



# **REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

## **PROPUESTA DE ADICIÓN DEL**

### **TITULO XI: NORMAS DE MEDICIÓN APLICABLES A LOS CLIENTES REGULADOS**

**OCTUBRE - 2012**

## CONTENIDO

### CAPÍTULOS XI:

<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>3</b>
<b>2. MANUAL DE MEDICIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>3. ACEPTACIÓN, CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MEDIDORES .....</b>	<b>5</b>
<b>4. REGISTROS DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA .....</b>	<b>6</b>
<b>5. CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>6. AUTORIZACIÓN PARA LA CALIBRACIÓN METROLÓGICA .....</b>	<b>8</b>
<b>7. INSPECCIÓN DE LA MEDICIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>8. FUNCIONES DE INSPECCION.....</b>	<b>9</b>
<b>9. LÍMITES DE ERROR PERMITIDO .....</b>	<b>9</b>
<b>10. MEDICIÓN ENTRE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y CLIENTES .....</b>	<b>10</b>
<b>10.1. ASPECTOS TÉCNICOS .....</b>	<b>10</b>
<b>10.2. MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN REFERIDA A MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>11. REQUISITOS PARA LAS INSTALACIONES DE MEDICIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>12. PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE LA MEDICIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>13</b>
<b>13. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LA ASEP .....</b>	<b>14</b>
<b>14. INFORMACION PARA LA BASE METODOLÓGICA.....</b>	<b>15</b>
<b>15. SANCIONES.....</b>	<b>15</b>

## **CAPÍTULO XI.1: GENERALIDADES**

Artículo 1. Esta norma establece los principios, requisitos, regulaciones y procedimientos para la medición de los clientes regulados, servidos por las redes de distribución de las Empresas de Distribución Eléctrica.

Artículo 2. La norma cubre los siguientes aspectos:

- (a) Manual de Medición
- (b) Aceptación, Calibración y Mantenimiento de Medidores.
- (c) Registros de los Instrumentos de Medición.
- (d) Verificación de los Instrumentos de Medición.
- (e) Autorización.
- (f) Reclamos.
- (g) Funciones de Inspección.
- (h) Límites de Error Permitido.
- (i) Medición entre Empresas de Distribución y Clientes.
- (j) Requisitos para las Instalaciones de Medición.
- (k) Suministro de Información a la ASEP.
- (l) Información para la Base Metodológica.
- (m) Sanciones.

Artículo 3. La ASEP, cuando así lo estime conveniente, podrá inspeccionar y auditar a las empresas de distribución eléctrica, para asegurar que estas tengan los recursos, y que lo establecido por la presente norma sea cumplido.

Artículo 4. Definiciones.

**ASEP:** Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

**Autorización:** Se refiere al reconocimiento por parte de la ASEP, de que una organización o empresa de distribución eléctrica, es capaz de implementar y mantener un programa de control de calidad para la verificación metrológica de los instrumentos de medición de electricidad.

**Calibración:** Se refiere a comparar dos instrumentos, instrumentos de medición, o patrones, uno de los cuales es de precisión conocida. Se realiza para detectar, correlacionar, reportar, o eliminar por ajuste cualquier variación en precisión del instrumento o instrumento de medición cuya precisión no es conocida.

**Inspección de medidores:** se refiere al examen, medida, y prueba de las características de un medidor para determinar su aceptabilidad, e incluye la documentación de los resultados.

**Instalación de Medición de Energía Eléctrica:** Se refiere a una instalación que consiste de uno o más medidores de electricidad, instalado(s) en la misma localidad, y que es (son) usado (s) con el fin de obtener los datos para el cálculo del cargo(s) por concepto de la energía y/o potencia eléctrica suministrada a un cliente.

**Instrumentos de Medición:** se refiere a los medidores, transformadores de corriente y transformadores de potencial, que se utilizan en una instalación de medición eléctrica.

**Medición Directa:** se refiere cuando la instalación de la medición sólo consta del medidor eléctrico, sin el uso de transformadores de potencial y corriente.

**Medición Indirecta:** se refiere cuando la instalación de la medición consta del medidor eléctrico, transformadores de corriente, y cuando amerita transformadores de potencial.

**Organización:** se refiere a cualquier fabricante de medidores, o empresa de verificación de medidores.

**Verificación Metrológica:** se refiere a todas las operaciones llevadas a cabo por una organización o empresa de distribución eléctrica, autorizada, con el objeto de determinar y confirmar que un medidor satisface cabalmente los requisitos de las especificaciones.

**Verificador de medidores autorizado:** Se refiere a una organización o empresa de distribución eléctrica, que haya sido autorizada por la ASEP para efectuar la función de verificación metrológica.

## **CAPÍTULO XI.2: MANUAL DE MEDICION**

Artículo 5. Es responsabilidad de cada empresa de distribución eléctrica, asegurar que los medidores utilizados en sus sistemas de distribución son de la calidad y la precisión requerida por esta norma .

Artículo 6. Las empresas de distribución eléctrica, deberán tener un **Manual de Medición** que establezca los criterios y procedimientos para la aceptación, calibración, mantenimiento y

verificación de los medidores usados en sus sistemas, y tener los recursos e instalaciones para llevar a cabo estas responsabilidades.

Artículo 7. El Manual de Medición deberá someterse a revisión de la ASEP cada cinco (5) años, iniciando en el mes de julio de 2014, y la distribuidora deberá obtener la no objeción de la ASEP. El manual en cuestión deberá enviarse a la ASEP en papel y archivo digital.

### **CAPÍTULO XI.3: ACEPTACIÓN, CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MEDIDORES.**

Artículo 8. La aceptación de los medidores e instrumentos de medición, para ser usados en las instalaciones de los clientes regulados, implica que estos medidores han sido sometidos a las pruebas de calibración y a las pruebas de revisión periódicas, que aseguran que este se encuentra en condiciones aptas para la medición de electricidad.

Artículo 9. La calibración de los medidores e instrumentos de medición, deberá ser certificada de fábrica, o por un laboratorio metrológico local, Autorizado (aprobado) por la ASEP. En caso de certificación de fábrica, el laboratorio del fabricante deberá estar acreditado por un ente internacional de reconocido prestigio.

Esta certificación será válida solamente para los periodos descritos en la Tabla No.1.

Los medidores deberán ser calibrados, probando su precisión en diversos puntos del rango completo de medición del instrumento, y ubicando su precisión en uno o más de estos puntos de acuerdo con un instrumento de medición patrón; o sea que los medidores deberán ser calibrados bajo su normativa de fabricación, ya sea ANSI o IEC.

Artículo 10. La calibración de los medidores eléctricos y la revisión de los instrumentos de medición, deberá efectuarse periódicamente una vez estos hallan sido instalados, y de acuerdo con los períodos indicados en la Tabla No.1.

**Tabla No.1 - Períodos de validez de la certificación de calibración y revisión.**

<b>Item</b>	<b>Descripción del Instrumento de Medición</b>	<b>Período de validez del certificado.</b>
1.	Transformadores de corriente y de potencial, de 0-600 Volts.	<b>7.5 años</b>
2.	Transformadores de corriente y de potencial, de 2.4-35 kV.	<b>5 años</b>
3.	Medición tipo de inducción electromecánico.	<b>10 años</b>
4.	Medidor electrónico o de estado sólido, para medir a nivel de Bajo Voltaje.	<b>7.5 años</b>

5.	Medidor electrónico o de estado sólido, para medir a nivel de Mediano Voltaje.	<b>5 años</b>
----	--	---------------

Referente a la Tabla No.1, los numerales 1 y 2 sólo requieren de la revisión en sitio de los mismos, mientras que para los numerales 3, 4, y 5 se requiere una calibración, lo que implica que las mediciones deberán ser realizadas en condiciones ambientales y eléctricas controladas, o sea que deberán ser llevados al laboratorio de cada distribuidora (no podrán ser ensayados en campo).

#### **CAPÍTULO XI.4: REGISTROS DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA.**

##### **XI.4.1- Registro de los medidores en uso.**

Artículo 11. Las empresas de distribución eléctrica, deberán llevar un registro detallado de los medidores en uso. Estos registros deberán contener como mínimo, la siguiente información:

- a) Norma (ANSI o IEC), Modelo, Fabricante, y año de fabricación,
- b) El tipo, número de serie, rango, y multiplicador asignado por el fabricante,
- c) Número de identificación de la empresa de distribución,
- d) Las fechas de cada una de las calibraciones efectuadas al medidor,
- e) Los valores de las mediciones efectuadas al medidor durante las pruebas de calibración del mismo, incluyendo las de fabrica,
- f) El plazo dentro del cual el medidor debe ser enviado a calibración programada,
- g) La dirección actual donde se encuentra instalado el medidor,
- h) Las fechas de instalación del medidor en sus distintas ubicaciones y la actual,
- i) La información de las lecturas tomadas al medidor, utilizadas por la empresa de distribución para establecer los cargos de facturación, durante un periodo mínimo de cinco (5) años.

##### **XI.4.2- Información anual de la calibración de los medidores.**

Artículo 12. Los registros del laboratorio metrológico deberán contener, adicionalmente a la información anterior, la siguiente información con respecto al programa de verificación anual de los medidores en uso por la empresa de distribución:

- (a) El número total de medidores calibrados en residencias, industrias, comercios, entidades gubernamentales, etc., durante el año.

- (b) Una lista de las calibraciones pendientes, por tipos de medidores, que no pudieron ser efectuadas en el programa anual de verificaciones.

#### **XI.4.3- Registro de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso.**

Artículo 13. Las empresas de distribución eléctrica, deberán llevar un registro detallado de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso. Estos registros deberán contener como mínimo, la siguiente información:

- a) Modelo, Fabricante, y año de fabricación,
- b) Precisión del instrumento de medición,
- c) El tipo, número de serie, y relación según datos de placa,
- d) Número de identificación de la empresa de distribución,
- e) Las fechas de cada una de las verificaciones efectuadas al instrumento,
- f) El plazo dentro del cual el instrumento debe ser enviado a verificación programada,
- g) La dirección actual donde se encuentra instalado el instrumento,
- h) Las fechas de instalación del instrumento en sus distintas ubicaciones y la actual,

#### **XI.4.4- Información anual de verificación de los transformadores de corriente y transformadores de potencial.**

Artículo 14. Los registros del laboratorio metrológico deberán contener, adicionalmente a la información anterior, la siguiente información con respecto al programa de verificación anual de los transformadores de corriente y transformadores de potencial en uso por la empresa de distribución:

- a) El número total de instrumentos verificados en residencias, industrias, comercios, entidades gubernamentales, etc., durante el año.
- b) Una lista de las inspecciones pendientes, que no pudieron ser efectuadas en el programa anual de verificaciones.

### **CAPÍTULO XI.5: CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.**

#### **XI.5.1- Especificaciones de calibración y verificación.**

Artículo 15. El Manual de Medición de la empresa de distribución eléctrica, deberá establecer los procedimientos y las especificaciones, para la manera y forma en las cuales los instrumentos de medición de cualquier clase, tipo o diseño, deben ser calibrados, verificados, y sellados.

#### **XI.5.2- Programa para la calibración y verificación de los instrumentos de medición.**

Artículo 16. La empresa de distribución eléctrica, deberá establecer un programa o plan anual de verificación de los instrumentos de medición de sus clientes regulados, según los plazos indicados para la calibración y/o verificación de los diferentes tipos de instrumentos de medición (Tabla No.1).

### **CAPÍTULO XI.6: AUTORIZACIÓN PARA LA CALIBRACIÓN METROLÓGICA.**

#### **XI.6.1- Objeto.**

Artículo 17. La ASEP deberá autorizar a una empresa de distribución u organización, para que pueda efectuar la calibración metrológica de los instrumentos de medición de electricidad.

Artículo 18. Las empresas de distribución eléctrica u organizaciones que cuenten con una Autorización de la ASEP, deberán solicitar y obtener su nueva Autorización antes del 30 de diciembre de 2014.

Artículo 19. Estas autorizaciones tendrán una vigencia de cinco (5) años, y las empresas seis (6) meses antes de que expire la misma, deberán solicitar nuevamente una autorización, cumpliendo con los requisitos indicados por la presente norma.

Artículo 20. En el caso de traslado de las instalaciones del laboratorio, o se cambien los patrones o mesas utilizados, se deberá solicitar una nueva Autorización.

#### **XI.6.2- Requisitos para solicitar la Autorización.**

Artículo 21. Una solicitud para obtener la Autorización, deberá ser hecha por escrito y deberá incluir la siguiente información:

- (a) El nombre, tipo, y dirección de la empresa,
- (b) Los tipos de instrumentos de medición para los cuales aplicará la autorización,
- (c) Una descripción de la infraestructura del local de prueba para los instrumentos de medición del solicitante, listando todos los equipos con que cuenta para este propósito, y la organización de control de calidad y demás procedimientos.
- (d) Un informe técnico elaborado por un ente o experto con reconocimiento internacional en materia de laboratorios metrológicos de energía eléctrica, donde conste que el solicitante cuenta con los aparatos de prueba y patrones de medición adecuados para efectuar las

funciones que solicita, además de que cuenta con personal técnico debidamente capacitado para efectuar las funciones de calibración y verificación metrológica.

- (e) Este informe técnico deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

## **CAPÍTULO XI.7: INSPECCIÓN DE LA MEDICIÓN**

Artículo 22. Cada cliente tendrá el derecho a que se le inspeccione su instalación de medición, una (1) vez por año, previa presentación de la solicitud escrita pertinente, sin costo alguno para el cliente. A partir de la segunda solicitud escrita, en el mismo año, el cliente deberá pagar el costo en que incurra la empresa de distribución eléctrica, en atender dicha solicitud, si la investigación resulta negativa para el cliente. La empresa de distribución deberá tener los costos promedios para cada uno de los tipos de clientes de la empresa, por medio de un cuadro, el cual deberá ser sometido para aprobación de la ASEP cada tres (3) años, y en todo caso antes de la implementación del mismo.

## **CAPÍTULO XI.8: FUNCIONES DE INSPECCIÓN**

Artículo 23. La ASEP, cuando así lo estime conveniente y sin aviso previo, podrá efectuar funciones de inspección a los laboratorios metrológicos e instalaciones de medición de los clientes finales de las empresas de distribución, por medios propios o por medio de expertos especialmente contratados para este propósito.

## **CAPÍTULO XI.9: LÍMITES DE ERROR PERMITIDO**

Artículo 24. Para los medidores eléctricos instalados por la distribuidora antes del 30 de junio de 2014, y con propósitos de calibración y aceptación de los medidores solamente, el error máximo permitido deberá ser de  $\pm 0.5 \%$  para medidores trifásicos y de  $\pm 1.0 \%$  para los medidores monofásicos, ambos del tipo electrónico/estado sólido, y de  $\pm 2 \%$  para medidores del tipo electromecánico.

Artículo 25. Para los medidores eléctricos que instale la distribuidora a partir del 1 de julio de 2014, el error máximo permitido deberá ser de  $\pm 0.2 \%$  para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones indirectas, de  $\pm 0.5 \%$  para los medidores eléctricos que se utilicen para mediciones directas, y de  $\pm 1.0 \%$  para los medidores monofásicos tipo prepago, todos del tipo electrónico/estado sólido,

Artículo 26. Se deberán efectuar devoluciones de dinero a los clientes únicamente cuando el error de medición sobrepase los límites indicados en el punto (a) y (b) arriba.

Artículo 27. No son permitidos, en perjuicio de los clientes regulados, errores imputables a la empresa de distribución causados por conexión incorrecta, uso incorrecto del medidor, o uso del multiplicador incorrecto.

## **CAPÍTULO XI.10: MEDICIÓN ENTRE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y CLIENTES**

Artículo 28. Se realizarán mediciones tales como: potencia activa, potencia reactiva, demanda máxima, factor de potencia (medido o calculado), voltajes de las fases, energía activa y energía reactiva, entre otras cantidades que se consideren necesarias para el cliente en particular.

Las unidades básicas utilizadas en las mediciones deberán ser: V, Watts, VARs y VA.

### **XI.10.1. ASPECTOS TÉCNICOS**

Artículo 29. La empresa de distribución eléctrica determinará el punto de medición, según su práctica normalizada.

El punto donde se instale la medición eléctrica, siempre deberá estar fácilmente accesible al lector de medidores de la distribuidora.

Artículo 30. Instalación de la Medición Eléctrica.

La empresa de distribución determinará los métodos para la instalación, conexión y cableado de la medición eléctrica de acuerdo a sus manuales y procedimientos internos. Estos métodos deberán cumplir con la norma ANSI C12.1-2008 o última edición, “Electric Meters Code for Electricity Metering” o con la norma IEC 62052-11:2003 o última versión, “Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests, and test conditions – Part 11: Metering equipment.”

#### **XI.10.1.1- Normas Técnicas.**

Artículo 31. Medidores Eléctricos.

Los medidores eléctricos deberán cumplir con las normas de la ANSI o de la IEC, que les sean aplicables, las cuales se listan a continuación:

**a) ANSI:**

ANSI C12.1-2008 o última versión, “Electric Meters Code for Electricity Metering”.

ANSI C12.20-2010 o última versión, “American National Standard for Electricity Meters – 0.2 and 0.5 Accuracy Classes”.

**b) IEC:**

IEC 62052-11:2003 o última versión, “Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests, and test conditions – Part 11: Metering equipment.”

IEC 62053-21:2003 o última versión, “Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2).”

IEC 62053-22:2003 o última versión, “Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5 S).”

IEC 62055-31:2005 o última versión, “Electricity metering – Payment systems – Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2).”

### Artículo 32. Laboratorios Metrológicos de la Medición Eléctrica.

Los laboratorios metrológicos para la medición eléctrica deberán estar acreditados y cumplir con la Norma Internacional ISO/IEC 17025 – 2005 o última versión, “Requisitos generales para la competencia de los ensayo y de calibración.”

### Artículo 33. Medidores Eléctricos.

La empresa de distribución deberá tener disponible para sus usuarios los diferentes tipos de medidores que sean requeridos por la regulación vigente.

Los medidores deberán ser de una tecnología apropiada para su función.

### Artículo 34. Requisitos de los Medidores Eléctricos e Instrumentos de Medición.

A partir del día 1 de julio de 2014, las empresas de distribución deberán instalar a los nuevos clientes, y en los casos donde tengan que reemplazar un medidor y/o instrumentos de medición existentes, los tipos de medidores e instrumentos siguientes:

- a) Para los clientes con medición directa, un medidor con precisión de 0.5%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor.
- b) Para los clientes con medición indirecta, un medidor con precisión de 0.2%, e instrumentos de medición con una precisión igual o mejor que la del medidor.
- d) Para los clientes con servicio trifásico, y una demanda igual o mayor de 100kW, el medidor eléctrico deberá contar con una memoria masiva de recolección de datos, cada 15 minutos, para los 3 voltajes de fase a neutro, indicación ON-OFF y capacidad de 36 días o más; y también deberán contar con un medio de comunicación con el Centro de Operaciones de la Distribuidora, mediante el cual el medidor eléctrico pueda indicarle que se ha interrumpido el suministro eléctrico al cliente, en un tiempo no mayor de 120 segundos.
- e) Los medidores del tipo prepago, deberán tener una precisión del 1% o mejor.

### Artículo 35. Suministro de los Instrumentos de Medición y Accesorios.

La empresa de distribución deberá proporcionar todos los instrumentos de medición y accesorios ( medidores eléctricos, transformadores de corriente, transformadores de potencial, bloques de prueba, todo el alambrado de la medición incluyendo las tuberías, demás accesorios), incluyendo los enlaces de comunicación, si se utilizan.

Si un cliente solicita un esquema de medición que implique la instalación de equipos especiales, que no sean de uso normal por la distribuidora, el cliente deberá cubrir los costos de adquisición e instalación de los mismos.

### **XI.10.2. MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN REFERIDA A MEDIA TENSIÓN**

Artículo 36. Es permitida la medición en baja tensión referida a media tensión, o sea que se instala la medición en baja tensión, y con el uso de un medidor eléctrico con función de Compensación de Pérdidas (System Loss Compensation) se obtiene la lectura equivalente para la media tensión, compensando el medidor las pérdidas del transformador y los cables eléctricos de baja y media tensión.

### Artículo 37. Cálculo De La Energía y Demanda No Medidas.

Para la implementación de una medición en baja tensión referida a media tensión, deben ser conocidas las pérdidas en vacío del transformador, las pérdidas a potencia nominal, la impedancia en % y la corriente de excitación en %. También debe ser conocido la longitud y tipo de conductores usados en el cableado. Se debe medir mediante muestreos continuos (por ejemplo cada 15 min.) el voltaje, la corriente y el factor de potencia. Las pérdidas en el transformador y cables pueden entonces ser determinadas con precisión.

#### **a) Datos fijos necesarios:**

- Tamaño del transformador: **St**
- Tensión nominal del transformador (kV fase-fase): **Vt**
- Impedancia del transformador (%): **Zt**
- Corriente nominal del transformador (A): **It**

$$\text{donde } It = St \times 1000 / (\sqrt{3} Vt)$$

- Impedancia del cable (o línea) (ohmios): **Zc**
- Pérdidas del transformador en vacío (kW): **Po**
- Pérdidas del transformador a plena carga (kW): **Pc**

**b) Datos medidos:**

- Energía medida (kWh): **kWh**
- Demanda media (kW): **kW**
- Tensión media (kV fase-fase): **V**
- Período de medición (horas): **T**
- Corriente (A): **I**

Si no es medida directamente, la corriente puede ser calculada como sigue:

$$I = \frac{kWh\sqrt{3}}{T \times Vt}$$

**c) Cálculos:**

- Energía no medida en el transformador..... (kWh) = [ Po (V/Vt)<sup>2</sup> + Pc (I/It)<sup>2</sup> ] x T
- Pérdidas (por fase) en el cable .....(kWh) = Zc x I<sup>2</sup> x T / 1000
- Máximo kVA corregido..... (kVA) = Máx. kVA medido + (MVA x Zt x 10)

Para intervalos de medición de menos de 1 hora, por ejemplo en medición por pulsos de 15 minutos, la fórmula da los valores para ese intervalo de medición; el total mensual será la suma de todos los valores obtenidos con dichos intervalos, durante el mes. Por supuesto, cuanto más corto sea el intervalo de medición, más exacto será el resultado.

**CAPÍTULO XI.11: REQUISITOS PARA LAS INSTALACIONES DE MEDICIÓN**

Artículo 38. La instalación de todos los instrumentos de medición, en cualquier nivel de tensión, deberán cumplir con los requisitos de precisión, calibración e inspección establecidos en esta norma.

Igualmente deben cumplir con el Manual de Medición de la empresa, siempre y cuando no se contradiga con la presente norma, ni con las normas ANSI e IEC indicadas en este documento.

**CAPÍTULO XI.12: PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE LA MEDICIÓN ELÉCTRICA.**

Artículo 39. Las Distribuidoras deberán adecuar y reemplazar los medidores eléctricos de los clientes con demandas igual o mayor de 100 kW, que no cumplan con las características técnicas indicadas por el Artículo 34.d) de la presente norma, de acuerdo con la programación siguiente:

	PORCENTAJE DE CLIENTES QUE DEBEN ADECUARSE	FECHA LÍMITE PARA CUMPLIR CON EL PORCENTAJE
CLIENTES CON DEMANDAS IGUAL O MAYOR DE 100 kW	<b>20 %</b>	<b>31 DICIEMBRE DE 2015</b>
	<b>40 %</b>	<b>31 DICIEMBRE DE 2016</b>
	<b>60 %</b>	<b>31 DICIEMBRE DE 2017</b>
	<b>80 %</b>	<b>31 DICIEMBRE DE 2018</b>
	<b>100 %</b>	<b>31 DICIEMBRE DE 2019</b>

Artículo 40. Las empresas de distribución eléctrica deberán presentar antes que finalice el mes de enero, un informe que indique el porcentaje de cumplimiento del año anterior, y también deben incluir en el informe un listado detallado de todos los clientes a los cuales se les implemento la adecuación, incluyendo los clientes nuevos.

El informe deberá incluir para cada cliente la información siguiente:

- a) NIS o NIC del cliente, nombre, dirección y teléfono.
- b) Subestación eléctrica a la cual esta conectado el cliente,
- c) Circuito eléctrico al cual esta conectado el cliente.
- d) Longitud de los cables eléctricos entre la Subestación y el cliente.

### **CAPÍTULO XI.13: SUMINISTRO DE INFORMACION A LA ASEP.**

Artículo 41. Las empresas de distribución, deberán mantener registros detallados de todos los datos e informaciones pertinentes a las Normas de Medición Aplicables a los Clientes Regulados, en caso de que éstas sean requeridas por la ASEP.

Artículo 42. Las empresas de distribución deberán enviar a la ASEP, una copia de su programa o plan anual de calibración y verificación de los instrumentos de medición para el año en curso, y la información del año anterior indicada en los apartes XI.4.2 y XI.4.4 de esta norma, a más tardar el día 31 de enero de cada año.

#### **CAPÍTULO XI.14: INFORMACIÓN PARA LA BASE METODOLOGICA.**

Artículo 43. Las Empresas de Distribución Eléctrica, deberán entregar a la ASEP toda la información que estipule y sea requerida por la Base Metodologica que se desarrolle para el control y fiscalización de la presente norma.

#### **CAPÍTULO XI.15: SANCIONES.**

Artículo 44. La ASEP impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley N° 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa de distribución eléctrica incumpla con alguna de las obligaciones contenidas en la presente norma.