

# **Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad**

## **DECRETO SUPREMO Nº 026-2016-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, la Ley Nº 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, a fin de, entre otros objetivos, asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva, reduciendo además la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado, y adoptando las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación;

Que, como parte de las medidas adoptadas, el artículo 11 de la Ley Nº 28832 contempla un Mercado de Corto Plazo, estableciendo que pueden participar en el mismo tanto los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres, así como los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones y requisitos que se dispongan por vía reglamentaria. Adicionalmente, el mencionado artículo dispone que por Reglamento se establecerá los lineamientos para el funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo, las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia, las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, así como los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento;

Que, mediante el Decreto Supremo Nº 027-2011-EM, publicado el 11 de junio de 2011, se aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, en cuya Única Disposición Transitoria se dispuso que en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de su publicación, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) debía presentar al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERGMIN) los procedimientos que resulten necesarios para el funcionamiento del Mercado de Corto Plazo;

Que, mediante el Decreto Supremo Nº 032-2012-EM, publicado el 30 de agosto de 2012, se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad, en cuyo artículo 3 se dispuso la suspensión de la aprobación de los procedimientos técnicos relacionados al Reglamento del Mercado de Corto Plazo hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación del mismo, y la prepublicación del proyecto de modificación del citado Reglamento a través de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas;

Que, el diseño del mercado eléctrico previsto en la Ley Nº 28832 conserva una estructura común aplicada a nivel internacional, en la cual los Mercados Eléctricos Mayoristas se constituyen cuando menos por un mercado de transacciones de energía y de mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, ello puede evidenciarse en el Artículo 14 de Ley Nº 28832 donde se diferencian

**Gerencia de Asesoría Jurídica  
Osinermin**

las funciones administrativas del COES para el Mercado de Corto Plazo y para los Servicios Complementarios. Considerando el diseño del mercado eléctrico, el Mercado Mayorista de Electricidad peruano se encuentra conformado por el Mercado de Corto Plazo, el sistema de asignación de Servicios Complementarios, el mecanismo de asignación de inflexibilidades operativas y los componentes que permiten enfrentar el riesgo por limitaciones en la capacidad de transmisión eléctrica. El Mercado de Corto Plazo incluye a las transacciones de energía y el sistema de remuneración de potencia;

Que, luego de la revisión del Reglamento del Mercado de Corto Plazo aprobado por Decreto Supremo N° 027-2011-EM, del análisis de las condiciones complementarias para su funcionamiento y de la revisión de los comentarios recibidos en la etapa de prepublicación de la presente norma, se ha visto por conveniente aprobar el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, el cual perfecciona algunas disposiciones del Mercado de Corto Plazo e incluye reglas sobre la participación de nuevos agentes, las obligaciones que debe cumplir el COES, entre otros aspectos;

De conformidad con el numeral 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú, así como el numeral 3) del artículo 11 de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo;

DECRETA:

#### **Artículo 1.- Aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad**

Apruébese el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

#### **Artículo 2.- Refrendo y Vigencia**

El presente Decreto Supremo será refrendado por la Ministra de Energía y Minas, y entrará en vigencia al día siguiente de la aprobación de los Procedimientos Técnicos indicados en la Primera Disposición Complementaria Transitoria. (\*)

Las Disposiciones Complementarias Transitorias y Derogatorias entran en vigencia al día siguiente de la publicación del presente Decreto Supremo en el Diario Oficial El Peruano.

(\*) De conformidad con el [Artículo 1 del Decreto Supremo N° 033-2017-EM](#), publicado el 01 octubre 2017, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante el presente Decreto entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2018. El citado Decreto entró en [vigencia](#) el 02 de octubre de 2017.

### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS**

#### **Primera. - Procedimientos**

En un plazo máximo de seis (6) meses a partir de la publicación del presente Reglamento, el COES deberá presentar para aprobación de OSINERGMIN los Procedimientos Técnicos a que se refiere el artículo 13 de la Ley N° 28832 que resulten necesarios para el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad. (\*)

**Gerencia de Asesoría Jurídica  
Osinermin**

(\*) De conformidad con la [Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 033-2017-EM](#), publicado el 01 octubre 2017, se dispone la entrada en vigencia al 1 de enero de 2018, de las Resoluciones emitidas por OSINERGMIN referidas al Mercado Mayorista de Electricidad, en el marco de la presente Disposición, que aprueban, modifican o derogan Procedimientos Técnicos del COES.

#### **Segunda. - Implementación de Sistemas de Información**

El COES implementará un sistema de información para la administración y monitoreo del Mercado Mayorista de Electricidad, de manera transparente y segura. Este sistema de información debe incluir los equipos, programas, portales de internet, sistemas de comunicación u otros con el fin de proveer a los agentes del mercado de información relevante sobre el Mercado Mayorista de Electricidad. El sistema de información deberá estar operativo a la entrada en vigencia del presente Reglamento.

**Tercera.** - Incorpórese los artículos 105 al 108 al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, los cuales dejarán de estar vigentes, a la entrada en vigencia de los Procedimientos Técnicos indicados en el artículo 2 del presente Decreto Supremo,

#### **“CÁLCULO DE COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO**

**Artículo 105.-** El COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía.

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición N° 5 del anexo de la Ley, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES.”

#### **“OPERACIONES CON EL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO**

**Artículo 106.-** Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que requieran ser proyectados se calculará con los mismos modelos matemáticos e información utilizados en la planificación y en la programación de la operación, y serán comunicados junto con ésta a los integrantes del COES.

Los costos marginales que se consideren para valorizar transferencias entre integrantes del COES, serán los correspondientes a la operación real del sistema en el período considerado.

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento.

Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el Costo Marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el artículo 213 del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.” (\*)

**(\*) Confrontar con la [Única Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 033-2017-EM](#), publicado el 01 octubre 2017, el mismo que entró en [vigencia](#) el 02 de octubre de 2017.**

#### **“PROCEDIMIENTO PARA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ENTRE INTEGRANTES**

**Artículo 107.-** La Valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Se efectuará la medición y/o los cálculos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante;

b) La energía entregada y retirada por cada integrante será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente; y,

c) Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.”.

#### **“PLAZO PARA PAGO DE SALDO NETO MENSUAL NEGATIVO**

**Artículo 108.-** Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

Adicionalmente, el COES determinará las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes, según los procedimientos que estipule el Estatuto sobre la materia, considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva.”.

**CUARTA. - Derogatoria del cuarto párrafo del artículo 136 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

Al entrar en vigencia los Procedimientos Técnicos indicados en la Primera Disposición Complementaria Transitoria, dejará de estar vigente el cuarto párrafo del artículo 136 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

#### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS DEROGATORIAS**

##### **Primera. - Derogatoria del Artículo 3 del Decreto Supremo N° 032-2012-EM**

Deróguese el artículo 3 del Decreto Supremo N° 032-2012-EM, que suspende la aprobación de los Procedimientos Técnicos Relacionados con el Reglamento Mercado de Corto Plazo de Electricidad.

##### **Segunda. - Derogatoria del Reglamento del Mercado de Corto Plazo**

Deróguese el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2011-EM, así como todas las disposiciones contrarias al presente Decreto Supremo.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de julio del año dos mil dieciséis.

OLLANTA HUMALA TASSO

Presidente de la República

ROSA MARÍA ORTIZ RÍOS

Ministra de Energía y Minas

## REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

### **Artículo 1.- Definiciones**

*Todas las palabras, ya sea en singular o plural que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en la Ley o en la LCE:*

*1.1 Barra de Transferencia: Barra del sistema de transmisión del SEIN en la cual se contabilizan las Entregas y/o Retiros de energía activa por parte de los Participantes en el MCP.*

*1.2 Costos Marginales de Energía: Se refieren al costo de producir una unidad adicional de energía para abastecer la demanda eléctrica total del SEIN en las Barras de Transferencia sin considerar limitaciones de transmisión.*

*1.3 Entrega: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a la producción de energía de una Central de Generación de titularidad de un Participante, de acuerdo a lo que se señale en los Procedimientos.*

*1.4 Intervalo de Mercado: Periodo no mayor que sesenta (60) minutos en el cual se realiza una valorización de transferencias de energía activa.*

*1.5 LCE: Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas".*

*1.6 Ley: Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".*

*1.7 MCP: Mercado de Corto Plazo constituido por transferencias de energía y transferencias de potencia.*

*1.8 MME: Mercado Mayorista de Electricidad, constituido por el MCP y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios y otros pagos colaterales necesarios para la correcta operatividad del SEIN.*

*1.9 NTOTR: Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.*

*1.10 OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.*

*1.11 Participante: Integrante del COES que participa en el MME conforme lo establece el presente reglamento.*

*1.12 Procedimientos: Procedimientos Técnicos aprobados por OSINERGMIN conforme a lo establecido en el Reglamento del COES, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM o el que lo sustituya.*

*1.13 Rentas por Congestión: Diferencia resultante de valorizar las Entregas y Retiros considerando el caso en que los Costos Marginales de Corto Plazo incluyen la componente de Costo Marginal de Congestión, respecto del caso en que no los incluyen.*

*1.14 Retiro: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:*

*i) El consumo del cliente de un Generador.*

*ii) A un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicha energía no esté cubierta con contratos de suministro suscritos con Generadores.*

*iii) Un Gran Usuario, siempre que dicha energía no esté cubierta con contratos de suministro con Generadores o Distribuidores. (\*)*

**(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:**

#### **“Artículo 1.- Definiciones**

Todas las palabras, ya sea en singular o plural que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación, o los que se definen en la Ley o en la LCE:

1.1 Barra de Transferencia: Barra del sistema de transmisión del SEIN en la cual se contabilizan las Entregas y/o Retiros de energía activa por parte de los Participantes en el MCP.

1.2 Costos Marginales de Energía: Se refieren a la componente de energía del Costo Marginal de Corto Plazo.

1.3 Energía Firme Eficiente Anual: Energía Firme Anual asignada a cada Generador Participante, que le resulta luego de ordenar las Energías Firmes Anuales de las centrales de generación en orden ascendente, con base a sus costos variables, hasta cubrir la demanda anual prevista para el año calendario en proceso.

1.4. Entrega: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a la producción de energía de una Central de Generación de titularidad de un Participante, de acuerdo a lo que se señale en los Procedimientos.

1.5 Intervalo de Mercado: Periodo no mayor que sesenta (60) minutos en el cual se realiza una valorización de transferencias de energía activa.

1.6 LCE: Decreto Ley Nº 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas”.

1.7 Ley: Ley Nº 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.

1.8 MCP: Mercado de Corto Plazo.

1.9 MME: Mercado Mayorista de Electricidad, constituido por el MCP y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas y otros pagos colaterales necesarios para la correcta operatividad del SEIN.

1.10 NTOTR: Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.

1.11 OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

1.12 Participante: Integrante del COES que participa en el MME conforme lo establece el presente reglamento.

1.13 Procedimientos: Procedimientos Técnicos aprobados por OSINERGMIN conforme a lo establecido en el Reglamento del COES, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM o el que lo sustituya.

1.14 Rentas por Congestión: Diferencia resultante de valorizar las Entregas y Retiros considerando el caso en que los Costos Marginales de Corto Plazo incluyen la componente de Costo Marginal de Congestión, respecto del caso en que no los incluyen. Estas forman parte de las liquidaciones de transferencias de energía activa del MCP.

1.15 Retiro: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:

i) El consumo del cliente de un Generador.

ii) A un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicha energía no esté cubierta con contratos de suministro suscritos con Generadores.

iii) Un Gran Usuario, siempre que dicha energía no esté cubierta con contratos de suministro con Generadores o Distribuidores.”

## **Artículo 2.- Participación en el MME**

*2.1 Las condiciones generales para ser Participante son:*

*a) Ser Integrante del COES.*

*b) Implementar los mecanismos de envío de información en los medios y formas que establezca el COES.*

*c) Haber constituido las garantías u otro mecanismo de aseguramiento de pago, de conformidad con lo señalado en el Artículo 8 del presente Reglamento y los Procedimientos que emita el COES para tal efecto.*

*d) No tener deuda pendiente por sus operaciones en el MME.*

*e) Suscribir una Declaración Jurada mediante la cual manifieste su conocimiento y aceptación respecto a que el corte del suministro por el incumplimiento de sus obligaciones, así como todas las consecuencias derivadas de dicho corte, son de su absoluta responsabilidad.*



*2.2 Los Participantes que están autorizados a vender en el MCP son los Generadores Integrantes del COES, por las inyecciones de las centrales en Operación Comercial de su titularidad.*

*2.3 Los Participantes que están autorizados a comprar en el MCP son:*

*a) Generadores, para atender sus contratos de suministro, para lo cual deberán ser titulares de Unidades de Generación que estén en Operación Comercial.*

*b) Distribuidores para atender demanda de sus Usuarios Libres, hasta por un 10% de la máxima demanda registrada por el total de sus Usuarios Libres en los últimos 12 meses.*

*c) Grandes Usuarios, para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.*

*El porcentaje antes mencionado podrá ser modificado por Decreto Supremo.*

*2.4 Los Participantes en el MME están obligados a:*

*a) Cumplir las disposiciones del presente Reglamento y demás normas aplicables.*

*b) Los Participantes que compren en el MME deben declarar todos sus Retiros previstos para el día siguiente en cada Intervalo de Mercado, en las barras requeridas por el COES, de conformidad con los Procedimientos.*

*c) Proporcionar al COES toda la información que se requiera para efectos de la administración del MME, como sus contratos de suministro u otros, de acuerdo a los plazos, características y formatos que se establezcan en los Procedimientos.*

*d) Realizar todas las acciones necesarias para permitir el acceso del COES a la información de sus medidores y otra que se requiera para la administración del MME.*

*e) Los Participantes que compren en el MME deben pagar por los sistemas de transmisión, el sistema de distribución, así como otros servicios y/o cargos definidos conforme a la legislación vigente y asignados a los Usuarios.*

*f) Los Grandes Usuarios deberá contar con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones. Dicha automatización debe permitir que el COES pueda ordenar la maniobra de desconexión y el titular de la instalación a la que se conecta el Usuario Libre pueda realizarla, sin intervención ni injerencia del Gran Usuario Libre. (\*)*

**(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:**

**“Artículo 2.- Participación en el MME**

**2.1 Las condiciones generales para ser Participante son:**

a) Ser Integrante del COES.

b) Implementar los mecanismos de envío de información en los medios y formas que establezca el COES.

c) Haber constituido las garantías u otro mecanismo de aseguramiento de pago, de conformidad con lo señalado en el artículo 8 del presente Reglamento y los Procedimientos que emita el COES para tal efecto.

d) No tener deuda pendiente por sus operaciones en el MME.

e) Suscribir una Declaración Jurada mediante la cual manifieste su conocimiento y aceptación respecto a que el corte del suministro por el incumplimiento de sus obligaciones, así como todas las consecuencias derivadas de dicho corte, son de su absoluta responsabilidad.

2.2 Los Participantes que están autorizados a vender en el MCP son los Generadores Integrantes del COES, por las inyecciones de las centrales de su titularidad en Operación Comercial o en período de pruebas previa a la Operación Comercial.

2.3 Los Participantes que están autorizados a comprar en el MCP son:

a) Generadores, para atender sus contratos de suministro, para lo cual deberán ser titulares de Unidades de Generación que estén en Operación Comercial.

b) Distribuidores para atender demanda de sus Usuarios Libres, hasta por un 10% de la máxima demanda registrada por el total de sus Usuarios Libres en los últimos doce (12) meses.

c) Grandes Usuarios, para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos doce (12) meses.

El porcentaje antes mencionado podrá ser modificado por Decreto Supremo.

2.4 Los Participantes en el MME están obligados a:

a) Cumplir las disposiciones del presente Reglamento y demás normas aplicables.

b) Los Participantes que compren en el MME y que estén comprendidos en el esquema de garantías señalado en el artículo 8, deben declarar todos sus Retiros previstos para el día siguiente en cada Intervalo de Mercado, en las barras requeridas por el COES, de conformidad con los Procedimientos.

c) Proporcionar al COES, con carácter de Declaración Jurada, toda la información que se requiera para efectos de la administración del MME, como información de sus contratos de suministro u otros, de acuerdo a los plazos, características y formatos que se establezcan en los Procedimientos.

d) Realizar todas las acciones necesarias para permitir el acceso del COES, a la información de sus medidores y otra que se requiera para la administración del MME.

e) Los Participantes que compren en el MME deben pagar por los sistemas de transmisión, el sistema de distribución, así como otros servicios y/o cargos definidos conforme a la legislación vigente y asignados a los Usuarios.

f) Los Grandes Usuarios deberán contar con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de las instalaciones vinculadas a retiros del MME. Dichas instalaciones deben permitir que el COES pueda ordenar la maniobra de desconexión y el titular de la instalación a la que se conecta el Usuario Libre pueda realizarla, sin intervención ni injerencia del Gran Usuario.”

### **Artículo 3.- Gran Usuario conformado por agrupación de Usuarios Libres**

3.1 Tratándose de un Gran Usuario conformado por una agrupación de Usuarios Libres, deberá nombrarse como representante ante los Participantes y el COES en el MME, a uno de sus integrantes. Asimismo, deben entregar al COES un acuerdo de responsabilidad solidaria ante el incumplimiento de las obligaciones de pago. En este supuesto, la obligación de contar con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones alcanza a todos los integrantes de la mencionada agrupación.

### **Artículo 4.- Condiciones de funcionamiento para el MME**

4.1 El MME es administrado por el COES y está compuesto por

a) El MCP, y

b) Los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas y asignación de Rentas de Congestión.

4.2 La definición de los Servicios Complementarios, así como de su remuneración por parte de los Participantes, se efectúa de acuerdo con lo establecido en la NTOTR o la norma que la sustituya.

4.3 El COES calculará los Costos Marginales de Corto Plazo del despacho real en las Barras de Transferencia para cada Intervalo de Mercado, separándolo en dos componentes: Costos Marginales de Energía y Costos Marginales de Congestión. Para ello, el COES deberá contar con los modelos matemáticos correspondientes que permitan su cálculo e individualización. El referido cálculo se realizará conforme a lo establecido en el Procedimiento correspondiente.

4.4 La utilización de los Costos Marginales de Congestión como parte de los Costos Marginales de Corto Plazo en las transferencias de energía del MCP se efectuará una vez que el COES habilite el mecanismo para la asignación de las Rentas de Congestión. Para ello el COES propondrá el Procedimiento correspondiente. (\*)

(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo N° 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:

### **“Artículo 4.- Condiciones de funcionamiento para el MME**

4.1 El MME es administrado por el COES y está compuesto por

a) El MCP, y

b) Los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas.

4.2 La definición de los Servicios Complementarios, así como de su remuneración por parte de los Participantes, se efectúa de acuerdo con lo establecido en la NTOTR o la norma que la sustituya.

4.3 El COES calculará los Costos Marginales de Corto Plazo del despacho real en las Barras de Transferencias para cada Intervalo de Mercado, separándolo en dos componentes: Costos Marginales de Energía y Costos Marginales de Congestión. Para ello el COES deberá contar con los modelos matemáticos correspondientes que permitan su cálculo e individualización. El referido cálculo se realizará conforme a lo establecido en el Procedimiento correspondiente.

Cuando los Costos Marginales de Corto Plazo no cubran los costos variables de una unidad o central de generación despachada por disposición del COES, excluyendo los supuestos de operación referidos en el literal b) del numeral 4.1, se pagará la compensación que le permita recuperar sus costos variables conforme a los Procedimientos respectivos.

4.4 La utilización de los Costos Marginales de Congestión, como parte de los Costos Marginales de Corto Plazo en las transferencias de energía del MCP, se efectuará una vez que el COES habilite el mecanismo para la asignación de las Rentas de Congestión. Para ello el COES propondrá el Procedimiento correspondiente.”

#### **Artículo 5.- Liquidaciones en el MME**

5.1 La valorización de las transacciones en el MME se realizará diariamente, con carácter provisional considerando la información señalada en el inciso b) del numeral 2.4, con la finalidad de evaluar la necesidad de ordenar un incremento de garantías por parte de algún Participante.

5.2 Los pagos y cobros entre Participantes se efectuarán mensualmente, conforme a las liquidaciones que efectúe el COES. Las liquidaciones establecerán los montos y responsabilidades de pago y cobro de cada Participante.

5.3 La valorización de transferencias de energía activa se realizará conforme a sus Procedimientos y considerando lo siguiente:

a) Las Entregas y/o Retiros se valorizarán a los Costos Marginales de Corto Plazo por cada Intervalo de Mercado.

b) La diferencia de valorización del total de las Entregas y del total de los Retiros, descontando las Rentas por Congestión, será asignada de acuerdo a los Procedimientos.

c) Los Participantes con saldo económico negativo deberán efectuar el pago a aquellos con saldos económicos positivos en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes, comunicando de ello al COES.

5.4 La valorización de las transferencias de potencia se realizará conforme a sus Procedimientos y considerando lo siguiente:

a) El pago por Capacidad se efectúa con el Precio de la Potencia de Punta en Barra fijado conforme al artículo 47 de la LCE como parte de los Precios en Barra, sin incluir peajes.

b) Los retiros de potencia que se efectúen en el MCP, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad.

5.5 La valorización y las asignaciones de pago de los componentes del literal b) del artículo 4.1 se efectuarán de acuerdo a lo que dispongan los Procedimientos.

5.6 El COES deberá comunicar a los Participantes la liquidación de las valorizaciones en el MME y pondrá a disposición de los Participantes, en su portal web, las valorizaciones diarias provisionales y las liquidaciones mensuales, con la información que la sustente.

#### **Artículo 6.- Rentas Por Congestión**

Las Rentas por Congestión originadas por la utilización de los Costos Marginales de Congestión en la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo, se asignarán entre los Participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo, el cual deberá considerar los criterios que establezca Osinergmin para estos efectos.

#### **Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas**

*7.1 La regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.*

*7.2 Las Inflexibilidades Operativas consideradas en el MME son las siguientes:*

*a) Generación a mínima carga, producto del despacho económico.*

*b) Costo de Arranque y Parada.*

*c) Consumo de Baja Eficiencia en Rampas de Carga y Descarga.*

*d) Otras que sean determinadas en los Procedimientos.*

*7.3 Los Participantes compradores en el MME deben pagar los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados.*

*7.4 La declaración de las Inflexibilidades Operativas se realizarán al ingreso en operación comercial, y se actualizarán cada cuatro (4) años o cuando la unidad de generación haya sido sometida a una repotenciación, mantenimiento mayor o en general a una intervención que implique la modificación de su potencia efectiva o cuando las premisas técnicas que sustentan dichas inflexibilidades varíen en forma relevante. La actualización de las Inflexibilidades Operativas será aprobada por el COES de acuerdo con los Procedimientos.*

7.5 En caso que exista negativa a operar una unidad de generación alegando restricciones técnicas que no hayan sido declaradas o aprobadas conforme a lo señalado en el numeral anterior, el COES informará dicho incumplimiento a OSINERGMIN para que inicie el procedimiento sancionador correspondiente e imponga las multas que resulten aplicables. (\*)

(\*) Artículo modificado por el [Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 040-2017-EM](#), publicado el 13 diciembre 2017, cuyo texto es el siguiente:

#### **“Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas**

7.1 La regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.

7.2 Los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados.

7.3 Para ser consideradas en el Mercado Mayorista de Electricidad las Inflexibilidades Operativas deben cumplir lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

7.4 En caso exista negativa a operar una unidad de generación alegando restricciones técnicas que no hayan sido entregadas conforme a lo señalado en el numeral anterior, el COES informa dicho incumplimiento a OSINERGMIN para que inicie el procedimiento sancionador correspondiente e imponga las multas que resulten aplicables.”

#### **Artículo 8.- Garantías**

8.1 Los Participantes deberán contar con garantías que aseguren el pago de sus obligaciones en el MME, conforme al Procedimiento respectivo.

8.2 Los Procedimientos definirán, entre otros, los tipos de garantías, así como los montos, periodicidad, plazo de vigencia, condiciones y términos de las mismas. Para dichos efectos se tomará en cuenta lo siguiente:

a) Las garantías serán de liquidez y ejecución inmediata a solo requerimiento, sin beneficios de excusión, irrevocables e incondicionales, tales como cartas fianza, depósitos en efectivo, entre otras modalidades que señalen los Procedimientos.

b) El monto de las garantías deberá cubrir todas las obligaciones de los Participantes en el MME por tres meses, tales como Retiros, intereses, pago por capacidad, Inflexibilidades Operativas, entre otros, para tal efecto, el COES deberá verificar dicho cumplimiento conforme a lo señalado en los Procedimientos respectivos.

8.3 Los Procedimientos establecerán los términos y condiciones para la constitución de fideicomisos de administración de las garantías antes señaladas. Los costos de los mismos deberán ser asumidos por los Participantes compradores.

8.4 El COES está exento de toda responsabilidad en casos de ejecución de garantías o de cortes basados en información inexacta proporcionada por los Participantes. (\*)

(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:

#### **“Artículo 8.- Garantías**

8.1 Los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios que no cuenten con informes de clasificación de riesgo favorables, deberán garantizar el pago de sus obligaciones en el MME mediante garantías, conforme lo establezca el Procedimiento respectivo.

En caso un Participante Generador incumpla con el pago de las valorizaciones de las transacciones en el MME durante dos (2) meses, consecutivos o alternados, se le aplicará las mismas reglas de garantías establecidas para los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios del párrafo precedente. Para efectos del presente numeral, se considerará incumplimiento a la falta de pago de un Participante a uno o más Participantes por sus obligaciones de pago correspondientes a un mes de valorización.

8.2 Los Procedimientos definirán, entre otros, los tipos de garantías, así como los montos, periodicidad, plazo de vigencia, condiciones y términos de las mismas. Para dichos efectos se tomará en cuenta lo siguiente:

a) Las garantías serán de liquidez y ejecución inmediata a solo requerimiento, sin beneficios de excusión, irrevocables e incondicionales, tales como cartas fianza, depósitos en efectivo, entre otras modalidades que señalen los Procedimientos.

b) El monto de las garantías deberá cubrir todas las obligaciones de los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios en el MME por tres meses, tales como Retiros, intereses, pago por capacidad, Inflexibilidades Operativas, entre otros, para tal efecto, el COES deberá verificar dicho cumplimiento conforme a lo señalado en los Procedimientos respectivos.

8.3 Los Procedimientos establecerán los términos y condiciones para la constitución de fideicomisos de administración de las garantías antes señaladas. Los costos de los mismos deberán ser asumidos por los Participantes obligados a constituir garantías.

8.4 El COES está exento de toda responsabilidad en casos de ejecución de garantías o de cortes basados en información inexacta proporcionada por los Participantes.”

#### **Artículo 9.- Incumplimientos**

9.1 OSINERGMIN fiscalizará y aplicará las sanciones que correspondan a los Participantes que incumplan sus obligaciones en el MME. Al respecto, el COES deberá informar al OSINERGMIN del incumplimiento de las obligaciones por parte de los Participantes.

*9.2 Ante el incumplimiento de las obligaciones de pago o de constitución, reposición o renovación de garantías por parte de un Participante, conforme al Artículo 8 del presente Reglamento y según lo dispuesto en los Procedimientos, el COES deberá realizar las siguientes acciones:*

*a) Ante el incumplimiento de pago de las obligaciones asociadas a las liquidaciones del MME por parte de un Participante, se dispondrá la ejecución de las garantías que éste haya constituido hasta por un monto que resulte necesario para honrar dichas obligaciones. El Participante al que se le haya ejecutado su garantía, ya sea total o parcialmente, deberá reponer la misma en el plazo que establezcan los Procedimientos.*

*b) En caso un Distribuidor o Gran Usuario no cumpla con reponer su garantía en el plazo establecido en a), se le suspenderá del MME por tres (3) meses.*

*c) Ante un incumplimiento de las obligaciones de pago o de constitución, reposición o renovación de garantías por parte de un Participante que haya sido previamente suspendido, se dispondrá su exclusión definitiva del MME.*

*La exclusión del MME no libera al Participante de sus obligaciones contraídas y que no hayan sido cubiertas una vez ejecutadas sus garantías.*

*9.3 El COES dispondrá que los titulares de las redes efectúen la desconexión de los Usuarios Libres y Distribuidores que realicen directamente retiros no autorizados en el MCP.*

*9.4 Todos los daños y perjuicios que puedan generarse a consecuencia de la desconexión de suministro por incumplimientos que deriven del presente Reglamento, serán de exclusiva responsabilidad del Usuario Libre o Distribuidor cuya irregular conducta dio origen a la medida. Los Participantes y Usuarios Libres son responsables de adoptar las medidas necesarias para evitar cualquier daño a sus instalaciones y a las personas que se encuentren en ellas. (\*)*

**(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:**

#### **“Artículo 9.- Incumplimientos**

9.1 OSINERGMIN fiscalizará y aplicará las sanciones que correspondan a los Participantes que incumplan sus obligaciones en el MME. Al respecto, el COES deberá informar al OSINERGMIN del incumplimiento de las obligaciones por parte de los Participantes.

9.2 Ante el incumplimiento de las obligaciones de pago o de constitución, reposición o renovación de garantías por parte de un Participante, conforme al artículo 8 del presente Reglamento y según lo dispuesto en los Procedimientos, el COES deberá realizar las siguientes acciones:

a) Ante el incumplimiento de pago de las obligaciones asociadas a las liquidaciones del MME por parte de un Participante, se dispondrá la ejecución de las garantías que éste haya constituido hasta por un monto que resulte necesario para honrar dichas obligaciones. El Participante al que se le haya ejecutado su garantía, ya sea total o parcialmente, deberá reponer la misma en el plazo que establezcan los Procedimientos.



b) En caso un Distribuidor o Gran Usuario no cumpla con reponer su garantía en el plazo establecido en a), se le suspenderá del MME por tres (3) meses.

c) Ante un incumplimiento de las obligaciones de pago o de constitución, reposición o renovación de garantías por parte de un Participante que haya sido previamente suspendido, se dispondrá su exclusión definitiva del MME.

La exclusión del MME no libera al Participante de sus obligaciones contraídas y que no hayan sido cubiertas una vez ejecutadas sus garantías.

9.3 El COES dispondrá que los titulares de las redes efectúen la desconexión de los Grandes Usuarios y los Usuarios Libres de los Distribuidores que realicen directamente retiros no autorizados en el MCP.

Se debe considerar que los Participantes Distribuidores y los Participantes Grandes Usuarios, no deben consumir una potencia mayor a la cual están autorizados a retirar del MCP. Asimismo, los Distribuidores y Usuarios Libres que no participen del MCP deberán respetar los límites de potencia contratados con sus suministradores.

En caso que después de la determinación de los Retiros de cada Participante, exista un consumo en el MCP no cubierto, éste será asignado a los Generadores Participantes de acuerdo a los factores de proporción. Los factores de proporción se determinan en función a la diferencia entre la Energía Firme Eficiente Anual y las ventas de energía por contratos de cada Generador Participante. Asimismo, los Retiros asignados serán facturados a las empresas Distribuidoras y Usuarios Libres valorizados con el costo marginal de corto plazo correspondiente ajustado por un factor de incentivo fijado por OSINERGMIN. Ello, independientemente de las sanciones a que hubiere a lugar y de la ejecución de garantías que pudiera corresponder. (\*)

**(\*) De conformidad con el [Artículo 3 de la Resolución N° 090-2019-OS-CD](#), publicada el 01 junio 2019, se establece el Factor de Incentivo al que se refiere el presente numeral, conforme a la fórmula indicada en el citado artículo.**

9.4 Todos los daños y perjuicios que puedan generarse a consecuencia de la desconexión de suministro por incumplimientos que deriven del presente Reglamento, serán de exclusiva responsabilidad del Usuario Libre o Distribuidor cuya irregular conducta dio origen a la medida. Los Participantes y Usuarios Libres son responsables de adoptar las medidas necesarias para evitar cualquier daño a sus instalaciones y a las personas que se encuentren en ellas.”

#### **Artículo 10.- Baja o Exclusión de un participante del MME**

*10.1 Los Participantes del MME, perderán tal condición, por solicitud de baja del propio Participante, o por incurrir en alguna de las causales de exclusión definitiva del MME.*

*10.2 La baja del MME se efectuará de acuerdo a lo que establezcan en los Procedimientos, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:*

a) El Participante deberá comunicar por escrito su decisión al COES, señalando la fecha en la que dejará de participar en el MME. Para el caso de los Grandes Usuarios y Distribuidores, la fecha especificada no podrá ser anterior a tres (03) meses contados a partir de haber presentado su comunicación, mientras que para el caso de los Generadores, la fecha especificada no podrá ser anterior a la estipulada en los Procedimientos.

b) La baja del MME sólo procederá previa autorización del COES, quien antes de emitir la misma deberá verificar que no existan obligaciones pendientes de pago por parte del Participante. Si después de la baja del Participante, resultarán saldos a favor o en contra del mismo, se mantendrán sus responsabilidades de pago o derechos de cobro.

c) Cualquier Participante, que haya solicitado previamente su baja, y que desee volver a participar en el MME, podrá efectuar su solicitud pasado seis (6) meses, contados desde la fecha de su autorización de baja del MME.

10.3 La exclusión definitiva del MME será aplicable a aquellos participantes que dejen de cumplir con lo dispuesto en el artículo 2.1 del presente Reglamento (Condiciones generales para ser Participante), o incurran en la causal establecida en el literal c) del artículo 9.2 del mismo. (\*)

(\*) Artículo modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 005-2018-EM](#), publicado el 20 marzo 2018, cuyo texto es el siguiente:

**“Artículo 10.- Baja o exclusión de un participante del MME**

10.1 Los Participantes del MME, perderán tal condición, por solicitud de baja del propio Participante, o por incurrir en alguna de las causales de exclusión definitiva del MME.

10.2 La baja del MME se efectuará de acuerdo a lo que establezcan en los Procedimientos, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) El Participante deberá comunicar por escrito su decisión al COES, señalando la fecha en la que dejará de participar en el MME. Para el caso de los Grandes Usuarios y Distribuidores, la fecha especificada no podrá ser anterior a tres (3) meses contados a partir de haber presentado su comunicación, mientras que para el caso de los Generadores, la fecha especificada no podrá ser anterior a la estipulada en el Procedimiento Técnico referido a la Conclusión de Operación Comercial.

b) La baja del MME sólo procederá previa autorización del COES, quien antes de emitir la misma deberá verificar que no existan obligaciones pendientes de pago por parte del Participante, asociadas a las liquidaciones en el MME y al esquema de garantías. Si después de la baja del Participante, resultarán saldos a favor o en contra del mismo, se mantendrán sus responsabilidades de pago o derechos de cobro.

c) Cualquier Participante, que haya solicitado previamente su baja, y que desee volver a participar en el MME, podrá efectuar su solicitud pasado seis (6) meses, contados desde la fecha de su autorización de baja del MME.

10.3 Los Participantes serán excluidos del MME en los siguientes casos:

- a) Cuando pierdan su condición de Integrantes del COES.
- b) Cuando pierda la condición de Gran Usuario.
- c) Cuando incurra en la causal establecida en el literal c) del artículo 9.2.”

#### **Artículo 11.- Monitoreo del MME**

11.1 El COES efectuará la función de monitoreo del desempeño del mercado de acuerdo con el procedimiento que elabore y apruebe OSINERGMIN, para asegurar condiciones de competencia de acuerdo con lo señalado en el artículo 13 de la Ley. El COES comunicará a OSINERGMIN e INDECOPI los hallazgos encontrados y de ser necesario las acciones correctivas recomendadas.

11.2 El monitoreo del mercado se realiza considerando:

- a) La definición de indicadores de evaluación de condiciones de competencia del mercado.
- b) El análisis del comportamiento del mercado y de sus Participantes,
- c) Otros que establezca OSINERGMIN.

11.3 El COES deberá disponer de un sistema de información que permita recolectar, administrar y procesar todos los datos requeridos para las funciones de monitoreo del MME, así como poner a disposición de los Participantes, a través de su portal de internet, toda la información correspondiente, para lo cual implementará el Procedimiento respectivo.

#### **DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL**

##### **“Única. - Transferencias de energía en caso se active el Mecanismo de Racionamiento para el abastecimiento de Gas Natural al mercado interno**

Durante el periodo en que se encuentre vigente el Mecanismo de Racionamiento para el abastecimiento de Gas Natural al mercado interno ante una declaratoria de Emergencia, el COES considerará la energía generada con el Gas Natural reasignado, como inyecciones de los generadores que cedieron el Gas Natural, repartiendo la energía generada con el Gas Natural reasignado, de manera proporcional al volumen de Gas Natural cedido por cada generador. Los generadores que cedieron gas pagarán a los que despacharon con gas reasignado, el costo del gas cedido al precio aplicado a estos últimos por el Productor, más los costos variables no combustibles”. (\*)

(\*) Disposición incluida por la [Cuarta Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 017-2018-EM](#), publicado el 23 julio 2018.