

RESOLUCIÓN NÚMERO 307-02

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista, señalando su conformación, funcionamiento y mecanismos de financiamiento.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que por medio de resolución 157-11 de fecha treinta de octubre del año dos mil por el Administrador del Mercado Mayorista, se emitió la Norma de Coordinación Comercial número 14, referente al Sistema de Medición Comercial, norma que fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE-76-2000 de fecha dos de noviembre del año dos mil.

CONSIDERANDO:

Que es necesario adecuar la Norma de Coordinación Comercial No. 14, para aclarar los requerimientos y obligaciones establecidos en la misma para cada uno de los agentes y grandes usuarios del Mercado Mayorista, lo cual ayudará a la gestión del Sistema de Medición Comercial por parte del Administrador del Mercado Mayorista.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los artículos 1, 2, 13, literal j), 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

EMITE:

La siguiente:

Norma de Coordinación Comercial No. 14

**(Título Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 656-02 del
Administrador del Mercado Mayorista)**

HABILITACIÓN COMERCIAL PARA OPERAR EN EL MERCADO MAYORISTA Y SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL

Artículo 1. (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Objetivo: La presente norma tiene por objetivo:

- (a) Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial que utilizará el Administrador del Mercado Mayorista para liquidar las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista de Guatemala.
- (b) Establecer los requisitos y procedimientos indispensables para que un Agente o Gran Usuario pueda realizar transacciones económicas en el Mercado Mayorista.
- (c) Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) que utilizará el Ente Operador Regional (EOR) para liquidar las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Artículo 2. CONTENIDO DE LA NORMA.

14.1 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Sistema de Medición Comercial. El Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) será utilizado por el Administrador del Mercado Mayorista y el Ente Operador Regional según corresponda, como base para la liquidación de las transacciones comerciales. Los distintos Participantes serán responsables de su instalación, operación y mantenimiento en cada punto de conexión según se detalla en el punto siguiente.

Debe instalarse los equipos de medición necesarios para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la Red Transmisión Regional (RTR), así como los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del MER. Estos equipos deberán ser habilitados cumpliendo con los requerimientos de la Regulación Regional y la normativa nacional vigente.

Las características técnicas de los equipos de medición del SIMECR, los procedimientos de lectura, auditoría, registro, pruebas, procesamiento de datos deberán seguir lo estipulado en la Regulación Regional y el Anexo A1 (Sistema de Medición Comercial Regional) del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

14.2 (Modificado por el Artículo 3 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Responsabilidad. Serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento de equipos de medición y comunicaciones para el Sistema de Medición Comercial en sus puntos de conexión con la RTR o con otros Participantes del Mercado Mayorista (MM):

- (a) Los Transportistas,
 - a.1) En sus conexiones con otros Transportistas (según convenio entre ellos);
 - a.2) En las conexiones internacionales.

- a.3) En las subestaciones del sistema de transmisión, en que exista una demanda de potencia y energía de consumos propios. Deberá existir equipo de medición para registrar dichos consumos.
 - a.4) En sus instalaciones cuando correspondan a nodos de la RTR, definidos por el EOR conforme la Regulación Regional.
- (b) Los Distribuidores,
- b.1) En sus conexiones con los Transportistas.
 - b.2) En sus conexiones con otros Distribuidores (según convenio entre ellos);
 - b.3) En las subestaciones del sistema de distribución, en que exista una demanda de potencia y energía de consumos propios, conectada a instalaciones del sistema de transmisión. Deberá existir equipo de medición para registrar dichos consumos.
 - b.4) En sus conexiones con nodos de la Red de Transmisión Regional.

Para los incisos a.3) y b.3) anteriores, deberá instalarse un medidor convencional de consumo de energía, de tipo electrónico o electromecánico (sin demandómetro), con indicador visual y sin memoria, para medir consumo de energía. Además, el transportista o distribuidor deberá informar en las planillas respectivas para la Programación de Largo Plazo, el monto de consumo propio mensual de energía de cada una de sus instalaciones, estimándolo con base al promedio de consumo propio y se liquidará en el Mercado de oportunidad de la energía en las transacciones económicas en el Mercado Mayorista en las horas respectivas. Asimismo, cada seis meses, enviará al Administrador del Mercado Mayorista las lecturas de consumo, para que se efectúe la revisión y los ajustes correspondientes. Cuando el consumo mensual registrado de energía de consumos propios de la instalación de transporte o distribución, exceda de 30,000 kWh, el transportista o distribuidor deberá instalar equipos de medición que cumplan con las especificaciones que se indican en los numerales **14.3** a **14.8** de esta norma

- (c) Los Participantes Productores
- c.1) En los puntos en que entregan energía y potencia eléctrica al Sistema de transmisión, nodos de la Red de Transmisión Regional, o a las redes de Distribución.
 - c.1.1) Deberán instalar medidores por cada unidad generadora conectada al Sistema Nacional Interconectado, o por cada unidad generadora que se pueda conectar al mismo a través de dispositivos de conexión temporal, tales como interruptores de potencia o seccionadores. Los medidores deben instalarse en el lado de menor tensión del transformador.
 - c.1.2) **(Adicionado por el Artículo 1 de la resolución No. 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los generadores con GHA, adicionalmente, deberán instalar medidores bidireccionales para registrar la producción del generador solar fotovoltaico o eólico, así como la producción y carga del sistema de almacenamiento en forma separada. La medición en el punto de entrega al Sistema se utilizará para la administración y liquidación de las transacciones comerciales del generador con GHA. Para el caso de los generadores con GHA cuya componente solar fotovoltaica o eólica y componente del sistema de almacenamiento se

conecten a un mismo inversor en la red de corriente directa, deberán instalar equipos de medición de energía en la red de corriente directa del generador con GHA para la componente solar fotovoltaica o eólica y para la componente de sistema de almacenamiento; los equipos de medición deberán cumplir, de manera equiparable, con los requisitos técnicos y procedimientos relativos a la medición comercial que establecen en la presente norma, en particular y sin ser limitativo, con lo relativo a la exactitud de la medición, la verificación de la medición, equipos de redundancia, registro de datos, almacenamiento de información, sincronización de medidores, comunicaciones, requisitos de instalación de equipos de medición, instalación y gestión de precintos, interrogación en sitio e interrogación remota; así como cumplir de manera equiparable, con los procedimientos que se establecen en la presente norma relativos a la inexactitud de registros, fallas de equipos o de comunicación, pruebas de laboratorio, habilitación comercial y de las verificaciones periódicas a los puntos de medición.

c.1.3) **(Adicionado por el Artículo 1 de la resolución No. 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los generadores que utilicen sistemas de almacenamiento para participar en la regulación primaria de frecuencia con el propósito de cumplir con su obligación de aportar la reserva correspondiente, deberán instalar medición independiente para el generador y para el sistema de almacenamiento. La medición del sistema de almacenamiento deberá ser bidireccional.

(d) Los Grandes Usuarios en sus conexiones con Transportistas, nodos de la Red de Transmisión Regional, o con Distribuidores. De acuerdo a la demanda de potencia de los Grandes Usuarios, la ubicación de los equipos de medición será:

d.1) Demandas de potencia de 100 a 500 kW. La medición podrá ser ubicada del lado de alta o baja tensión del banco de transformación. En el caso de instalar la medición del lado de baja tensión de la transformación, y el transformador sea propiedad del Gran Usuario, deberá compensarse las pérdidas a través del programa de aplicación y algoritmo disponible en el equipo de medición homologado por el Administrador del Mercado Mayorista con las observaciones que se consideren oportunas. Si el banco de transformadores es propiedad del distribuidor no se compensarán las pérdidas a través del equipo de medición.

d.2) Demandas de potencia superiores a 500 kW. La medición deberá instalarse en el lado primario de alta de la transformación.

14.2 bis (Agregado por el Artículo 5 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Aprobación de ubicación del punto de medición.

La ubicación de los puntos de medición, ya sea los descritos en los incisos anteriores o de alguno que no esté contemplado dentro de los mismos, se debe pactar entre el interesado y el Transportista o Distribuidor responsable de la operación del sistema, debiendo en todo caso darse cumplimiento a todos los requisitos establecidos en esta norma.

14.2 tris. (Agregado por el Artículo 6 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Participantes Conectados. Los participantes vinculados a un punto de conexión se denominarán Participantes Conectados.

14.3 (Modificado por el Artículo 7 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Magnitudes a registrar y almacenar en Memoria. Deberán registrarse las siguientes magnitudes:

- (a) Registro acumulado de energía activa y reactiva entregada y/o recibida
- (b) potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida
- (c) Potencia activa entregada y/o recibida instantánea,
- (d) factor de potencia instantáneo,
- (e) Voltaje instantáneo en fases

Se deberán almacenar las siguientes magnitudes:

- (a) Energía activa entregada y/o Recibida para el período de integración
- (b) Energía reactiva entregada y/o Recibida para el período de integración
- (c) Potencia activa máxima entregada y/o Recibida para el período de integración.

14.4 (Modificado por el Artículo 8 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Clase de exactitud y número de elementos. La clase de exactitud de los elementos de medida será:

- (a) Transformadores de Medida: Cumplir con las Normas IEC 185, 186, 044-1 ó ANSI/IEEE C57.13.
- (b) Puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores, y Grandes Usuarios en tensiones mayores de 69 kV

| | IEC 185/186/044-1 | | ANSI/IEEE C57.13 | |
|----|---------------------|----------------|---------------------|----------------|
| | Clase Exactitud (%) | Carga (Burden) | Clase Exactitud (%) | Carga (Burden) |
| PT | 0.2 | 100 VA | 0.3 | 75 VA |
| CT | 0.2 | 50 VA | 0.3 | 45 VA |

- (c) Puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios para tensiones iguales o menores a 69 kV.

| ANSI/IEEE C57.13 | | |
|---------------------------|---------------------|----------------|
| | Clase Exactitud (%) | Carga (Burden) |
| Entre 69 y 13.8 kV | | |
| PT | 0.3 | 75 VA |
| CT | 0.3 | 22.5 VA |
| 13.8 kV | | |
| PT | 0.3 | 75 VA |
| CT | 0.3 | 12.5 VA |

- (d) Medidores: Todo Participante Generador, Transportista, Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario del MM, en todo nivel de voltaje, deberá cumplir con las Normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12.20 en lo que respecta a

Medidores, tomando en cuenta que la clase de exactitud deberá ser 0.2% y el número de elementos deberá ser tres (3).

14.4 bis. (Agregado por el Artículo 9 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Adecuación de Equipos de Medición. Toda persona individual o jurídica que tenga registrados en el Administrador del Mercado Mayorista equipos de medición, será el responsable de adecuar los equipos de medición en cada punto de consumo o generación de acuerdo a los requerimientos de la presente NCC.

14.4 tris. (Agregado por el Artículo 10 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Verificación de equipos de medición. Previo a la habilitación comercial para participar en el Mercado Mayorista, el Administrador del Mercado Mayorista realizará una verificación de todo el equipo de medición instalado por los nuevos participantes o por quienes tengan cambio de punto de suministro, a efectos de autorizar su incorporación.

El Administrador del Mercado Mayorista pondrá a disposición de los participantes del Mercado Mayorista, un listado de equipos de medición que reúnen las condiciones para su instalación en el Sistema de Medición Comercial. Todo participante que desee adquirir un equipo de medición que no esté incluido en este listado deberá contar con la aprobación del Administrador del Mercado Mayorista.

14.5 (Modificado por el Artículo 11 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos de los transformadores de medida. Cada punto de medición deberá contar con los correspondientes transformadores de corriente y transformadores de tensión, con devanados para el uso del Sistema de Medición Comercial independientes de aquellos utilizados para las protecciones.

14.6 (Modificado por el Artículo 12 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos de los medidores de energía. Cada punto de medición, deberá contar con dos (2) medidores de energía independientes: uno oficial y otro de respaldo siendo el responsable el Participante establecido en el numeral 14.2 de esta norma. Para puntos de medición con una demanda menor o igual a 500 kVA, no es obligatoria la instalación del medidor de respaldo, pero en caso que se instale, podrá estar conectado al mismo juego de transformadores de medida.

En puntos con flujo de potencia en ambos sentidos deberán instalarse medidores para registrar el flujo en ambos sentidos, a requerimiento del Administrador del Mercado Mayorista, siendo obligatorio el medidor de respaldo.

14.7 (Modificado por el Artículo 13 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Registro de datos. Los pulsos generados por los medidores de energía podrán ser almacenados en los mismos aparatos o bien ser transmitidos a registradores independientes que recolecten la información de distintos medidores ubicados en el mismo emplazamiento. En ambos casos los pulsos deberán ser almacenados en canales independientes para cada magnitud a registrar, en períodos ajustables entre 15 y 60 minutos.

Los registradores deberán contar con memoria no volátil que permita almacenar la información de los últimos treinta y siete (37) días como mínimo, para bidireccionales considerando la utilización de seis (6) canales y con capacidad

de integración de los registros cada 15 minutos, para unidireccionales considerando la utilización de tres (3) canales y con capacidad de integración de los registros cada 15 minutos. Deberán tener batería incorporada para mantener los datos almacenados en memoria por lo menos durante siete (7) días ante la falla de la alimentación auxiliar.

14.7 bis. (Modificado por el Artículo 14 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Sincronización de los Medidores.

Cada participante será responsable de sincronizar el reloj del medidor o medidores de su propiedad de acuerdo al patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión, tal como GPS o similar que determine el Administrador del Mercado Mayorista. La sincronización se deberá realizar cuando detecte que el reloj del medidor esté desfasado mas o menos un (1) minuto con respecto al patrón. El Administrador del Mercado Mayorista podrá verificar la sincronización de los medidores cada tres (3) meses.

14.8 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Comunicaciones.

Cada medidor o registrador oficial deberá contar obligatoriamente con un medio de comunicación vía Internet (enlace IP) disponible en todo momento, para poder efectuar remotamente desde el AMM la lectura de memoria de acuerdo a los plazos establecidos en la Regulación Regional y Nacional según corresponda. Deberá tener además la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable, interfaz óptica o cualquier otra herramienta inalámbrica, de tal forma que se pueda colectar la información del medidor oficial y el de respaldo sin cortar precintos.

El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación deberán ser compatibles con los que disponga el Administrador del Mercado Mayorista. De lo contrario el Participante responsable deberá proveer al Administrador del Mercado Mayorista los equipos y la programación necesarios para que el punto de medición pueda ser interrogado desde las instalaciones del Administrador del Mercado Mayorista.

14.9 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos de instalación.

El o los medidores correspondientes a los puntos de medición deberán cumplir los siguientes requisitos:

- (a) Deberán instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.
- (b) Los gabinetes deberán tener grado de protección mecánica no inferior a la norma IEC IP40 o equivalente, para instalación interior, ó IEC IP54 o equivalente, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una placa de identificación del punto de medición la cual será proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista.
- (c) Cada punto de medición deberá contar con una bornera de verificación precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso.
- (d) Todos los componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta los medidores, deberán contar con

- borneras con tapa precintable, de manera de impedir todo acceso a los bornes.
- (e) Los cables correspondientes a los circuitos de tensión deberán seleccionarse de manera que la caída de tensión en ellos sea inferior a 0.2%.
 - (f) El punto neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cables y toda parte metálica accesible de los gabinetes y equipos no deberán provocar peligro, entendiéndose tensiones de contacto peligrosas para el personal.
 - (g) Para instalaciones de equipos de medición en subestaciones, el o los medidores deberán estar ubicados en el perímetro de la subestación y cumplir con lo establecido en el numeral **14.9** incisos a) al f).
 - (h) Para Grandes Usuarios, el equipo de medida deberá estar accesible, es decir que podrá ser alcanzado para su lectura, operación, reposición, inspección o verificación con instrumentos para tal uso, sin que sea necesario quitar obstáculos.
 - (i) La caja socket a instalar para el medidor principal no deberá tener sistema de baipás (sistema que se utiliza para cortocircuitar los transformadores de corriente cuando se retira el medidor), y en aquellos casos en que se verifique la existencia de dicho sistema de baipás, este deberá ser retirado. En caso no se retire dicho sistema, esta situación será considerada como un incumplimiento a la normativa vigente.

14.10 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 2316-04 del Administrador del Mercado Mayorista) Registro de transacciones. Los medidores y registradores serán interrogados en forma automática desde el Administrador del Mercado Mayorista diariamente. Si esa operación no fuera posible por fallas en el vínculo de comunicaciones o en el aparato, el Administrador del Mercado Mayorista informará a los representantes del Participante del Mercado Mayorista, acreditados en la Planilla 1.8 de la NCO-1 y dará un plazo de dos (2) días calendario a partir de que se le haya informado para que ingrese la información de la medición al sistema Direct@MM, y para que envíe el archivo fuente del equipo de medición a la dirección de correo electrónico medicion@amm.org.gt. El sistema Direct@MM es el medio oficial para el ingreso de lecturas de medición comercial y para remitir al AMM la información de los medidores cuando los puntos de medición no puedan ser interrogados remotamente, sin embargo si éste medio no funcionara, se podrá enviar la información al correo electrónico indicado. Vencido el plazo de los dos (2) días calendario para ingresar los registros de medición al Direct@mm, el AMM realizará estimaciones de los datos de medición faltantes. Para los puntos de consumo el AMM estimará las mediciones incrementando un diez por ciento (10%) a los registros de medición del mes anterior; para los puntos de generación el AMM estimará las mediciones descontando un cinco por ciento (5%) a los datos registrados en el Centro de Despacho de Carga –CDC- del mes correspondiente.

El AMM informará al EOR los registros de medición en tiempo y forma de acuerdo a la Regulación Regional. De ser requerido, el AMM asignará la medición a cada oferta programada en el Predespacho Regional, en forma proporcional.

El AMM informará al EOR los registros de medición disponibles para la asignación de los cargos regionales en las fechas establecidas en la Regulación Regional. Los ajustes que puedan derivarse por los cambios en los registros de medición de los Participantes del MM, serán informados al EOR dentro de los registros de medición que se remitan en los meses siguientes.

Con los cálculos de medición para la asignación de los cargos regionales el AMM podrá realizar traslados de medición de Grandes Usuarios que se hayan cambiado de suministrador, los cuales serán informados al EOR dentro de los registros de medición que se remitan en los meses siguientes, en el entendido que el monto de los cargos regionales que usa el EOR de un mes al siguiente, podrían variar. Estas asignaciones de energía serán exclusivamente para fines de cargos regionales y no para las transacciones dentro del Mercado Mayorista Nacional.

Cuando ocurran eventos que afecten a los equipos de medición del SIMECR instalados en los nodos de enlace de Guatemala con otros países miembros del MER, el participante responsable deberá ingresar la información de la medición a través del Direct@mm a más tardar 24 horas contadas a partir del momento en que se le informó de dicho fallo, para que sea posible cumplir con los plazos establecidos en la Regulación Regional.

Para el registro de transacciones se usarán prioritariamente los datos almacenados en el medidor oficial de cada punto. Si se observara alguna inconsistencia en los datos de la lectura, se usarán los datos registrados por el medidor de respaldo, cuando existiera, de no contarse con él, se seguirá el procedimiento que establece el numeral **14.10 tris** de la presente norma. Las causas de la inconsistencia en los datos a que se hace referencia, pueden ser:

- (a) Datos erróneos,
- (b) Falta de datos,
- (c) Falta de sincronismo
- (d) Falla del medidor.

14.10 bis. (Agregado por el Artículo 18 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Inexactitud de los registros.

Cuando esté instalado un medidor oficial y uno de respaldo y no fuera posible distinguir cuál de los dos medidores arroja resultados inexactos, o si ambos lo hicieran, o si se registrara alguna causa de inconsistencia en los datos descrita en el inciso anterior, se realizará una verificación “in situ” a cargo del Participante Responsable. Para el caso de Participantes conectados a redes de distribución, previo a realizar la verificación “in situ” podrá utilizarse la información del medidor colocado por el distribuidor. Los datos para la liquidación serán determinados mediante el procedimiento establecido en el numeral **14.10 tris** de la presente NCC.

14.10 tris (Agregado por el Artículo 19 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Falla en los Equipos de Medición.

En el caso que ocurra una falla en algún equipo de medición propiedad de algún participante consumidor del Mercado Mayorista, y que la información no se pueda obtener de medidores de respaldo, se procederá de la siguiente manera:

- (a) El participante deberá dar aviso inmediatamente de la falla al Administrador del Mercado Mayorista, proporcionando información general sobre la misma, indicando fecha y hora en que se produjo el evento.
- (b) Cuando el participante verifique el estado general de sus instalaciones, y declare que se pueden energizar sin problema, podrá solicitar la reconexión de las mismas.
- (c) Para instalaciones conectadas en el sistema de distribución, el Administrador del Mercado Mayorista requerirá que previo a autorizar la reconexión, haya acuerdo entre el participante y el distribuidor respecto a la estimación de la medición; en caso que en un plazo de doce horas después de la ocurrencia de la falla, no se logre acuerdo, se aplicará lo que establecen los incisos c.2) y d) de este numeral. Para instalaciones del sistema de transporte, previo a autorizar la reconexión, el Administrador del Mercado Mayorista, determinará la forma de obtener un estimado de la medición del participante, seleccionando entre las siguientes opciones:
 - c.1) Utilizar los datos de mediciones en otros puntos del sistema aledaños a las instalaciones del participante con los cuales sea viable estimar la medición, para ello el Administrador del Mercado Mayorista requerirá la participación del agente transportista involucrado en la operación del sistema y el participante.
 - c.2) Utilizar la estimación con base en la información histórica, calculada con el mes de máximo consumo de los últimos seis meses.
- (d) En el caso que se opte por la aplicación de estimaciones históricas de consumo, se notificará a los participantes involucrados que por un plazo que no exceda 120 días, los valores de energía que se apliquen para el Informe de Transacciones Económicas, se calcularán con el dato que resulte del promedio histórico, multiplicado por un factor igual a uno punto dos (1.2). En caso que al finalizar el plazo otorgado, el participante no haya solucionado la falta del equipo de medición, el cálculo de energía se hará multiplicando el promedio histórico por un factor de 2, y se informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como un incumplimiento.
- (e) El participante debe entregar al Administrador del Mercado Mayorista dentro de los siguientes cinco días hábiles después de ocurrida la falla un programa para la instalación del equipo de medición.

14.11 (Modificado por el Artículo 20 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Habilitación comercial para participar en el Mercado Mayorista. Se denomina Habilitación Comercial para participar en el Mercado Mayorista, al proceso mediante el cual un agente o gran usuario adquiere el derecho para inyectar o consumir energía y potencia en el Sistema Nacional Interconectado y realizar transacciones en el Mercado Mayorista. Un Agente o Gran Usuario queda habilitado comercialmente desde el momento en que el Administrador del Mercado Mayorista lo notifique.

Para que un participante pueda estar habilitado comercialmente para operar en el Mercado Mayorista, deberá presentar su solicitud y luego cumplir las siguientes etapas que aplique:

- (a) Cumplir requisitos de incorporación de participantes al Mercado Mayorista

- (b) Autorización para el uso de los equipos de medición y facultad de realizar pruebas.
- (c) Pruebas de potencia máxima o declaración de demanda.
- (d) Autorización para el acceso al sistema informático del Administrador del Mercado Mayorista.
- (e) Notificación de habilitación comercial para participar en el Mercado Mayorista.

14.12 (Modificado por el Artículo 7 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Verificaciones periódicas. El Administrador del Mercado Mayorista realizará a su costa, verificaciones periódicas a los medidores e instalaciones asociadas de los participantes del Mercado Mayorista, por lo menos una en un período de 365 días de acuerdo al ANEXO 14.1.

La verificación podrá ser efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista o por Empresas calificadas para tal efecto, las cuales serán autorizadas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. Si en el desarrollo de la prueba, se establece que alguna condición no es la óptima al momento de realizarla, la misma se deberá repetir en una fecha próxima. Las causas para que se re programe la prueba son: a) Que se detecte que existe una variación instantánea de carga arriba del 30%, dentro del tiempo promedio de un pulso (una vuelta en medidor electromecánico), el cual se estima en 30 segundos. b) Que se detecte que exista carga menor o igual al 10% de la corriente secundaria.

Si las verificaciones periódicas realizadas reportaran resultados que muestren inexactitud e imprecisión en la medición de energía, incumplimientos de los requisitos de instalación y precintos con cambio de numeración, manipulados, rotos o ausentes de algún participante del Mercado Mayorista, según sea el caso, se procederá de la siguiente manera:

- (a) Si la medición realizada con el medidor del participante excede el rango (-3% a +3%) respecto al resultado con el medidor patrón, se notificará al participante los resultados de la verificación y el Administrador del Mercado Mayorista coordinará el retiro del medidor para realizarle una prueba en laboratorio la cual se describe en el inciso 14.12 bis y dejar instalado un medidor que posea pruebas de laboratorio con fecha no mayor a 6 meses. El retiro del medidor se llevará a cabo en la presencia de un representante del Participante responsable, quien proporcionará el medidor de reemplazo que instalará en el punto de medición (de no asistir este representante se tomará como un incumplimiento y se remitirá a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica) y un notario representante del Administrador del Mercado Mayorista, quien tendrá a su cargo la custodia del medidor, debiéndolo empacar y precintar en presencia de los presentes para poderlo trasladar al laboratorio designado; el Administrador del Mercado Mayorista notificará al Transportista o Distribuidor responsable de la operación de la instalación, para que su representante pueda estar presente en el momento del retiro del medidor.
- (b) Si la inexactitud está contenida en el rango (-3% a +3%), pero excede el rango de precisión contenido en esta NCC-14 (-0.2% a +0.2%), el

Administrador del Mercado Mayorista, informará al Participante que puede optar por el envío del medidor a laboratorio, o solicitar una Verificación no Periódica, haciendo efectivo el pago de la verificación en un plazo de 10 días hábiles. Una vez se haga efectivo el pago de la verificación, el Administrador del Mercado Mayorista la programará y para dar validez a la verificación deberán asistir como mínimo, el representante responsable del punto de medición, la empresa verificadora y un notario representante del Administrador del Mercado Mayorista; el Administrador del Mercado Mayorista notificará al Transportista o Distribuidor responsable de la operación de la instalación, para que su representante pueda estar presente en el desarrollo de la prueba.

- (c) Si en la segunda verificación se reportan resultados que muestren inexactitud que excedan el rango de precisión contenido en esta norma (-0.2% a +0.2%), en dicha fecha se deberá retirar el medidor para realizarle una prueba en laboratorio la cual se describe en el inciso 14.12 bis y dejar instalado un medidor que posea pruebas de laboratorio con fecha no mayor a 6 meses. El retiro del medidor se llevará a cabo en la presencia de los representantes asistentes a esta verificación. El notario representante del Administrador del Mercado Mayorista, tendrá a su cargo la custodia del medidor, debiéndolo empacar y precintar en presencia de los representantes para poderlo trasladar al laboratorio designado.
- (d) En cualquiera de los casos descritos en los incisos a), b) y c) anteriores, el envío del medidor al laboratorio y la sustitución del mismo por uno certificado, deberá llevarse a cabo en un plazo no mayor a 6 semanas a partir de la fecha de la verificación que dio inicio al proceso, siendo el Participante responsable el obligado a proveer el nuevo medidor y a realizar la sustitución del equipo en el plazo indicado; durante dicho periodo se ajustará la energía conforme se establece en el numeral 14.12 tris. En caso transcurran las 6 semanas sin haber efectuado la sustitución del medidor en la forma indicada en los numerales a), b) y c), el AMM lo informará a la CNEE y se ajustará la energía medida desde la fecha de inicio del proceso de verificación, conforme lo establecido en el numeral 14.12 tris, y se continuará haciendo hasta que el Participante realice el cambio del medidor; si transcurren 4 meses y no se hubiera realizado el cambio de medidor, se adicionará a partir de dicho momento un valor de 0.20 al término "err" de la fórmula de ajuste de energía del 14.12 tris para el Participante conectado y el AMM lo informará a la CNEE. Vencido el plazo indicado de 6 semanas, sin que se haya informado al AMM de la ejecución de las correcciones con toda la documentación de respaldo y sin que se haya pagado la Verificación No Periódica necesaria para corroboración, el AMM enviará requerimiento de pago al Participante responsable para realizar los trabajos de corrección y verificación respectivos a través de terceros, dando un plazo de 5 días hábiles para hacer efectivo el pago. Luego de efectuado el pago, se enviará orden de trabajo a la empresa que realizará los trabajos de corrección y verificación. Si vencido el plazo de 5 días hábiles no es efectuado el pago, se informará del incumplimiento a la CNEE para que tome acciones que ameriten, a causa del incumplimiento. En caso se encuentren precintos con cambio de numeración, manipulados, rotos o ausentes, el AMM lo informará a la CNEE.

14.12 bis (Agregado por el Artículo 22 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Pruebas de Laboratorio para medidores:

Las pruebas se deberán realizar en laboratorios que el Administrador del Mercado Mayorista designe y se deberán hacer con la presencia de los representantes mencionados en el inciso anterior. Estas pruebas iniciaran al momento de desempacar el medidor, rompiendo precintos y seguidamente se le aplicará carga trifásica controlada con las siguientes magnitudes con su respectivo factor de potencia y compararlo con un equipo patrón con una clase de exactitud como máximo 0.05%:

- 1) Plena carga (2.5 Amperios) con factor de potencia = 1
- 2) Plena carga (2.5 Amperios) con factor de potencia = 0.5
- 3) Baja carga (0.25 Amperios) con factor de potencia = 1

Con cada una de esas pruebas se calculará el error de la medición:

$$err = \frac{Md - Mp}{Mp} * 100$$

Donde:

err = Porcentaje de error de medición.

Md = Medición del medidor.

Mp = Medición patrón.

Cuando alguna de las 3 pruebas de un resultado fuera del rango -0.2% a $+0.2\%$ se aplicará el ajuste de energía con el valor de error (err) calculada para esa prueba que se aleje mas del rango de la norma, de acuerdo a la fórmula establecida en el numeral **14.12 tris**, a partir del primer día del mes en que se hizo la verificación periódica, hasta que se corrija el problema de medición y adicionalmente, si la inexactitud fuera mayor de 3% se remitirá el caso a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su resolución definitiva.

14.12 tris. (Modificado por el Artículo 8 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Ajuste de Energía por Inexactitud de medidor. El ajuste se aplicará bajo los siguientes criterios:

- (a) Para participantes Productores, se ajustarán los valores de la energía medida, solo en el caso en que el medidor registre valores mayores que los registrados en el equipo patrón de verificación.
- (b) Para participantes Consumidores, se ajustarán los valores de energía medida, solo en el caso en que el medidor registre valores menores que los registrados en el equipo patrón de verificación.

La energía ajustada por el Administrador del Mercado Mayorista se calcula como:

$$E_c = em * \frac{FA}{1 + \left(\frac{err}{100}\right)}$$

Donde:

- E_c = Energía que se contabilizará en el medidor que haya registrado inexactitud e imprecisión en la medición para efectos de liquidación en el Mercado Mayorista.
- e_m = Energía medida por el medidor que fue objeto de la medición.
- err = Valor algebraico de porcentaje de error reportado por la empresa que realizó la verificación. Es el valor de error más alejado del rango establecido en esta NCC de las tres pruebas realizadas. En caso de tratarse de un ajuste de energía por fraude, el porcentaje de error es el porcentaje de energía consumida y no medida en el medidor oficial detectada por el AMM durante la comprobación del fraude.
- FA = Factor de ajuste. Para casos en que el error se encuentre fuera del rango (-5% al 5%), FA tendrá un valor de 0.5 para participantes productores y para participantes consumidores tendrá un valor de 2, para errores dentro del rango (-5% a 5%) el factor FA es igual a 1.

La energía ajustada será liquidada conforme el procedimiento establecido en el ANEXO 14.2.

- 14.13 (Modificado por el Artículo 9 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Verificaciones no periódicas.** La verificación del o los medidores instalados en un punto de conexión podrá solicitarse por escrito en cualquier momento por cualquier Participante del Mercado Mayorista al AMM, o bien el AMM a la persona individual o jurídica que tenga registrado en el AMM los equipos de medición a verificar, adjuntando un análisis detallado de las desviaciones observadas. El Administrador del Mercado Mayorista efectuará por lo menos una verificación no periódica anualmente en cada una de las instalaciones de Grandes Usuarios, conectados al sistema de transporte.

Para el caso del SIMECR el EOR y la CRIE podrán solicitar al AMM la verificación del o los medidores instalados en los nodos de enlace entre Guatemala y otros países miembros del MER, conforme los procedimientos establecidos en la Regulación Regional.

La verificación podrá ser efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista o por empresas calificadas para tal efecto y deberán ser autorizadas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. Su ejecución y la correspondiente recalibración serán pagados por el Participante responsable si el resultado no fuera satisfactorio. De lo contrario la verificación estará a cargo de la parte que lo haya solicitado.

La persona individual o jurídica que tenga registrado en el Administrador del Mercado Mayorista los equipos de medición a verificar, deberá facilitar el acceso a la misma, para proceder a la verificación del equipo.

- 14.14 (Modificado por el Artículo 25 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Reposición de precintos.** Toda intervención sobre las instalaciones del sistema de medición comercial deberá ser informada de inmediato al Administrador del Mercado Mayorista, el interesado deberá solicitar una verificación no periódica a sus costas. Con los resultados positivos de la verificación, el Administrador del Mercado Mayorista procederá a colocar precintos nuevos en los lugares donde hubieran sido retirados. Adicionalmente, los interesados podrán colocar sus propios precintos.

Esta operación será hecha en presencia de los participantes responsable y conectado y dará origen a un acta que será firmada por los presentes.

- 14.15 (Modificado por el Artículo 26 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Cumplimiento.** Todos los Participantes del Mercado Mayorista deberán cumplir todos los requerimientos de la presente NCC. No obstante, si se incumpliera con algún requerimiento, el Administrador del Mercado Mayorista podrá realizar trabajos en los equipos de medición de los Participantes a través de terceros, con cargo por adelantado al participante que incumpla y a la vez se le informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que tome acciones que ameriten, a causa del incumplimiento.

Todo punto de medición que desee registrarse en el Administrador del Mercado Mayorista deberá cumplir con la presente NCC, previo a ser tomado en cuenta para la liquidación del Mercado Mayorista.

- 14.16 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos para un Nuevo Agente o Gran Usuario.** Los requisitos para que un Nuevo Agente o Gran Usuario se incorpore al Mercado Mayorista son los siguientes:

- (a) Copia de la certificación de inscripción en el Registro del Ministerio de Energía y Minas, haciendo constar en la misma el requisito señalado en el Artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Esta certificación deberá estar actualizada a un plazo no mayor de seis meses de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente.
- (b) Acta notarial de Declaración Jurada, en la cual se compromete al pago del monto adeudado por su participación en el Mercado Mayorista, cuando finalice la misma, o por cambio de medidor por modificación de la relación comercial en el Mercado Mayorista. Así mismo deberá comprometerse a permitir el acceso de personal contratado por el Administrador del Mercado Mayorista para verificar el cambio o retiro del equipo de medición y los respectivos precintos.
- (c) Nota del Banco Liquidador en la que se haga constar la habilitación de una Línea de Crédito, de conformidad con lo establecido en la NCC-12, Procedimiento de Liquidación y Facturación.
- (d) Nota del banco liquidador en la que se haga constar la habilitación de una cuenta bancaria para la administración de los abonos y créditos que surjan de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista.
- (e) Identificación del número de la cuenta bancaria de la Línea de Crédito, abierta por el participante en el Banco Liquidador utilizado por el Administrador del Mercado Mayorista.
- (f) Planilla 1.8 de la Norma de Coordinación Operativa 1, con la información correspondiente a los datos generales del Agente o Gran Usuario y de los representantes del mismo ante el Administrador del Mercado Mayorista.
- (g) Acuerdo de conexión y servicio de transporte con todos y cada uno de los Transportistas y Distribuidores involucrados en el suministro, y, si aplica, resolución de autorización de acceso al Sistema de Transporte, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- (h) Copia legalizada de la escritura de constitución de la entidad, copia de la patente de comercio, y documentación de la representación legal.

- 14.17 (Modificado por el Artículo 10 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos para la operación en el Mercado Mayorista de nuevas instalaciones que se conectan al Sistema de**

Transporte del Mercado Mayorista. Los requisitos para la operación en el Mercado Mayorista de nuevas instalaciones que se conectan al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista son los siguientes:

- (a) Copia de la resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica según Artículo 49 Reglamento de la Ley General de Electricidad, donde se autoriza el uso y acceso al Sistema de Transporte.
- (b) Nota del participante en la que afirma que cuenta con los equipamientos necesarios para los sistemas de comunicaciones (voz operativa y datos del control supervisorio en tiempo real) que permitan satisfacer el envío de la información requerida. Adicionalmente, en el caso de participantes distribuidores y Grandes Usuarios conectados en Alta Tensión, deberán informar que cuentan con los equipos necesarios para participar en el Esquema de Desconexión Automática por baja frecuencia y en el Esquema de Desconexión Manual de Carga.
- (c) Nota de conexión en la que el Administrador del Mercado Mayorista hace constar que se verificó la adecuación de la telemetría recolectada por la Unidad Terminal Remota (RTU), entendiéndose como tal a cualquier dispositivo o colección de dispositivos que recolectan la telemetría necesaria para la operación en tiempo real y la entregan en el protocolo establecido en la Norma de Coordinación Operativa 2, Coordinación de la Operación en Tiempo Real.
- (d) Información correspondiente a la Norma de Coordinación Operativa 1, Base de Datos.
- (e) Informe por el cual se pueda determinar si los ajustes de sus equipos satisfacen los requerimientos de la Norma de Coordinación Operativa 3 Coordinación de Servicios Complementarios y Norma de Coordinación Operativa 4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio.
- (f) Programa definitivo de energización de las instalaciones, incluyendo el protocolo de maniobras y pruebas acordado con el transportista involucrado e información de los programas de pruebas de sus equipos que requiera llevar a cabo.
- (g) Programa de mantenimientos previsto.
- (h) Adicionalmente, para las instalaciones que formen parte de la RTR y las que se conecten a ella, se deberá cumplir con el Procedimiento para el Acceso a la RTR y las Normas de Diseño para las instalaciones de transporte conforme lo establecido en la Regulación Regional.

(Adicionado por el artículo 2 de la resolución 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que instalen sistemas de almacenamiento para convertirse en generadores con GHA deberán actualizar el cumplimiento de los requisitos indicados en el presente numeral, referente a la incorporación del sistema de almacenamiento. En este caso, el generador solar fotovoltaico o eólico deberá declarar que la instalación del sistema de almacenamiento tiene el propósito de operar como generador con GHA.

(Adicionado por el artículo 2 de la resolución 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Los generadores que instalen sistemas de almacenamiento para dar cumplimiento a la obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia, por medio de la Reserva Rodante Regulante, deberán actualizar el cumplimiento de los requisitos indicados en el presente numeral, referente a la incorporación del sistema de almacenamiento. En este caso, el generador deberá declarar que la instalación del sistema de almacenamiento tiene el propósito de cumplir con su obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia.

14.18 (Modificado por el artículo 3 de la resolución 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista. Los requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista, incluyendo instalaciones con sistemas de almacenamiento, que son adicionales a los del numeral **14.17** de esta norma, son:

- (a) Información correspondiente a la NCC-1, Coordinación del Despacho de Carga, que le permitan al Administrador del Mercado Mayorista incluirlas en los modelos de programación y análisis de sistemas eléctricos de potencia.
- (b) Información correspondiente a la Programación de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Diario. Dentro del programa de pruebas debe considerarse que mientras se estén realizando estas pruebas deberá contar con una reserva de potencia rodante equivalente a la potencia de prueba.
- (c) Las unidades generadoras comprometidas en contratos presentarán la declaración de la metodología de cálculo del costo variable de generación o la metodología de cálculo del precio de la energía y los componentes necesarios para que se pueda calcular el costo variable, mediante las planillas correspondientes, exceptuándose los casos en que corresponda al comprador declararlos.
- (d) Adicionalmente, para las instalaciones que se conecten a la RTR, se deberá cumplir con el Procedimiento para el Acceso a la RTR. Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente deberán cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los criterios que defina la Regulación Regional.
- (e) **(Adicionado por el artículo 4 de la resolución 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista)** Las centrales generadoras que utilicen inversores de corriente directa a corriente alterna, convertidores o sistemas basados en electrónica de potencia para la inyección de energía y potencia al SNI deberán parametrizar sus equipos de acuerdo con los requisitos y características operativas establecidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 3 para este tipo de centrales, con la finalidad de garantizar la seguridad del SNI, así como el de las instalaciones a conectar. Como requisito de habilitación y de acceso a la Capacidad de Transporte, el interesado deberá entregar previamente al AMM un informe técnico de parametrización de equipos, que refleje los ajustes finales efectuados para la puesta en servicio. El informe deberá cumplir con el formato establecido por el AMM.

14.19 (Modificado por el Artículo 12 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Requisitos adicionales. Además de los requisitos aplicables anteriormente citados, todo participante del Mercado Mayorista, que solicite la autorización para el uso de sus equipos de medición, deberá presentar al Administrador del Mercado Mayorista, la siguiente documentación del punto de medición, cumpliendo con las especificaciones de software y de formato que oportunamente indicará el Administrador del Mercado Mayorista:

- (a) Esquemas unifilar y trifilar, conformes a obra.
- (b) Para instalaciones nuevas protocolos de ensayos de rutina en fábrica de los transformadores de medida y del o los medidores, para instalaciones existentes, datos de placa de los equipos de acuerdo a la planilla que el Administrador del Mercado Mayorista entregará a todos los Participantes del Mercado Mayorista.
- (c) Cálculo de caída de tensión en los circuitos secundarios de tensión.
- (d) Carga (Burden) de los aparatos conectados en los circuitos secundarios de tensión y de corriente.
- (e) Cálculo de la corriente primaria prevista para los transformadores de medida, la cual no deberá ser inferior al 50 % de su valor nominal.
- (f) Esquema de medición alternativo para usar en casos de indisponibilidad de los medidores principal y de respaldo y/o de sus transformadores de medida.
- (g) Información en medio magnético o digital, conteniendo la programación del o los medidores (si fuera aplicable).
- (h) Dirección IP del enlace de Internet, disponible en todo momento, para interrogar al medidor desde el AMM.
- (i) Para transformadores de varias relaciones, enviar el diagrama de conexión de las relaciones disponibles y de la propuesta a utilizar

14.20 (Modificado por el Artículo 13 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Autorización para el Uso de los Equipos de Medición. Luego que un Participante del Mercado Mayorista haya cumplido a satisfacción del Administrador del Mercado Mayorista, con los requisitos que le corresponda, se procederá a la inspección previa a la autorización para el uso de los equipos de medición. Consecuentemente el Administrador del Mercado Mayorista efectuará una verificación "in situ" de acuerdo al ANEXO 14.1, con la presencia de representantes de los Participantes responsables y conectado, realizando las mediciones requeridas para verificar el cumplimiento de las presentes normas y de las prácticas prudentes e instalará precintos para autorizar dicha medición.

14.21 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Costo de la inspección para la autorización para el uso de los equipos de medición. El costo de la inspección para la autorización para el uso de los equipos de medición será pagado por el Participante responsable del punto de medición.

El tiempo que el Administrador del Mercado Mayorista tomará para realizar la verificación del punto de medición, no deberá exceder de 4 días hábiles a partir de la recepción del pago de la autorización para el uso de los equipos de medición. Una vez se cumplan con los requisitos establecidos en la presente NCC, que le correspondan, el Participante podrá realizar pruebas de sus equipos y proceder al cumplimiento de los requisitos para que se incluya en el cálculo de Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme. La energía generada o consumida en las pruebas se liquidará en el Mercado de Oportunidad de la energía.

14.22 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Procedimiento para la Primera Prueba de Potencia Máxima. Para que a un Generador se le efectúe la primer Prueba de Potencia Máxima, se seguirán los siguientes procedimientos según su tipo de participación en el Mercado Mayorista:

- (a) El Administrador del Mercado Mayorista certificará la adecuación de la telemetría provista por el Generador, así como los equipos de comunicación vinculando a éste con el Administrador del Mercado Mayorista.
- (b) El Generador procederá a realizar las pruebas de operación según el programa de pruebas al cual se refiere el numeral **14.17** inciso f) de la presente norma.
- (c) El Administrador del Mercado Mayorista, en coordinación con el participante, realizará las pruebas punto a punto, verificando el funcionamiento de los equipos de medición operativa y de comunicación. Si los resultados son satisfactorios, el Administrador del Mercado Mayorista emitirá una Nota de Integración de la Unidad Terminal Remota del Participante al Sistema Informático en Tiempo Real del Administrador del Mercado Mayorista (SITR).
- (d) El Participante, solicitará se efectúe la prueba de potencia máxima cuando haya finalizado las pruebas de sus equipos a satisfacción.
- (e) Si la prueba de potencia máxima es satisfactoria, el Administrador del Mercado Mayorista le notificará los valores establecidos de Potencia Máxima según los resultados de la prueba.

(Adicionado por el artículo 5 de la resolución 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Todo generador solar fotovoltaico o eólico que instale sistemas de almacenamiento para convertirse en generador con GHA deberán realizar una prueba de potencia máxima de acuerdo con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No 2.

14.23 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Declaración de demanda, aplicable a participantes consumidores de nuevo ingreso. El participante consumidor que ingresa por primera vez al Mercado Mayorista, declarará los valores de demanda máxima en las planillas provistas por el Administrador del Mercado Mayorista para el efecto, para que el Administrador del Mercado Mayorista calcule valores de Demanda Firme.

14.24 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Pruebas de Equipos para Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios Conectados en Alta Tensión. Los transportistas, distribuidores y grandes usuarios conectados en Alta Tensión deberán realizar las pruebas de operación de sus equipos, según el programa de pruebas al cual se refiere el numeral **14.17** inciso f), luego que el Administrador del Mercado Mayorista certifique la adecuación de la telemetría provista por el agente, así como los equipos de comunicación vinculando al participante con el Administrador del Mercado Mayorista.

14.25 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Autorización para el Acceso al Sistema Informático del Administrador del Mercado Mayorista. Todo participante que habiendo cumplido los requisitos que le correspondan, se le haya notificado el valor de su Oferta Firme, Oferta Firme Eficiente, o Demanda Firme y que requiera tener acceso al Sistema Informático del Administrador del Mercado Mayorista, para participar en el Mercado a Término o para presentar planillas de contratos o informaciones requeridas para la operación, solicitará la autorización al Administrador del Mercado Mayorista, siguiendo los siguientes pasos:

- (a) El interesado hará efectivo el pago de su Token (firma digital) el cual será entregado únicamente al representante legal o la persona delegada por éste. A partir de la entrega del Token el Administrador del Mercado Mayorista tendrá un día hábil para hacer las adecuaciones necesarias en sus sistemas informáticos, para que el nuevo Token pueda ser utilizado.
- (b) El Participante ingresará sus planillas de declaración de costos variables y de potencia disponible a través del Direct@mm.
- (c) El Participante podrá ingresar al sistema Direct@mm para ingresar las planillas de contrato correspondientes. El ingreso de planillas de contrato a través del Direct@mm y su vigencia está regulado en las Normas de Coordinación Comercial y en el Procedimiento Comercial respectivo, por lo que deben de tomarse en cuenta los plazos y condiciones allí estipulados.

14.26 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Notificación de Habilitación Comercial para participar en el Mercado Mayorista. Una vez se haya concluido con las etapas requeridas para la Habilitación Comercial de un Participante, el Administrador del Mercado Mayorista le notificará que está habilitado para operar en el Mercado Mayorista.

14.27 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Información para instalación de medición. Todo Gran Usuario con Representación que tenga registrado en el Administrador del Mercado Mayorista un Contrato de Comercialización, puede optar por participar directamente en el Mercado Mayorista, para lo cual deberá cumplir todos los requisitos aplicables, establecidos en la presente NCC.

Una vez cumplidos los requisitos, el Gran Usuario deberá informar la fecha en que desea sea instalada la medición, para lo cual no deberá consumir energía y potencia en sus instalaciones. Con esta información, el Administrador del Mercado Mayorista envía un requerimiento de pago para la autorización del medidor.

14.28 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Representación o Cambio de comercializador. Todo Gran Usuario que declare al Administrador del Mercado Mayorista tener un contrato de Comercialización con un comercializador o que recibiendo suministro de un comercializador, opte por cambiar su suministro por otro comercializador, deberá cumplir con lo siguiente:

- (a) Certificación de inscripción en el Registro del MEM, haciendo constar en la misma el requisito señalado en el artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Esta certificación deberá estar actualizada de acuerdo al Acuerdo Gubernativo vigente sobre la Inscripción de Agentes y Grandes Usuarios ante el MEM.
- (b) Declaración del contrato de Comercialización entre el Gran Usuario y el comercializador.
- (c) Fianza, depósito o acuerdo para el pago del monto que se adeude al suministrador con el que finalizará relación comercial.
- (d) Si aplica, resolución de autorización de acceso al Sistema de Transporte, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- (e) El Comercializador deberá ajustar sus contratos para respaldar la Demanda Firme del gran usuario durante el plazo establecido en las NCC.

Una vez cumplidos los requisitos, el Comercializador que represente comercialmente al Gran Usuario, o el Gran Usuario, en caso sea propietario del equipo de medición, deberá informar la fecha en que desea sea instalada la medición, para lo cual no deberá consumir energía y potencia en sus instalaciones. Con esta información, el Administrador del Mercado Mayorista envía un requerimiento de pago para la autorización del medidor.

14.29 (Eliminado por el Artículo 1 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.30 (Eliminado por el Artículo 2 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.31 (Eliminado por el Artículo 3 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.32 (Eliminado por el Artículo 4 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.33 (Eliminado por el Artículo 5 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.34 (Agregado por el Artículo 27 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Fiscalización de los equipos de medición. Tendrán acceso a las lecturas de los medidores conectados a las redes de transporte o distribución: el Administrador del Mercado Mayorista, el Participante responsable, el Participante conectado y el suministrador si fuere el caso.

14.35 (Eliminado por el Artículo 6 de la Resolución No. 2752-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

14.36 (Agregado por el Artículo 28 de la resolución No. 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIONES TRANSITORIAS

14.36.1 **Adecuación a la normativa.** Todo punto de medición que se haya registrado en el Administrador del Mercado Mayorista antes de la fecha de entrada en vigor de la presente NCC y que cuente con un sistema de medición de 2 ½ elementos, podrá seguir operando con el mismo hasta el momento que se tenga que efectuar un reemplazo de los transformadores de medición oficiales existentes (CT's ó PT's), fecha en que se deberá convertir a 3 elementos.

14.36.2 **Plazo de adecuación.** Los participantes del Mercado Mayorista con instalaciones operando en el Mercado Mayorista, a la fecha de publicación de la presente NCC, tendrán un plazo de 9 meses, para cumplir con lo que establece el numeral **14.2** de la presente NCC, dentro de ese plazo, para los participantes que no cuenten con los equipos de medición requeridos, no se aplicará lo establecido en dichos numerales.

14.36.3 **Participantes Habilitados.** Los Participantes que a la fecha de publicación de esta NCC estén habilitados en el Mercado Mayorista, así como los que demuestren que para dicha fecha, contaban con el acuerdo ministerial del MEM, publicado en el diario de Centroamérica, en que se autoriza la instalación de la central generadora, o contaban con la autorización de conexión de Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el acceso al sistema de transporte según la Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT), en un plazo de 60 meses, contados desde la fecha de publicación de esta norma, se les permitirá reportar en sus medidores una exactitud de (-0.5% a +0.5%). Cuando se deba realizar verificaciones periódicas, se requerirá que el medidor no exceda de dichos valores el grado de su error.

14.36.4 **Información de contratos de comercialización.** Se establece un plazo de seis meses a partir de la vigencia de esta norma, para que todo Gran Usuario con representación que a la fecha de publicación de esta norma forme parte de la curva de demanda de un comercializador, cumpla con todos los requisitos que establecen los numerales **14.16**, **14.23** y **14.28** de esta norma y presente en forma conjunta con el comercializador el contrato de comercialización, a través de la planilla respectiva.

Se establece un plazo de seis meses a partir de la vigencia de esta norma, para que todo Generador que a la fecha de publicación de esta norma sea representado por un comercializador, cumpla con todos los requisitos que establece el artículo **14.16** de esta norma y presente en forma conjunta con el comercializador el contrato de comercialización, a través de la planilla respectiva.

14.36.5 **(Adicionado por el Artículo 14 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista) Plazo de adecuación.** Los participantes del Mercado Mayorista con instalaciones operando en el Mercado Mayorista, a la fecha de publicación de la presente modificación normativa, tendrán un plazo de 36 meses a partir de la aplicación del "Procedimiento de Detalle Complementario al RMER", para cumplir con lo que establece el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial y tendrán un plazo de 6 meses a partir de la aplicación del "Procedimiento de Detalle Complementario al RMER", para cumplir con lo que establece el numeral 14.8 de la presente Norma de Coordinación Comercial, adecuando sus equipos de medición a los requerimientos de la Regulación Regional y de la presente Norma de Coordinación Comercial. Los participantes responsables de realizar las

adecuaciones para lo establecido en el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial, deberán informar al AMM cada 6 meses de los avances de los trabajos, con la finalidad de que el AMM informe al EOR.

En el caso que el EOR defina nuevos nodos del sistema de transmisión como pertenecientes a la RTR, los participantes responsables indicados en el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial, tendrán el plazo establecido por el EOR para la adecuación de sus equipos de medición conforme la Regulación Regional.

ANEXO 14.1

(Adicionado por el Artículo 15 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista)

VERIFICACIONES PERIODICAS A LOS PUNTOS DE MEDICION COMERCIAL DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA

A14.1.1 OBJETIVO:

El objetivo del presente procedimiento es establecer los lineamientos que el AMM tomará en cuenta para autorizar a las Empresas y las actividades a seguir por parte de las mismas en las inspecciones en campo de las verificaciones periódicas de los puntos de medición comercial del Mercado Mayorista.

A14.1.2 ALCANCE:

Este procedimiento será aplicado a todos los puntos oficiales de medición comercial del Mercado Mayorista de Guatemala.

A14.1.3 PROCESO PARA AUTORIZAR EMPRESAS PARA VERIFICAR PUNTOS DE MEDICIÓN COMERCIAL:

De acuerdo al apartado 14.12 de la NCC-14 las Empresas calificadas para realizar verificaciones periódicas a los puntos de medición comercial serán autorizadas por la Junta Directiva del AMM.

El tiempo de contratación de las Empresas calificadas será por un período de uno a tres años, pudiendo prorrogarse si Junta Directiva del AMM lo autoriza.

Las Empresas calificadas deberán comprobar su experiencia en la rama de medición de energía eléctrica.

Las Empresas calificadas y sus empleados no deberán estar vinculados con las empresas responsables o dueñas de los equipos de medición.

A14.1.4 VERIFICACIONES PERIÓDICAS:

A14.1.4.1 El AMM informará anualmente a todos los Participantes del MM el nombre de las Empresas autorizadas y los empleados que podrán realizar verificaciones a los equipos de medición comercial del Mercado Mayorista, quienes deberán estar debidamente identificados al momento de realizar la verificación.

A14.1.4.2 En los casos en que el Participante del Mercado Mayorista que tenga registrado el punto de medición en el AMM y no sea el propietario de las instalaciones, deberá informar al propietario de las instalaciones el nombre de las empresas que han sido autorizadas o contratadas por el AMM, con el fin

de permitir el acceso al personal de dichas empresas para hacer las verificaciones periódicas.

- A14.1.4.3 El AMM podrá inspeccionar en campo los puntos oficiales de medición comercial del Mercado Mayorista sin previo aviso a los Responsables de dichos puntos.
- A14.1.4.5 Las Verificaciones Periódicas se realizaran como mínimo una vez cada año a cada punto oficial de medición comercial del Mercado Mayorista.

A14.1.5 EQUIPO MÍNIMO A UTILIZAR:

- A14.1.5.1 El patrón a utilizar deberá tener las siguientes características mínimas:
 - Error de patrón 0.05%
 - Período de calibración 1 año
 - Detector de revoluciones para la lectura automática de medidores electrónicos
 - Medidas de potencia activa, reactiva, aparente y sus respectivas energías
 - Medidas de error
 - Presentación de diagrama vectorial de la situación de la instalación
 - Impresión gráfica en Pantalla
 - Medida de Factor de Potencia, corriente, tensión, desbalance y frecuencia
- A14.1.5.2 Multímetro
- A14.1.5.3 Amperímetro de gancho para baja tensión y media tensión.
- A14.1.5.4 Cables con terminales y herramientas para realizar conexiones
- A14.1.5.5 Precintos
- A14.1.5.6 GPS

A14.1.6 INSPECCIÓN EN CAMPO:

- A14.1.6.1 Una vez ubicados en la dirección proporcionada por el AMM, se solicitará la presencia del representante de la entidad que tenga registrados en el AMM los equipos de medición a verificar, y se corroborará e identificará el punto de medición a inspeccionar.
- A14.1.6.2 En la Inspección de campo se realizarán las siguientes acciones:
- A14.1.6.3 Estado de las conexiones entre transformadores de medición y medidor
- A14.1.6.4 Características de los equipos, corroborando números de serie, marca, modelo, etc. (cuando la conexión lo permita, sin desenergizar la instalación).
- A14.1.6.5 Comprobación de que los precintos se encuentren en buen estado y que no hayan sido manipulados
- A14.1.6.6 Corroborar que toda la instalación cumpla con la Norma de Coordinación Comercial No. 14
- A14.1.6.7 Corroborar que el medidor se encuentre funcionando (marcando Consumo o Generación)
- A14.1.6.8 Realizar las medidas de tensión y corriente, para la correcta conexión del equipo patrón
- A14.1.6.9 Tomar lecturas primarias y secundarias para determinar la potencia instantánea
- A14.1.6.10 Verificación con equipo patrón
 - A14.1.6.10.1 Se deberá desplazar puentes de corriente en bornera de pruebas para instalar equipo patrón, el cual debe quedar en serie con el medidor existente sin interferir en el registro de consumos.
 - A14.1.6.10.2 Colocar las conexiones de voltaje del patrón en bornera de pruebas
 - A14.1.6.10.3 Corroborar las conexiones con la instalación de medición (verificándolo en el diagrama vectorial del equipo patrón)
 - A14.1.6.10.4 Cálculo teórico de los impulsos de acuerdo a los criterios establecidos o introducción de constante de verificación. La constante de un contador se expresa por la relación que existe entre la energía

registrada por el integrador y el número de revoluciones que da el disco. Es por tanto un dato característico de cada contador que fija el fabricante de acuerdo con las demás características constructivas.

- A14.1.6.10.5 Detección automática de pulsos o revoluciones
- A14.1.6.10.6 Verificación de la exactitud utilizando la carga instantánea del punto de medición (E%)
- A14.1.6.10.7 Repetir tres veces la prueba anterior
- A14.1.6.10.8 Comparar cálculos teóricos del inciso A14.1.6.10.4 con las pruebas A14.1.6.10.6 y A14.1.6.10.7.
- A14.1.6.10.9 Comparar las potencias registradas en el numeral A14.1.6.9 con los registrados en los incisos A14.1.6.10.4 y A14.1.6.10.7.
- A14.1.6.10.10 Medidas en el primario y secundario. Las mediciones han de ser simultáneas, ya que es posible que la carga no sea constante.
- A14.1.6.10.11 Comprobación de la relación de transformación de los transformadores de medición y su concordancia con las aplicadas para la constante liquidación
- A14.1.6.10.12 Toma de datos según formato establecido y toma de fotografías de todas las observaciones que sean oportunas.
- A14.1.6.10.13 Cierre de puentes de corriente
- A14.1.6.10.14 Comprobación a través del equipo que los puentes de corriente están cerrados y no hay corrientes remanentes.
- A14.1.6.10.15 Desconexión de equipo patrón
- A14.1.6.11 Precintado de los diferentes componentes del equipo de medición
- A14.1.6.12 Comprobación de la exactitud de la hora vía GPS, toma de fotografías, medidor y GPS para comprobar la exactitud de la hora del medidor

ANEXO 14.2

(Adicionado por el Artículo 16 de la resolución No. 1236-07 del Administrador del Mercado Mayorista)

PROCEDIMIENTO PARA ESTIMACION DE ENERGIA

A14.2.1 Alcance.

El presente Procedimiento Técnico establece los mecanismos para la Liquidación de los Consumos Propios de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 -NCC 14-, el mecanismo para la liquidación de la Demanda Interrumpible de conformidad a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC 1-, Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8- y Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3-, y la liquidación de los ajustes de energía por inexactitud de medidor y por fraude, de acuerdo con la NCC 14.

A14.2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA LIQUIDACIÓN DE CONSUMOS PROPIOS

A14.2.2.1 Objeto.

El objeto del presente capítulo es establecer la forma de determinar y liquidar en el Mercado Mayorista, los Consumos Propios de los Agentes Generadores en sus respectivas generadoras; también de los Transportistas y Distribuidores en las subestaciones de distribución y transmisión.

A14.2.2.2 (Modificado por el artículo 6 de la resolución No. 3139-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Puntos de Consumos Propios.

Se debe entender como puntos de consumos propios a aquellos donde exista demanda de los servicios propios de los Agentes Generadores, así como la demanda de los

servicios propios de las subestaciones de distribución y transmisión propiedad de los agentes Transportistas y Distribuidores.

Los generadores con GHA no están habilitados para retirar energía de la red de transmisión destinada a la carga de su sistema de almacenamiento. Como parte de la información a suministrar para la habilitación comercial de los generadores con GHA, se deberá entregar información relativa a consumos propios típicos de la central. Esta información deberá actualizarse como parte de la información a proporcionar para la Programación de Largo Plazo.

A14.2.2.3 Equipos de Medición para Consumos Propios.

Los equipos para medir los consumos propios deberán cumplir con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14.

A14.2.2.4 Periodicidad para la presentación de información.

Los consumos propios de los agentes Transportistas y Distribuidores que tengan una demanda mensual reportada que no exceda 30,000 kWh, deberán presentar en las planillas respectivas para la Programación de Largo Plazo, el monto de consumo propio mensual de energía de cada una de sus instalaciones donde exista consumo propio, estimándolo con base al promedio de consumo propio. Asimismo, antes del 3 de Mayo y el 3 de Noviembre de cada año, o dos (2) días hábiles posteriores a la finalización del primer mes y séptimo mes del año estacional respectivo, enviará al Administrador del Mercado Mayorista las lecturas de consumo, para que se efectúe la revisión y los ajustes correspondientes.

Los medidores de los consumos propios de los agentes Transportistas y Distribuidores que tengan una demanda reportada que exceda 30,000 kWh y de los Agentes Generadores, se interrogaran de acuerdo al inciso 14.10 de la Norma de Coordinación Comercial No. 14.

A14.2.2.5 Asignación de la estimación de los Consumos Propios.

Cada mes, de acuerdo a la estimación de los consumos propios presentada por los agentes Distribuidores y Transportistas, el AMM asignará la energía de dichos consumos proporcionalmente a cada hora de cada mes.

$$DCP_{imh} = \frac{ECP_{im}}{H_m}$$

Donde:

DCP_{imh} = Energía de Consumos Propios del Agente "i" para el mes "m" a la hora "h".

ECP_{im} = Estimación de la energía de Consumos Propios del Agente "i" para el mes "m".

H_m = Cantidad de horas del mes "m".

El AMM presentará la Energía de Consumos Propios en forma mensual en el Informe de Transacciones Económicas.

A14.2.2.6 Ajuste Semestral.

Cada seis (6) meses el AMM realizará ajustes a la energía de consumos propios, para compensar los consumos propios medidos y las proyecciones liquidadas. Estos ajustes se realizarán en los Informes de Transacciones Económicas correspondientes al mes de Mayo y Noviembre de cada año, o del primer mes y séptimo mes del año estacional respectivo.

El ajuste se realizará considerando en forma horaria la medición comercial o lecturas de energía de consumo propio durante los seis meses previos a dicho ajuste y la Estimación

de Energía de Consumos Propios utilizada para la liquidación durante los seis meses previos a dicho ajuste.

$$ACP_{is} = MCP_{is} - ECP_{is}$$

Donde:

ACP_{is} = Ajuste horario de la energía de Consumos Propios del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

MCP_{is} = Medición comercial horaria o consumo de energía horario del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

ECP_{is} = Estimación horaria de Consumos Propios del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

El AMM calculará el Ajuste Acumulado para los seis meses anteriores al mes de ajuste.

De determinarse en el ajuste semestral que las demandas reportadas mensualmente excede los 30,000 kWh indicados anteriormente, deberán realizarse las adecuaciones respectivas a los medidores para poderse considerar como corresponda a partir del siguiente mes.

A14.2.2.7 Liquidación de los Consumos Propios.

El AMM liquidará mensualmente la energía de los consumos propios de los Distribuidores y Transportistas en forma horaria, y al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VCP_{imh} = DCP_{imh} * POE_h * \overline{FPNEpd}_h$$

Donde:

VCP_{imh} = Valorización de la energía de Consumo Propio del Agente "i" para el mes "m" a la hora "h".

POE_h = Precio de oportunidad de la Energía a la hora "h"

\overline{FPNEpd}_h = Factor de Perdida Nodal de Energía Horario Promedio de la Demanda a la hora "h".

El AMM liquidará mensualmente la energía de los consumos propios de los Generadores en forma horaria al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VCP_{imh} = CP_{imh} * POE_h * \overline{FPNEpd}_h$$

Donde:

CP_{imh} = Medición comercial o Lecturas de energía de consumo respectivas del Agente Generador "i" para el mes "m" a la hora "h".

A14.2.2.8 Liquidación de los Ajustes Acumulados.

El AMM liquidará semestralmente la energía de los Ajustes Acumulados de los Distribuidores y Transportistas en forma horaria, y al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VACP_{is} = ACP_{is} * POE_s * \overline{FPNEpd}_s$$

Donde:

$VACP_{is}$ = Ajuste horario de la energía de Consumos Propios del Agente “i” para el semestre “s” anterior al mes de ajuste.

POE_s = Precio de oportunidad de la Energía correspondiente al ajuste de energía para el semestre “s” anterior al mes de ajuste.

\overline{FPNEpd}_s = Factor de Perdida Nodal de Energía Horario Promedio de la Demanda correspondiente al ajuste de energía para el semestre “s” anterior al mes de ajuste.

El AMM calculará la valorización del Ajuste Acumulado para los seis meses anteriores al mes de ajuste.

Si la valorización del Ajuste Acumulado es mayor a cero, dicho resultado se suma a la valorización de la energía estimada en el mes del ajuste.

Si la valorización del Ajuste Acumulado es menor a cero, dicho resultado se descuenta de la valorización de la energía estimada para el mes del ajuste. Si habiendo aplicado el descuento, la energía del mes resulta en una cantidad negativa, esta se hará cero para el mes a liquidar, y el valor absoluto de dicho resultado se descontará de la valorización de energía estimada del mes siguiente, y así sucesivamente hasta que la diferencia sea mayor o igual a cero (0).

A14.2.2.9 Presentación de Resultados.

El AMM incluirá los cargos por los Consumos Propios y los Ajustes de los Agentes Distribuidores y Transportistas en el Informe de Transacciones Económicas correspondiente al mes liquidado. También incluirá los cargos por los Consumos Propios de los Generadores.

A14.2.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INTERRUMPIDA Y LIQUIDACION DE LA DEMANDA INTERRUMPIBLE

A14.2.3.1 Objeto y Base Legal.

El objeto del presente procedimiento es establecer la forma de estimar la Energía Interrumpida a considerar dentro del cálculo del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible. También el establecer la información a utilizar dentro del cálculo y la liquidación de la misma para tomarla en cuenta en el Informe de Transacciones Económicas.

Para tener la posibilidad de prestar el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, el Gran Usuario debe cumplir con los requisitos establecidos en el Norma de Coordinación Comercial No. 1, numeral 1.2.3.3; Norma de Coordinación Comercial No. 8, numeral 8.2.5; Norma de Coordinación Operativa No. 3, numeral 3.3.3; también con la demás normativa aplicable, así como con los requisitos establecidos en el presente Procedimiento.

A14.2.3.2 Requisitos Comerciales.

Adicional a los requisitos del “Procedimiento Técnico de Habilitación para la Prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible”, el interesado deberá indicar:

- a. Los bloques de desconexión de carga de la potencia que ofrece interrumpir de acuerdo a la Estacionalidad y Patrones de Consumo del Gran Usuario.
- b. Tiempos de aviso previo requerido para interrumpir su demanda, el cual no podrá ser inferior a 30 minutos, ni mayor a una hora.
- c. Períodos de tiempo que dura la condición de interrumpibilidad declarada, la cual no podrá ser inferior a un Año Estacional.
- d. Estacionalidad y patrones de Consumo de Energía en las planillas respectivas.

A14.2.3.3 Información a utilizar.

El Administrador del Mercado Mayorista, para calcular la estimación de Energía Interrumpida para un bloque de Demanda Interrumpible de un Gran Usuario dado tomará en consideración la siguiente información:

- a) Estacionalidad y patrones de Consumo de acuerdo a lo informado en las planillas respectivas.
- b) Los valores de Demanda del Gran Usuario cuando el Centro de Despacho de Carga requirió la desconexión y la reconexión.
- c) Las órdenes operativas emitidas por el AMM.

A14.2.3.4 Verificación de la Información.

El AMM verificará que se hayan cumplido con presentar la información indicada en el apartado A14.2.3.2.

También se verificara que el Gran Usuario haya cumplido a cabalidad con las órdenes operativas emitidas por el AMM al momento de la prestación de dicho Servicio, incluyendo la desconexión y reconexión del bloque respectivo, lo cual será requisito para remunerar el Servicio.

También se verificará que los valores de Demanda del Gran Usuario cuando el CDC requirió la desconexión sean similares a las informadas en el inciso a) del apartado A14.2.3.3. De determinarse que dicha demanda excede el rango de -10%, el AMM considerará que el Gran Usuario no estuvo en condiciones de prestar el servicio y habrá incumplido con el compromiso de entrega de este Servicio Complementario.

El AMM también verificará que el Gran Usuario haya ejecutado la orden de desconexión de carga o de reconexión del bloque respectivo de acuerdo a lo solicitado por el AMM dentro de los siguientes 30 minutos indicados en el apartado A14.2.3.2, inciso b) del presente Procedimiento. De no cumplirse esta condición, el Gran Usuario habrá incumplido con el compromiso de entrega de este Servicio Complementario.

A14.2.3.5 Estimación de Energía Interrumpida.

Para cada hora del período en que se solicitó al Gran Usuario prestar el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, el Administrador del Mercado Mayorista determinará la estimación de la energía interrumpida como el mínimo entre el promedio de los consumos registrados en la hora anterior y posterior a la hora del evento, descontando la energía registrada en los intervalos de la hora en que se dio la desconexión, y el bloque de desconexión de carga del inciso a) del apartado A14.2.3.2.

$$E_{hi} = \min \left\{ \left(\frac{E_{h-1} + E_{k+1}}{2} \right) - ER_{hi}, BDC_{hi} \right\}$$

Donde:

- E_{hi} = Energía no suministrada estimada a la hora “h” para el Gran Usuario “i”.
- E_{h-1} = Energía registrada por el SMEC en la hora inmediata anterior a la hora inicial del evento.
- E_{k-1} = Energía registrada por el SMEC en la hora inmediata posterior a la hora final en que el AMM emitió la orden de reconexión.
- ER_{hi} = Energía registrada por el SMEC en la hora “h” por el Gran Usuario “i”.
- BDC_{hi} = Bloque de Desconexión de Carga informado por el Gran Usuario “i” para la hora “i” de acuerdo al inciso a) del apartado A14.2.2.9 del presente Procedimiento.

A14.2.3.6 Cálculo de la Remuneración de la Demanda Interrumpible.

La remuneración que recibirá cada Gran Usuario por prestar el servicio de Demanda Interrumpible se calcula como el producto de la Energía no suministrada estimada y el precio declarado por el Gran Usuario, remuneración calculada para cada hora en que fue necesario el Servicio Complementario durante el mes respectivo.

$$RPDI_{hi} = PBD_{hi} * E_{hi}$$

Donde:

- $RPDI_{hi}$ = Remuneración por Demanda Interrumpible a la hora “h” del Gran Usuario “i”.
- PBD_{hi} = Precio ofrecido de Demanda Interrumpible para la hora “h” del Gran Usuario “i”.

La remuneración total por la prestación de dicho servicio será igual a la sumatoria de la remuneración individual de cada Gran Usuario para el mes respectivo.

$$TRPDI_h = \sum_{i=1}^p RPDI_{hi}$$

Donde:

- $TRPDI_h$ = Remuneración Total por Demanda Interrumpible para la hora “h”.
- p = Cantidad de Grandes Usuarios que prestaron el servicio durante la hora.

A14.2.3.7 Pago de la Demanda Interrumpible.

El pago horario del servicio de Demanda Interrumpible será efectuado por cada uno de los Participantes Consumidores proporcionalmente a su compra de energía en cada hora en que se requirió dicho servicio para el mes respectivo.

$$PDI_{hj} = TRPDI_h * \frac{D_{hj}}{\sum D_h}$$

Donde:

- PDI_{hj} = Pago del servicio en la hora “h” del participante consumidor “j”.
- D_{hj} = Demanda de Energía registrada por el SMEC en la hora “h” para el participante consumidor “j”.

$\sum D_h$ = Sumatoria de las Demandas de Energía registradas por el SMEC de todos los participantes consumidores para la hora "h".

A14.2.3.8 Incumplimiento en la prestación del servicio.

Se tomara como incumplimiento a la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible cuando se falte a cualquiera de los puntos establecidos en el apartado A14.2.3.4.

Cuando esto suceda, se aplicará lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 8, numeral 8.2.5.3.

A14.2.3.9 Presentación de Resultados.

El AMM presentará los resultados del servicio de Demanda Interrumpible en el Informe de Transacciones Económicas correspondiente al mes en que se prestó el servicio como parte de los resultados de Servicios Complementarios.

A14.2.4 LIQUIDACION DE LOS AJUSTES DE ENERGÍA POR INEXACTITUD DE MEDIDOR Y POR FRAUDE

A14.2.4.1 Objeto.

El objeto del presente capítulo es establecer la forma de liquidar la energía resultado de los Ajustes por inexactitud de un medidor, de acuerdo al cálculo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris, y los Ajustes por Fraude, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.33, inciso c).

A14.2.4.2 Resultado del proceso de Verificación y Período del Ajuste de Energía.

Para los medidores que han presentado inexactitud e imprecisión como resultado de Verificaciones periódicas de acuerdo al numeral 14.12 de la presente Norma, el proceso de Verificación concluirá cuando el AMM es informado de los resultados de las Pruebas de laboratorio, por lo que corresponderá estimar el Ajuste de Energía correspondiente. Para los medidores que no han presentado inexactitud e imprecisión, el proceso de la Verificación concluye cuando el problema de medición es corregido y no corresponderá ningún Ajuste de Energía.

Para los ajustes de energía por inexactitud como resultado de verificaciones periódicas, se aplicarán y liquidarán a partir del primer día del mes en que se hizo la verificación periódica hasta que concluya el proceso de Verificación de acuerdo a la NCC14, numeral 14.12 bis. El cálculo de los ajustes será en forma horaria.

Para los ajustes de energía derivados de fraude, se aplicarán y liquidarán para los seis (6) meses anteriores a la detección del fraude, o desde la fecha de la última verificación en que el medidor involucrado registró valores dentro de un margen de error establecido, el que sea menor, y llegará hasta que concluya el proceso de Verificación. Esto de acuerdo a la NCC14, numeral 14.33, inciso c). El cálculo de los ajustes será en forma horaria.

A14.2.4.3 Ajuste de Energía.

El Ajuste de Energía está dado como la diferencia entre la Energía Ajustada y la Energía Medida.

$$Ae_h = Ec_h - em_h$$

Donde:

Ae_h = Es el Ajuste de Energía para efectos de liquidación del Mercado Mayorista para la hora "h" a ajustar.

Ec_h = Es la energía ajustada para la hora "h" a ajustar, resultado de la aplicación de la fórmula indicada en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris.

em_h = Es la energía medida por el medidor objeto de verificación, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris para la hora "h" a ajustar.

Para el caso de un ajuste de energía por fraude, el valor FA de la NCC14, numeral 14.12 tris será igual a dos (2).

A14.2.4.4 Asignación del Ajuste de Energía.

El monto resultado de la valorización del Ajuste de Energía será asignado en el Informe de Transacciones Económicas del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Se realizará la distribución de forma horaria del Ajuste de Energía mensual determinado en el inciso A.14.2.4.3 de este Anexo, en función al número de horas del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación. El Ajuste de Energía será valorizado al Precio de Oportunidad de la Demanda del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación.

Para los Grandes Usuarios conectados a redes de distribución, el Ajuste de Energía se asignará al consumo del Gran Usuario Participante o a la Comercializadora que suministre al Gran Usuario responsable de la medición ajustada, y se descontará del consumo de la Distribuidora correspondiente, en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte, el Ajuste de Energía se asignará al consumo del Gran Usuario Participante o a la Comercializadora que suministre al Gran Usuario responsable de la medición ajustada, y se descontará de las pérdidas de transmisión en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Agentes Distribuidores, el Ajuste de Energía se asignará a su consumo de energía, en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Participantes Productores el Ajuste de Energía se asignará a su producción de energía en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo. En caso el participante productor no tenga energía producida y luego de aplicar el Ajuste de Energía resultara un valor negativo, el Ajuste de Energía se descontaría en los meses siguientes en que exista energía producida para el Participante Productor, hasta agotar el valor del Ajuste de Energía.

En el caso que un Generador o Gran Usuario Representado por un comercializador, realice cambio de comercializador y que su equipo de medición no haya concluido su proceso de verificación de acuerdo a lo indicado en el inciso 14.12 de esta Norma, y resulte que se tenga que realizar un Ajuste de Energía, el ajuste respectivo se asignará a la Comercializadora que represente al Generador o Gran Usuario en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo. En el caso que el Gran Usuario Representado se traslade con el Distribuidor, este será el encargado de realizar el Ajuste de Energía correspondiente.

En el caso que un Generador o Gran Usuario Representado por un comercializador, cierre operaciones y que su equipo de medición no haya concluido su proceso de verificación de acuerdo a lo indicado en el inciso 14.12 de esta Norma, y resulte que se tenga que realizar un Ajuste de Energía, el ajuste respectivo se asignará a la Comercializadora que representó al Generador o Gran Usuario en el último mes en que tuvo registros de energía.

A14.2.4.5 Presentación de Resultados.

El AMM presentará los resultados de los Ajustes de Energía en los cuadros respectivos dentro del Informe de Transacciones Económicas del mes siguiente en que concluya el proceso de Verificación.

Artículo 3. PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente resolución deberá ser aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el diario oficial.

Artículo 4. APROBACION. Pase a la comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Artículo 5. DEROGATORIA. Se deroga la resolución 157-11 del Administrador del Mercado Mayorista emitida el 30 de octubre del año dos mil.

Dada en la Ciudad de Guatemala el tres de diciembre de dos mil dos.

Nota:

Las modificaciones realizadas a la Norma de Coordinación Comercial Número 14, contenidas en la resolución 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista, fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante resolución CNEE-104-2007, de fecha 12 de septiembre de 2007, publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007.

Las modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 14, contenidas en la resolución 656-02 del Administrador del Mercado Mayorista, se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009.

La Norma de Coordinación Comercial No.14 fue modificada en el Artículo 1 y en los numerales 14.1, 14.2, 14.8, 14.9, 14.10, 14.12, 14.12 tris, 14.13, 14.17, 14.18, 14.19, 14.20, 14.36 y adicionados los Anexos 14.1 y 14.2, de acuerdo a resolución del AMM No. 1236-07 de fecha 23 de mayo de 2013 y resolución CNEE 123-2013 de fecha 24 de mayo de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de mayo de 2013.

La Norma de Coordinación Comercial No.14 fue modificada en el numeral 14.10, de acuerdo con resolución del AMM No. 2316-04 de fecha 5 de diciembre de 2018 y resolución CNEE 250-2018 de fecha 26 de diciembre de 2018, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de diciembre de 2018.

La Norma de Coordinación Comercial No.14 fue modificada al eliminar los numerales 14.29, 14.30, 14.31, 14.32, 14.33 y 14.35, de acuerdo con resolución del AMM No. 2752-03 de fecha 19 de mayo de 2021 y resolución CNEE 201-2021 de fecha 10 de agosto de 2021, ambas publicadas en el Diario Oficial el 17 de agosto de 2021.

La Norma de Coordinación Comercial No.14 fue modificada en los numerales 14.2, 14.17, 14.18 y 14.22, y en el Anexo 14.2, de acuerdo con resolución del AMM No. 3139-08 de fecha 17 de abril de 2024 y resolución CNEE 128-2024 de fecha 14 de mayo de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 21 de mayo de 2024.