \right)$$

Ofertas de compra con $PP(up) < PMI$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio marginal horario (PIBCI)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Ofertas de venta con $PP(up) > PMIC$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la transacción} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio de la transacción} \right)$$

Ofertas de venta con $PP(up) < PMIC$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la transacción} \times \left(\text{Precio de la transacción} - \text{Precio a percibir} \right)$$

Ofertas de compra con $PP(up) > PMIC$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la transacción} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio de la transacción} \right)$$

Ofertas de compra con $PP(up) < PMIC$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la transacción} \times \left(\text{Precio de la transacción} - \text{Precio a percibir} \right)$$

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Periodos con $PP(up) > PMD$ y energía neta negociada a subir :

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right)$$

Periodos con $PP(up) < PMD$ y energía neta negociada a subir :

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

Periodos con $PP(up) > PMD$ y energía neta negociada a bajar :

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right)$$

Periodos con $PP(up) < PMD$ y energía neta negociada a bajar :

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

La regla 58.4. “COORDINACIÓN ENTRE EL OPERADOR DEL MERCADO Y LOS OPERADORES DEL SISTEMA” se modifica para recoger el intercambio de información entre el operador del sistema y el operador del mercado de los **valores netos de energía negociada** por las instalaciones adscritas al régimen económico en los **servicios de ajuste y balance**. REE comunicará a OMIE **antes de las 4:00 AM del día D+1** los valores de la energía neta negociada para el día D por estas instalaciones

LIQUIDACIÓN DEL EXCEDENTE O DÉFICIT DE LAS LIQUIDACIONES DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES

- Regla 52.4: El excedente o déficit generado a nivel diario en las liquidaciones como consecuencia de las diferencias entre el precio del mercado correspondiente y los precios a percibir por las instalaciones adscritas al REER, **se repartirá entre todas las unidades de adquisición nacionales(*) en proporción a su energía en el último PHF**, consecuencia de las compras en el mercado o de la nominación de contratos bilaterales.



- El valor de este **excedente/déficit diario** para un día D se determinará como el saldo entre las obligaciones de pago y derechos de cobro anotados a las unidades asociadas a instalaciones adscritas al REER en todos los periodos de negociación del día :

$$\begin{array}{c} \text{Excedente} \\ \text{o} \\ \text{Déficit} \end{array} = \sum_{\text{MD,MI,MIC,SA}} \left(\begin{array}{c} \text{OP ajuste de} \\ \text{liquidación REER} \\ \text{(up)} \end{array} - \begin{array}{c} \text{DC ajuste de} \\ \text{liquidación REER} \\ \text{(up)} \end{array} \right)$$

OP: obligaciones de pago
DC: derechos de cobro

(*) La regla 52.5 indica que no serán objeto de dicho reparto unidades de almacenamiento (consumo de bombeo, baterías), unidades genéricas, unidades porfolio de generación de compra, unidades de exportación y unidades de compra de servicios auxiliares de unidades de producción.

LIQUIDACIÓN DEL EXCEDENTE O DÉFICIT DE LAS LIQUIDACIONES DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES



□ Reparto del excedente o déficit diario entre las unidades de adquisición nacionales de manera horaria:

○ Si el importe a repartir es un excedente:

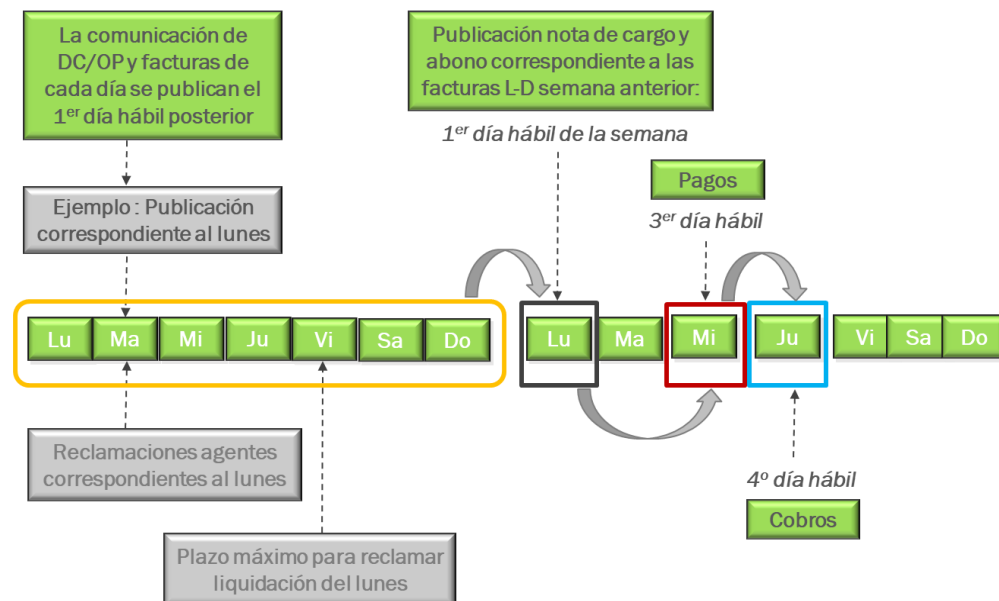
$$\text{Derecho de cobro del comprador (h)} = \text{Excedente diario REER} \times \left(\frac{\text{Energía de la unidad de adquisición (h)}}{\text{Energía total de todas las unidades de adquisición (d)}} \right)$$

○ Si el importe a repartir es un déficit:

$$\text{Obligación de pago del comprador (h)} = \text{Déficit diario REER} \times \left(\frac{\text{Energía de la unidad de adquisición (h)}}{\text{Energía total de todas las unidades de adquisición (d)}} \right)$$

CAMBIOS SOBRE EL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN

- ❑ La liquidación del REER se **incluira en las actuales liquidaciones diarias** manteniéndose el actual calendario de liquidación, facturación, cobros y pagos.
- ❑ Las anotaciones del ajuste de la liquidación se incorporarán en un **nuevo segmento de liquidación** de código S.REER
- ❑ Estas anotaciones formarán parte de las **facturas diarias** junto con las de la liquidación de los diferentes mercados y procesos gestionados por OMIE.
- ❑ Las facturas diarias se integrarán en la nota de abono o cargo el primer día hábil de la semana natural posterior.
- ❑ Eventuales **incumplimientos** en el pago del déficit en las liquidaciones del REER por parte de los titulares de adquisición nacionales que no estén cubiertos por garantías **se prorratearán entre los titulares de las instalaciones acogidas al REER** en proporción a su saldo acreedor en el horizonte (DA 1ª Orden TED/1161/2020)



PAGOS O COBROS A EFECTUAR EN LA CUENTA DEL OPERADOR DEL MERCADO POR AGREGACIÓN DE LAS FACTURAS Y/O IMPORTES PENDIENTES

NOMBRE: AGENTE
 N.I.F.: A12345678
 FECHA DE VENCIMIENTO: 21/07/2021
 FORMA DE PAGO: Transferencia a cta.
 CUENTA BANCARIA OMIE (IBAN): ES53 0049 1500 08 2310080009 (SWIFT: BSCHESTM)
 FECHA Y HORA LÍMITE DEL PAGO: 21/07/2021 (10:00h)

PERIODO	TIPO	REFERENCIA DE FACTURA	ABONO O CARGO	IMPORTE (€)
REMIT Junio de 2021	REM	OMIRRM1-1234	CARGO	363,00
12/07/2021	MER	V-FAC12+-781179	CARGO	2.294,43
13/07/2021	MER	V-FAC12+-781678	CARGO	2.739,14
14/07/2021	MER	V-FAC12+-782177	CARGO	2.474,92
15/07/2021	MER	V-FAC12+-782677	CARGO	2.552,17
16/07/2021	MER	V-FAC12+-783185	CARGO	2.320,44
17/07/2021	MER	V-FAC12+-783684	CARGO	2.332,08
18/07/2021	MER	V-FAC12+-784170	CARGO	1.945,21
12/07/2021	MER	C_AGENTE-2120	ABONO	349,46
13/07/2021	MER	C_AGENTE-2121	ABONO	159,15
14/07/2021	MER	C_AGENTE-2122	ABONO	401,20
15/07/2021	MER	C_AGENTE-2123	ABONO	186,45
16/07/2021	MER	C_AGENTE-2124	ABONO	142,43
17/07/2021	MER	C_AGENTE-2125	ABONO	52,57
18/07/2021	MER	C_AGENTE-2126	ABONO	93,69
TOTAL A PAGAR POR EL AGENTE			CARGO	15.636,44

CAMBIOS A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Algunos de los cambios más significativos, sobre la liquidación, facturación y configuración de unidades son:

INSTALACIÓN ACOGIDA AL REER EN UOF DIFERENCIADA

- REGLA 12^a. ALTA DE LAS UNIDADES DE VENTA O DE ADQUISICIÓN EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

INTEGRACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL REER Y PUBLICACIÓN DE DICHA LIQUIDACIÓN

- REGLA 53^a. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LIQUIDACIÓN

INTEGRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DERIVADAS DEL REER EN LA FACTURACIÓN

- REGLA 55^a. PROCEDIMIENTO DE FACTURACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD

INCLUSIÓN DEL REER EN EL SISTEMA DE CARGOS Y ABONOS Y RÉGIMEN DE IMPAGOS

- REGLA 56^a. SISTEMA DE CARGOS Y ABONOS



3.

Determinación del importe de las garantías y método de su constitución

- Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición nacionales
- Seguimiento de garantías.



REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

- ❑ Para cubrir el posible **déficit** generado por las liquidaciones de las instalaciones adscritas al REER, **se requieren garantías específicas** a los titulares de unidades de adquisición nacionales.
- ❑ La metodología para la determinación de los requerimientos de garantías solicitados para cubrir las obligaciones derivadas del REER se recoge en la regla 57.7.4. “PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES.
- ❑ Estas garantías se cuantifican valorando la potencia máxima de las unidades de oferta de adquisición, declarada por dichos titulares, al **Precio de Riesgo del Déficit (PRD)**.
- ❑ El cálculo del precio de riesgo de déficit será función del máximo déficit que se puede llegar a producir, de la energía mínima de compra del conjunto de unidades de adquisición nacionales que se puede dar, así como del precio del mercado diario en periodos previos.
- ❑ La regla 8ª “Prestación de garantías” introduce asimismo la posibilidad de **limitar o suspender la participación** en los mercados de instalaciones adscritas al REER en eventuales situaciones de riesgo que pudieran no estar cubiertas con garantías.
- ❑ La regla 10ª regula el **régimen de suspensión de la participación de unidades de oferta que no hayan satisfecho los requerimientos de garantías** necesarios para cubrir las obligaciones derivadas de la aplicación del REER y su comunicación al operador del sistema.

REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

$$\text{Precio de Riesgo del Déficit} = \left(\text{Máximo déficit posible} \times \text{Coeficiente de minoración} \right) / \text{Energía de compra mínima posible}$$

- ❑ El periodo de cálculo comprenderá un intervalo de 30 días ya completamente cerrados.
- ❑ El valor obtenido para el precio PRD se redondeará al alza, a dos decimales.
- ❑ El valor del coeficiente de minoración del máximo déficit α , dependerá del porcentaje de periodos de programación en los que el precio horario del MD se haya situado por debajo del precio medio de adjudicación de las instalaciones adscritas al REER en disposición de entregar energía en el siguiente periodo de cálculo:

Prcj (%)	Coef. Minoración (α)
[0,25]	0,25
(25,50]	0,50
(50,75]	0,75
(75,100]	1,00

REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

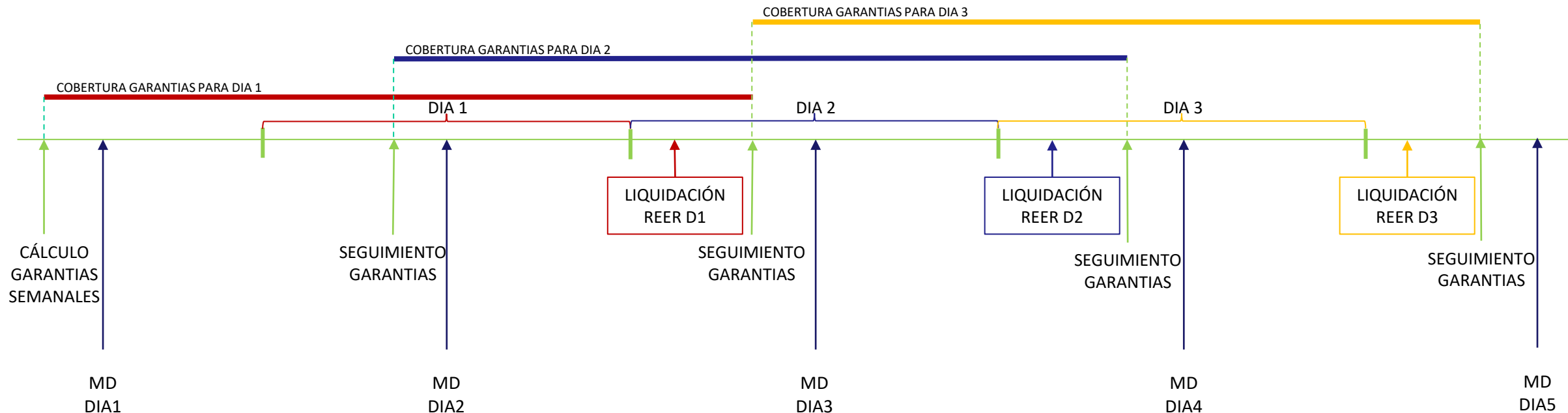
$$\text{Precio de Riesgo del Déficit} = \left(\text{Máximo déficit posible} \times \text{Coeficiente de minoración} \right) / \text{Energía de compra mínima posible}$$

$$\text{Máximo déficit horario posible} = \sum_{\text{Subastas}} \left(\text{Potencia adjudicada a cada instalación} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Coeficiente de disponibilidad} \times \left(\text{Precio de adjudicación} - \left(0,01 + \text{Precio de exención de la subasta} \right) \right) \right)$$

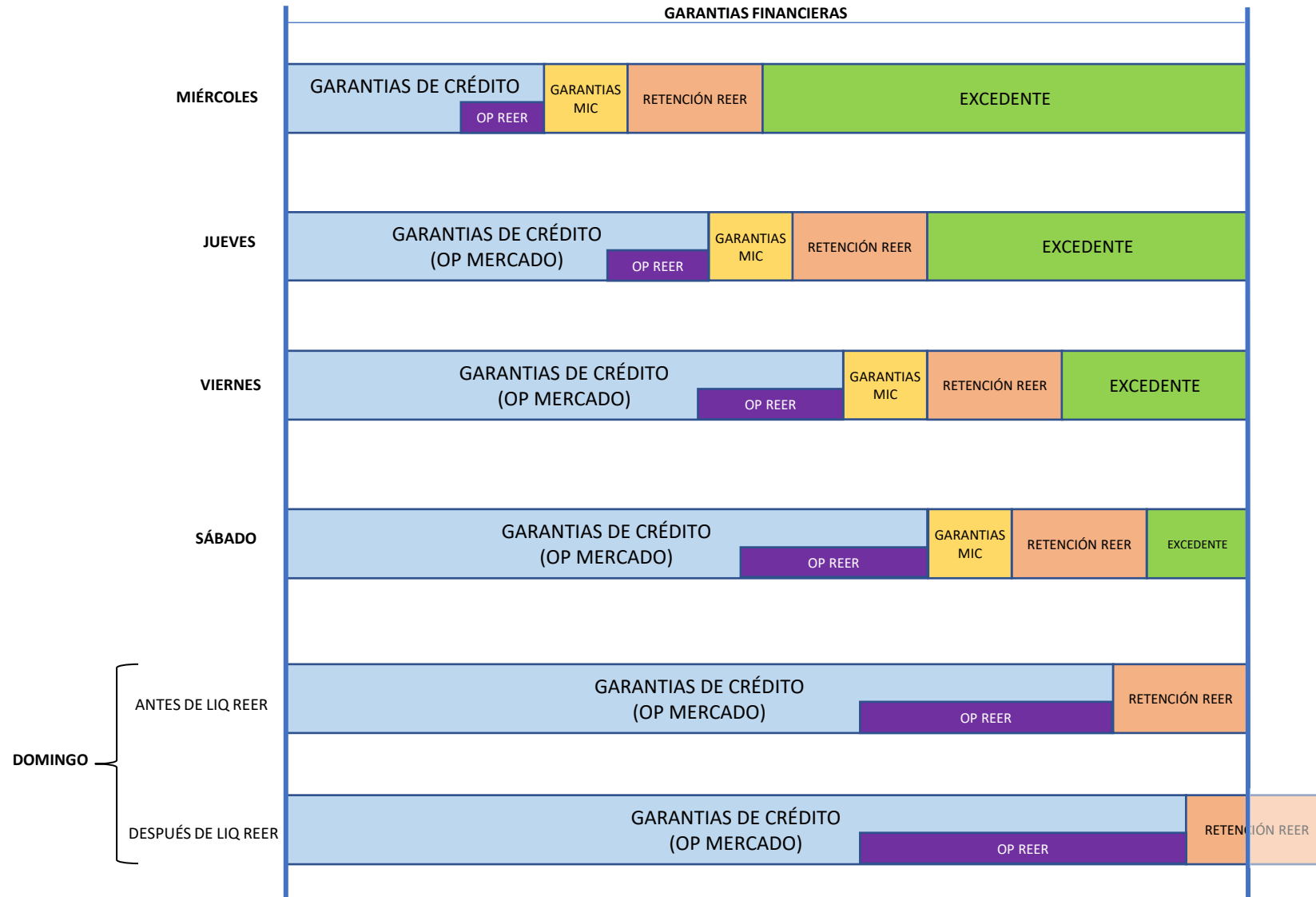
- ❑ El **déficit máximo** de un periodo se producirá al concurrir al mercado toda la energía susceptible de ser retribuida a través del REER en el momento del cálculo y siendo el precio del MD inmediatamente superior al precio de exención de cobro.
- ❑ **Coeficiente de disponibilidad** dependiente de la tecnología de la instalación, según se establece en la Disposición transitoria tercera de la Orden TED/1271/2020.
- ❑ Al requerimiento de garantías para la REER se le añadirán los **impuestos aplicables**.

SEGUIMIENTO DE GARANTÍAS

- ❑ Los requerimientos de garantías se calcularán semanalmente, el día de pagos, en base al precio de riesgo que se calcula en el mismo momento también.
- ❑ Estos requerimientos cubren los días en los que no se ha realizado la liquidación REER por encontrarse todavía periodos en negociación. Una vez se liquida y factura el día de negociación cerrado incorporando la liquidación REER, las obligaciones de pago derivadas de dichas facturas serán cubiertas mediante garantías de crédito, pasando el requerimiento específico por la REER a cubrir el siguiente día de negociación.
- ❑ El Operador de Mercado realizará un seguimiento diario de las garantías aportadas, pudiendo realizar recálculo de requerimientos de agentes que modifiquen sus potencias máximas o ante altas de nuevas unidades de adquisición.



SEGUIMIENTO DE GARANTÍAS



CAMBIOS A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Algunos de los cambios más significativo, sobre las garantías:

GARANTÍAS PARA LOS REQUERIMIENTOS Y LAS OBLIGACIONES DE PAGO DEL REER

- REGLA 57^a. PROCEDIMIENTO RELATIVO A LA PRESTACIÓN DE GARANTÍAS A FAVOR DEL OPERADOR DEL MERCADO

CRITERIO EN LA CESIÓN DE DC DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN ADSCRITAS AL REER

- 57.7.5. CESIÓN DE DERECHOS DE COBRO

INCUMPLIMIENTOS POR NO DEPOSITAR GARANTÍAS SUFICIENTES PARA CUBRIR TOTAL O PARCIALMENTE LOS REQUERIMIENTOS REALIZADOS POR EL OPERADOR DEL MERCADO

- 57.9. CRITERIOS DE ACTUACIÓN FRENTE A LOS INCUMPLIMIENTOS.



4.

Evolución del comité de agentes del mercado

- Antecedentes
- Propuesta de evolución del CAM

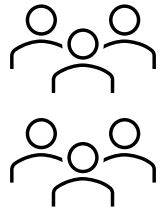


- ❑ 28 marzo de 2021. Constitución del Grupo de Trabajo tras CAM
- ❑ Se realizan 5 reuniones con los integrantes del grupo de trabajo y OMIE para analizar la posible evolución del CAM



ANTECEDENTES

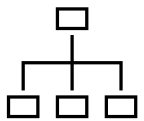
Modelo actual



Máximo 25 miembros

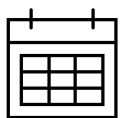
- ❑ 21 representantes de asociaciones más “significativas”
- ❑ 2 representantes de OMIE
- ❑ 1 representante de operador de sistema español
- ❑ 1 representante de operador de sistema portugués

Estructura:



- ❑ Presidente y Vicepresidente (turno rotatorio entre sus miembros)
- ❑ Secretario
- ❑ Cargos sin remuneración

Reuniones bimestrales



- ❑ Presentaciones puestas a disposición del público en la [página web de OMIE](#)

El Comité de Agentes del Mercado estará formado por un máximo de 25 miembros titulares, con la siguiente composición por grupos:

1. Seis representantes de los productores de instalaciones no pertenecientes a fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
2. Cuatro representantes de los productores de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
3. Un representante de los agentes que actúan como representantes.
4. Un representante de los comercializadores no residentes.
5. Dos representantes de los comercializadores de referencia.
6. Cuatro representantes de los comercializadores.
7. Tres representantes de los consumidores directos en mercado.
8. Dos representantes del «OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE)».
9. Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre de la CNMC establece nuevas obligaciones a los Operadores:

Artículo 5. Funciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

1. El Operador del Mercado y el Operador del Sistema deberán elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, tal y como se establece en el capítulo X. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.
2. Los Operadores publicarán de manera actualizada en sus respectivas páginas webs las metodologías, las condiciones, reglas y procedimientos que se adopten en el marco de esta circular, tanto si su alcance es europeo, como regional o nacional. Asimismo, establecerán un mecanismo por el cual permitirán a los participantes en el mercado ser debidamente informados del estado de las propuestas desde el inicio de su tramitación

Artículo 23.2 Procedimiento de aprobación.

- ... a) Los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones
- c) Los Operadores consultarán a los sujetos interesados sobre sus propuestas, durante un periodo no inferior a un mes, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.
- d) Los Operadores del Mercado y del Sistema deberán tener en cuenta los puntos de vista de los sujetos interesados resultantes de las consultas y de los procesos de participación, antes de la remisión de sus propuestas al regulador para su aprobación. Deberá incluirse en dicha remisión una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los puntos de vista resultantes de la consulta a la que se refiere el apartado anterior; asimismo, la memoria deberá justificar las soluciones previstas y analizar sus posibles impactos. Los Operadores deberán publicar tanto la propuesta

La DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, especifica que

no existan barreras injustificadas dentro del mercado de la electricidad en lo que respecta a la participación en el mercado, y se vele por unas condiciones de competencia equitativas, donde las normas y el trato que se apliquen a todas las empresas eléctricas sean transparentes, proporcionadas y no discriminatorias.

PROPUESTA DE EVOLUCIÓN DEL CAM

Composición

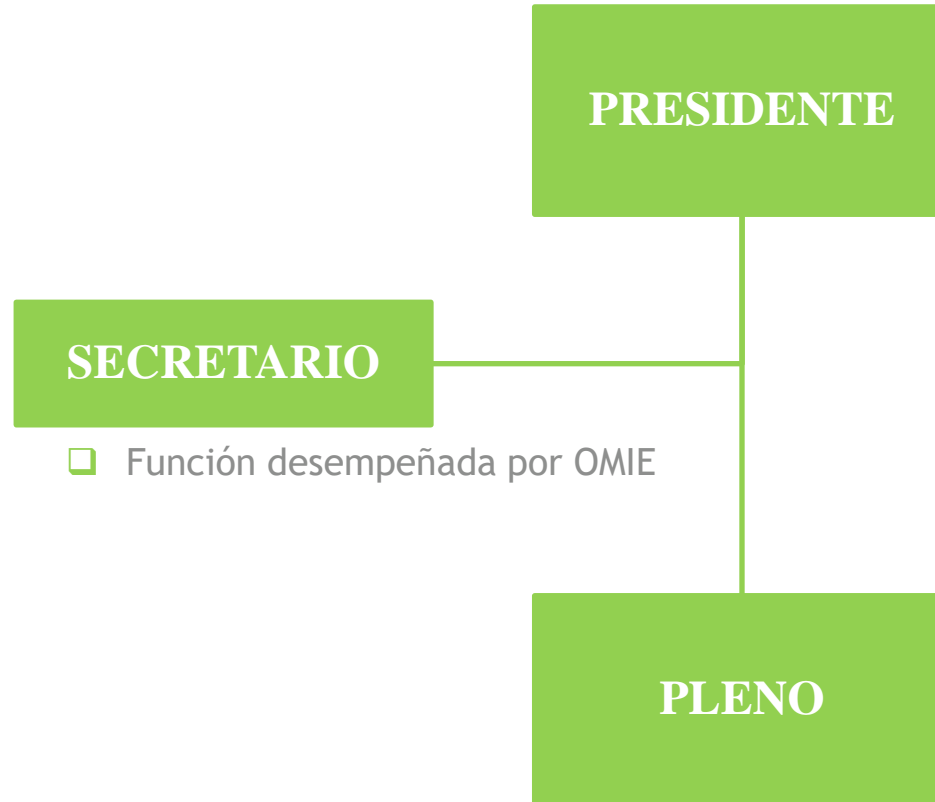
NUEVA CONFIGURACIÓN que permite y facilita informar, consultar y recoger los puntos de vista de todos los interesados de forma transparente y no discriminatoria:



Desde la aprobación de la mencionada Circular ya se habían incorporado los cambios necesarios para la adaptación de la nueva normativa, manteniendo webinars y consultas abiertas a todos los interesados con muy buena acogida por los agentes del mercado.

PROPUESTA DE EVOLUCIÓN DEL CAM

Órganos del CAM y puesta en funcionamiento



Función desempeñada por OMIE

- El presidente será elegido por sorteo entre las asociaciones miembros del Comité.
- Presidencia ejercida durante 6 meses.

- Agentes de mercado (titular o suplente)
 - Deben presentar solicitud
- Representantes de Asociaciones (titular o suplente)
 - Asociaciones que desarrollen funciones relacionadas con as actividades incluidas en el art. 6 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.
 - Contar con al menos tres agentes del mercado
 - Deben presentar solicitud

En el plazo máximo de 6 meses desde la entrada en vigor de la resolución de aprobación de las Reglas, el Comité de Agentes del Mercado deberá adecuar su composición, estructura y funcionamiento a lo previsto en el Capítulo V

5.

Comentarios más relevantes a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- Propuestas y respuestas del Operador del Mercado



Comentarios más relevantes a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- ❑ Se han propuesto modificaciones sobre algunos de los parámetros que afectan a la determinación del cálculo de GREER para realizar una cobertura en base a un perfil de compra y no sobre la potencia máxima de la unidad o a un parámetro alfa que pueda ser 0 en lugar de 0,25 como valor mínimo.

La utilización de coeficientes medios de compras no se ha considerado dado que no garantiza la suficiente cobertura ante casos de comercializadoras que incrementen sus compras en el mercado (por ejemplo por incrementos en sus carteras de clientes, o por aumentos puntuales, etc...).

Como es lógico, el agente debe disponer de una potencia máxima que le permita satisfacer su energía en el programa horario final, compras en el mercado más energía nominada a través de contratos bilaterales, lo cual evitará requerimientos de garantías innecesarios y la cobertura se ajustará correctamente a cubrir los posibles impagos, permitiendo ajustar dicho valor ante cambios.

El operador del mercado podrá modificar los parámetros mediante instrucción.

- ❑ Se ha manifestado la necesidad del conocimiento de diversos parámetros para la reproducción del cálculo del requerimiento de garantías.

El operador del mercado publicará, a través del web de mercado, los parámetros necesarios para la reproducción del cálculo.

Comentarios más relevantes a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- ❑ Dado que esta liquidación se realiza por parte del Operador del Mercado en base a la información que le suministra el Operador del Sistema, se solicita que los intercambios de información entre ambos Operadores deberían ser claros y contrastables por los agentes.

Efectivamente, el Operador del Mercado pondrá a disposición en el web de agentes de OMIE una consulta en la que los agentes podrán verificar la información recibida del Operador del Sistema con las energías de ajuste y balance.

- ❑ La comunicación de las penalizaciones previstas por el RD 960/2020 pueden tener alcance jurídico en caso de discrepancias. Se considera por lo tanto que deberán tener siempre confirmación del Ministerio no siendo solo suficiente la comunicación de las mismas por parte del Operador del Mercado.

El artículo 19 de la Orden TED 1161/2020, desarrolla determinadas penalizaciones automáticas a aplicar por parte del operador del mercado sin necesidad de ninguna actuación por parte del Ministerio.

Comentarios más relevantes a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- ❑ Se debe establecer un plazo límite para que el OS informe de la energía negociada en los servicios de ajuste y balance para evitar que los derechos de cobro queden como pendientes y no puedan ser cedidos entre agentes.

El artículo 3 de la Orden TED 1161/2020 fija un plazo límite para la información por parte del OS de la energía negociada en los servicios de ajuste y balance. Dicha información se tiene que recibir **antes de las 4 am del día siguiente al de entrega.**

- ❑ Que se facilite el nivel de detalle suficiente para que cualquier Agente de Mercado pueda replicar el cálculo de las liquidaciones del REER, de forma que sea consciente de los precios de adjudicación en subasta por instalación, Unidad Física, Unidad de Programación y Unidad de Oferta, inicio, fin, energía vendida y comprada en cada mercado, etc.

Se publicará a los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado toda la información disponible y no confidencial relativa a la liquidación del REER, según lo indicado en la regla 19 "PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN A LOS AGENTES PARA SU OPERACIÓN EN EL MERCADO" y en particular aquella información que se considere necesaria para que los agentes puedan replicar el cálculo de las liquidaciones del REER y los requerimientos de garantías.

Comentarios más relevantes a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- ❑ Dado que los pagos se realizan a nivel de agente, e incluso, se pueden consolidar cobros y pagos a nivel de grupo empresarial, ¿cómo se podrá determinar que el pago incumplido corresponde al posible déficit económico del régimen económico de energías renovables? Nos referimos a casos de incumplimientos parciales en el pago, que pudieran llegar a ocurrir, y que no vemos esté recogido cómo se determina qué parte de las obligaciones de un agente es la que se ha incumplido.

A efectos de los incumplimientos del pago, se considera en primer lugar como incumplida la liquidación del REER que pudiera no estar cubierta por garantías, efectuándose por lo tanto el prorrateo específico descrito en la regla 56.8. Esto es debido a que las compras en el mercado están respaldadas por garantías, mientras que las garantías que se aportan para el REER podrían en alguna situación no ser suficientes.

Otros comentarios a la propuesta de modificación de reglas por parte del Operador del Mercado

- ❑ Se acepta un comentario propuesto sobre la determinación del parámetro alfa, por lo que se modifica la regla referida utilizando la media ponderada de los precios de adjudicación en la determinación del parámetro alfa.
- ❑ Se acepta parcialmente un comentario que solicitaba determinados cambios en las penalizaciones por movimientos de garantías en efectivo, de forma que se amplía a 6 el número de movimientos mensuales y a 10 el número de movimientos cada dos meses de garantías sin penalización. Se considera esta modificación dado que aparecen requerimientos de garantías de actualización periódica, los cuales pueden llevar a una necesidad de ajuste en las garantías en efectivo más frecuente.
- ❑ Se han recibido determinados comentarios fuera del alcance del objetivo de cambio de reglas que no se han aceptado.

- ❑ Respecto de la apertura del CAM a todos los agentes interesados se han recibido comentarios a favor de dicha apertura animando a ponerlo en marcha lo antes posible y posibilitando la participación a todos los interesados, y otros que prefieren seguir el esquema actual limitando la participación a asociaciones que representen actividades incluidas en art.6 Ley 24/2013 SE para eliminar posibles complejidades de participación de un alto numero de participantes.

La configuración actual del CAM no existe en otros Comités similares tanto de índole europeo como ibérico. Las consultas sobre propuestas de adaptación tanto de normativa (reguladores europeos, nacionales, etc) como de procedimientos operativos (NEMOs, ENTOSe, ...) tienen todos carácter abierto a todos los interesados.

Nueva configuración que permite y facilita informar, consultar y recoger los puntos de vista de todos los interesados de forma transparente y no discriminatoria

Desde la aprobación de la mencionada Circular ya se habían incorporado los cambios necesarios para la adaptación de la nueva normativa, manteniendo webinars y consultas abiertas a todos los interesados con muy buena acogida por los agentes del mercado

6.

TURNO DE PREGUNTAS



MUCHAS GRACIAS

MUITO OBRIGADO

