

las cartas de servicios y los premios a la calidad en la Administración General del Estado, ha resuelto aprobar la Carta de Servicios de la Unidad de Protección Civil de la Delegación del Gobierno en Castilla y León que entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

El texto impreso de la Carta de Servicios de la Unidad de Protección Civil de la Delegación del Gobierno en Castilla y León estará disponible en dicha Unidad y en el Centro de Información Administrativa del Ministerio de Administraciones Públicas. Asimismo, podrá accederse a la Carta de Servicios a través de las siguientes direcciones de Internet www.administracion.es o www.igsap.map.es/Cia.

Madrid, 18 de febrero de 2004.—La Subsecretaria, Dolores de la Fuente Vázquez.

MINISTERIO DE ECONOMÍA

4447 *RESOLUCIÓN de 10 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Comercio y Turismo, por la que se concede el título de Agencia de Viajes minorista a favor de North Incomming Service, S. L.*

Visto el escrito presentado en esta Secretaría de Estado de Comercio y Turismo por doña M.^a Consuelo Escabias García en nombre y representación de North Incomming Service, S. L., por el que solicita la concesión del título-licencia de Agencia de Viajes Minorista;

Considerando que la solicitud formulada y la documentación aportada por sus titulares cumplen los requisitos establecidos en el artículo 5.º de la Orden Ministerial de 14 de abril de 1988 (BOE del 22).

Resultando que, de conformidad con el artículo 4.1. del Real Decreto 271/1988 de 25 de marzo (BOE del 29) y los artículos 5.º y 6.º de la Orden de 14 de abril de 1988 (BOE del 22), en relación con el artículo 7.1 del R.D. 2488/1978, de 25 de agosto, BOE del 26 de octubre), corresponde a la Administración General del Estado la facultad de conceder estas licencias, esta Secretaría de Estado de Comercio y Turismo ha resuelto conceder el título-licencia de Agencia de Viajes Minorista a North Incomming Service, S. L., con el código identificativo de Euskadi CIE 2212 y sede social en c/ Barraincua, n.º 10, 1.º D, de Bilbao.

Madrid 10 de febrero de 2004.—El Secretario de Estado de Comercio y Turismo, P.D. (Resolución de 10 de mayo de 2001), el Secretario general de Turismo, Germán Porras Olalla.

4448 *RESOLUCIÓN de 10 de febrero de 2004, de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, por la que se hacen públicos los resultados de la subasta correspondiente a la emisión del mes de febrero de Bonos del Estado.*

La Orden del Ministerio de Economía ECO/30/2004, de 14 de enero, de aplicación a la Deuda del Estado que se emita durante 2004 y enero de 2005 establece, en su apartado 5.4.8.3.b), la preceptiva publicación en el B.O.E. de los resultados de las subastas mediante Resolución de esta Dirección General.

Convocada la subasta correspondiente a la emisión del mes de febrero de 2004 de Bonos del Estado a tres años por Resolución de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera de 21 de enero de 2004, y una vez resuelta, es necesario hacer públicos los resultados.

En consecuencia, esta Dirección General del Tesoro y Política Financiera hace públicos los resultados de la subasta de Bonos del Estado a tres años al 3,20 por 100, vencimiento 31 de enero de 2006, celebrada el día 5 de febrero de 2004:

1. Importes nominales solicitados y adjudicados.

Importe nominal solicitado: 2.613,068 millones de euros.
Importe nominal adjudicado: 978,058 millones de euros.

2. Precios, cupón corrido y rendimiento interno.

Precio mínimo aceptado (excupón): 101,41 por 100.
Precio medio ponderado (excupón): 101,431 por 100.

Importe del cupón corrido: 0,09 por 100.

Rendimiento interno correspondiente al precio mínimo: 2,457 por 100.

Rendimiento interno correspondiente al precio medio ponderado: 2,446 por 100.

3. Importes a ingresar para las peticiones aceptadas y coeficiente de prorrateo:

Precio ofrecido — Porcentaje (excupón)	Importe nominal — Millones de euros	Precio de adjudicación — Porcentaje
Peticiones competitivas:		
101,41	125,000	101,500
101,42	255,000	101,510
101,43	250,000	101,520
101,44 y superiores.	345,000	101,521
Peticiones no competitivas:	3,058	101,521

Coeficiente de prorrateo aplicado a las peticiones formuladas al precio mínimo aceptado: 49,99 por 100.

4. Segunda vuelta:

Importe nominal adjudicado: 196,863 millones de euros.

Precio de adjudicación: 101,521 por 100.

Madrid, 10 de febrero de 2004.—La Directora general, Belén Romana García.

4449 *ORDEN ECO/633/2004, de 12 de febrero, por la que se retira la condición de Titular de Cuenta a nombre propio del Mercado de Deuda Pública en Anotaciones a Bank for International Settlements.*

La entidad Bank for International Settlements, ha solicitado la retirada de la condición de Titular de Cuenta, por renuncia.

En razón de lo anterior, y de acuerdo con la delegación conferida en el apartado a) bis, de la disposición adicional segunda de la Orden de 19 de mayo de 1987, que desarrolla el Real Decreto 505/1987, de 3 de abril, por el que se dispone la creación de un sistema de anotaciones en cuenta, y a la vista del informe favorable del Banco de España, he resuelto:

Retirar la condición de Titular de Cuenta a nombre propio en Mercado de Deuda Pública a Bank for International Settlements, declarando de aplicación a la misma en cuanto las circunstancias lo requieran lo dispuesto en los números 2 y 3 del artículo 21 de la Orden Ministerial de 19 de mayo de 1987, que desarrolla el Real Decreto 505/1987, de 3 de abril, por el que se dispone la creación de un sistema de anotaciones en cuenta.

Contra la presente Orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso postestativo de reposición ante el Excelentísimo Señor Ministro de Economía en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación, o bien, directamente, recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su notificación.

Madrid, 12 de febrero de 2004.—El Ministro, P. D. (OO. MM. de 19 de mayo de 1987 y 9 de mayo de 1995, BOE de 20/05/87 y 15/05/95), la Directora General del Tesoro y Política Financiera, Belén Romana García.

4450 *RESOLUCIÓN de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.*

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema para la aprobación de un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto 385/2002 de 26 de abril por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997 de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumidores y tránsitos de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto 1435/ 2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen

Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, y contra la misma podrá interponerse recurso potestativo de reposición, en el plazo de un mes, ante el Excmo.Sr. Secretario de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa o, directamente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación.

Madrid, 12 de febrero de 2004.—El Secretario de Estado, José Folgado Blanco.

Ilma. Sra. Directora General de Política Energética y Minas, Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional de la Energía, Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S. A. y Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A.

ANEXO

Procedimientos de operación del sistema

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida
- P.O.10.2 Verificación de los equipos de medida
- P.O.10.3 Requisitos de los equipos de inspección
- P.O.10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.
- P.O.10.5 Estimación de medidas eléctricas y cálculo del mejor valor de energía de puntos de frontera.
- P.O.10.6 Agregaciones de puntos de medida
- P.O.10.11 Tratamiento e intercambio de información entre encargados de lectura, comercializadores y resto de agentes.

CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDIDA**P.O. 10.1****ÍNDICE**

- 1. OBJETO
- 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
- 3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
 - 3.1 Tipos 1, 2, 3
 - 3.1.1 General
 - 3.1.2 Determinación de la ubicación de los puntos de medida
 - 3.1.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida
 - 3.1.4 Telemedida
 - 3.1.5 Elementos auxiliares
 - 3.1.6 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación
 - 3.1.7 Modificación de las instalaciones
 - 3.1.8 Registros de la instalación
 - 3.2 tipos 4, 5
 - 3.2.1 General
 - 3.2.2 Determinación de los puntos de medida
 - 3.2.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida
- 4. PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDIDA
 - 4.1 Tipos 1, 2, 3
 - 4.1.1 General
 - 4.1.2 Solicitud de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida
 - 4.1.3 Procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida
 - 4.1.4 Inspección visual
 - 4.1.5 Comprobación de cableados
 - 4.1.6 Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida

4.1.7 Parametrización, inspección y precintado del contador- registrador

4.1.8 Pruebas funcionales de comunicación

4.1.9 Datos de inventario

4.1.10 Auditoria de las instalaciones

4.1.11 Defectos de instalación y funcionamiento de instalaciones de medida

4.2 Tipos 4, 5

4.2.1 Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalación de un punto de medida

ANEXO I: Acta de Verificación de Punto de Medida Tipos 1,2 y 3

ANEXO II: Acta de Verificación de Punto de Medida Tipos 4 y 5

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las condiciones a que deben ajustarse las instalaciones de los puntos de medida y sus equipos asociados.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA**3.1 Tipos 1, 2, 3****3.1.1 General**

El Encargado de la Lectura deberá comprobar que las instalaciones de puntos de medida cumplen con lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida se instalarán de modo que funcionen dentro de las condiciones ambientales definidas por el fabricante.

Será obligatorio la verificación y el precintado de los contadores y de los transformadores de medida de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.2."Verificación de los equipos de medida".

La relación de transformación de los transformadores de intensidad será tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la potencia contratada en el caso de clientes se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador. En el caso de que alguna instalación no pueda cumplir este rango, el Encargado de la Lectura, deberá hacerlo de modo explícito, justificando la imposibilidad de cumplimiento del mismo.

La relación de transformación de los transformadores de tensión será tal, que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

Las características nominales de tensión e intensidad de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los transformadores de medida a que están conectados.

Los registradores y equipos de medidas de comunicaciones que se instalen, deberán utilizar el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento 10.4."Concentradores de Medidas Eléctricas y Sistemas de Comunicaciones".

3.1.2 Determinación de la ubicación de los puntos de medida

La definición de los puntos de medida y la determinación de la ubicación de los equipos en los puntos de medida se realizará de acuerdo con lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Cuando el responsable de los equipos de un punto de medida proyecte operar con una configuración diferente a las establecidas en la Normativa de Puntos de Medida de Energía, deberá entregar al Encargado de la Lectura un informe en el que se justifique el motivo por el que propone dicha configuración, así como una descripción detallada de la misma. El Encargado de la Lectura, garantizando que se respeta la definición de las fronteras

propone dicha configuración, así como una descripción detallada de la misma. El Encargado de la Lectura, garantizando que se respeta la definición de las fronteras de la Normativa de Puntos de Medida de Energía, dará en un plazo inferior a treinta días la conformidad o no del establecimiento de la instalación en las condiciones solicitadas.

3.1.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la Normativa vigente y en la última edición del Reglamento Sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según corresponda.

El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá disponer de una caja de centralización precintable, preferiblemente independiente del resto de los devanados secundarios o de bornas precintables independientes situadas en una caja de centralización común a todos los devanados secundarios. Para instalaciones preexistentes a la Normativa de Puntos de Medida de Energía en las que no sea posible cumplir dicho requisito, el responsable del punto de medida deberá justificar el incumplimiento al Encargado de la Lectura que podrá aceptar o no esta instalación, en función de los criterios técnicos expuestos por el responsable del punto de medida. Una vez aceptada la instalación será válida la aceptación anterior hasta que se realicen trabajos de renovación o modificación.

Cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, el responsable del equipo de medida deberá justificar, mediante ensayos, que la precisión para la medida es adecuada para el rango de cargas instalado en los otros devanados secundarios. La carga que soporten los secundarios no dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos. Los ensayos anteriormente indicados serán custodiados por el responsable del equipo de medida y cualquier participante de la medida podrá solicitar su inspección.

La instalación y equipos se precintarán de forma que no sea posible añadir o quitar cargas sin romper los precintos.

Independientemente de la existencia de dichos ensayos el encargado de la lectura podrá solicitar la comprobación de distribución de cargas simultáneas en los distintos secundarios.

Cada contador y registrador dispondrá de un rótulo identificativo que indique a qué punto/s de medida corresponde.

3.1.4 Telemedida

La Normativa de Puntos de Medida de Energía establece que puntos deben disponer obligatoriamente de comunicación, siendo optativo para el resto.

3.1.5 Elementos auxiliares

En cada contador se instalará un bloque de pruebas de, al menos, seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos, cuatro polos para el circuito de tensiones, tanto en el caso de medida directa como de medida indirecta. Dichos bloques permitirán la separación para la verificación o sustitución del contador sin necesidad de desconectar la instalación y, en caso de los transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Los bloques de prueba deberán permitir realizar las operaciones que se indican a continuación:

- Ser precintables sus alvéolos de prueba y elementos cortocircuitables.
- Apertura y cierre de cualquier circuito de tensión.
- Puesta en cortocircuito o no de cualquier circuito de intensidad.
- Realizar mediciones en serie y en paralelo de los circuitos de intensidad y tensión.
- Cambiar el contador y variar las instalaciones sin necesidad de cortar el suministro del punto de medida.
- Verificación del contador.
- Dejar conectados equipos de comprobación temporalmente sin desconexión del equipo principal.

Los conductores irán marcados convenientemente mediante anillas de plástico o cualquier otro método a fin de identificar correctamente cada uno de los circuitos.

Las interconexiones entre los contadores y los transformadores de medida se realizarán utilizando cables apantallados de sección igual o superior a 6 mm² para las nuevas instalaciones; para instalaciones anteriores a la entrada en vigor del Normativa de Puntos de Medida de Energía que no dispongan de cables apantallados, el responsable de los equipos de medida será responsable de su sustitución cuando se acometan trabajos de modificación o sustitución de los transformadores de medida o cuando se detecten errores de imprecisión o averías imputables al apantallamiento.

En las nuevas instalaciones los cables no deberán tener puntos de conexión intermedios. Si estos han de existir, se instalarán cajas de conexión intermedia precintables o en su caso bornes precintables, que serán precintadas por el

Encargado de la Lectura y que impidan la manipulación. En aquellas instalaciones ya existentes se reducirá al mínimo las conexiones entre paneles, utilizando para estas bornes no seccionables y preferiblemente precintables.

3.1.6 Equipos que no cumplan los requisitos de instalación

Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipos nuevos aquellos equipos de medida existentes de acuerdo a lo indicado en el Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en las disposiciones transitorias del Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Para los equipos aprovechables durante las etapas transitorias que fija el Normativa de Puntos de Medida de Energía y que no cumplan los requisitos de precisión indicados en dicho Normativa de Puntos de Medida de Energía, el Encargado de la Lectura, si existen dudas sobre su estado o precisión, podrá solicitar una verificación a petición. Dicha verificación se realizará de acuerdo con el procedimiento P.O. 10.2. "Verificación de los equipos de medida". Los gastos de dicha verificación correrán a cargo del responsable del equipo de medida.

3.1.7 Modificación de las instalaciones

El responsable de los equipos de cada punto de medida solicitará al Encargado de la Lectura, por cualquier procedimiento que deje constancia, cualquier modificación planificada en las instalaciones de medida con al menos un mes de antelación a su fecha prevista.

La solicitud de modificación habrá de ser confirmada por carta.

Las modificaciones de las instalaciones que deberán ser notificadas serán las que afecten a:

- Modificación de relaciones de transformación
- Sustitución de cualquier equipo de medida
- Modificación en el conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida
- Incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida
- Modificaciones en el circuito de potencia de la instalación
- Otras modificaciones que puedan afectar a la medida

El Encargado de la Lectura autorizará o no la modificación solicitada, comunicando al responsable del equipo del punto de medida y al otro participante su decisión no más tarde de los quince días después de recibir la solicitud.

Las modificaciones de las instalaciones podrán requerir a criterio del Encargado de la Lectura, una nueva realización del procedimiento de puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.3. de este procedimiento.

En caso de modificaciones urgentes por reparación ante avería o mantenimiento correctivo no planificado que afecten a equipos de medida que no sean fronteras de cliente y que requieran una intervención urgente por necesidades del servicio, deberán ser notificadas al Encargado de Lectura en el primer día hábil.

Independientemente de todo lo anterior, el levantamiento de cualquier precinto ya sea planificado o por avería se realizará de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P. O. 10.2. "Verificación de equipos de medida".

3.1.8 Registros de la instalación

El responsable de los equipos de los puntos de medida custodiará la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.
- Documentación técnica descriptiva original de los equipos de medida.
- Manuales de uso de los equipos de medida.
- Protocolos de ensayos en origen(fabrica), de acuerdo al procedimiento P.O. 10.2 "Verificación de los equipos de medida", ensayos de precisión, ensayos eléctricos y mecánicos que especifiquen las normas UNE o IEC.
- Ensayo de precisión para carga simultánea de los distintos devanados secundarios, según apartado 4.1.2 de las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Los protocolos de ensayo realizados durante la puesta en servicio de la instalación.
- Ficheros de inventario actualizados en soporte informático de los equipos de medida, de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario del sistema de información de medidas. El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.
- Copia del acta de conformidad de la instalación descrita en el apartado 4.1.3. de este documento.

El Encargado de la Lectura y el Operador del Sistema tendrán acceso a dicha documentación.

Independientemente de lo anterior, los responsables de puntos de medida de instalaciones operando en el mercado con anterioridad de la aprobación de este procedimiento, deberán enviar a su Encargado de la Lectura antes de que se

cumplan seis meses desde la aprobación de este procedimiento la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente o contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.
- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O.10.2."Verificación de los equipos de medida".

La negativa a facilitar la información indicada constituirá una infracción según el Artículo 30 del Real Decreto 2018/1997 (según modificación introducida en RD 385/2002).

3.2 Tipos 4, 5

3.2.1 General

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5, tanto estáticos como de inducción se ajustarán a lo reglamentado en el Reglamento Electrotécnico de baja Tensión y a la reglamentación específica que les sea de aplicación.

3.2.2 Determinación de los puntos de medida

El responsable del punto de medida ubicará el punto de medida principal coincidiendo con el punto frontera. Cuando ello no sea posible se aplicará el procedimiento legalmente previsto.

3.2.3 Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en Normativa de Puntos de Medida de Energía y en la última edición del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se podrán usar centralizaciones de equipos de medida para suministros individuales en función de la reglamentación y de la normativa interna de cada distribuidor, que en todo caso habrá de estar conforme con la normativa vigente. En cualquier caso, tanto las centralizaciones como los suministros individuales deberán estar protegidos por paneles aislantes o módulos de aislamiento.

En caso de equipos instalados en un panel de centralización, las salidas hacia los contadores deberán ser con bornes que tengan una capacidad de embornamiento al menos entre 6 y 25 mm². Cada salida estará protegida con fusibles de seguridad.

En caso de equipos instalados en envolventes individuales, éstos deberán permitir el alojamiento del contador, interruptor horario y base portafusibles.

4. PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDIDA

4.1 Tipos 1, 2, 3

4.1.1 General

El proceso de entrada en funcionamiento de las instalaciones de un punto de medida en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas se realizará atendiendo a lo indicado a continuación.

Caso de detección de incumplimiento del procedimiento de puesta en servicio en cualquiera de sus fases por el Encargado de la Lectura, éste último será responsable de comunicarlo a la CNE y al Ministerio de Economía por si fueran de aplicación sanciones por incumplimiento la Normativa vigente.

4.1.2 Solicitud de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El responsable del equipo de medida o su representante solicitará al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, con al menos quince días de antelación a la fecha prevista para la puesta en servicio.

La solicitud se realizará de acuerdo a las especificaciones establecidas por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

Adicionalmente, el responsable deberá enviar al Encargado de la Lectura la siguiente información:

Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.

- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente y contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.

- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O.10.2."Verificación de los equipos de medida".

En el caso de Puntos de Medida de clientes, el Encargado de Lectura dispondrá de un plazo de 15 días a partir de que el cliente o su representante comunique que dispone de los equipos de medida o que opta por alquilarlos, para la instalación y precintado de los mismos, siempre y cuando dicho cliente cuente con la concesión de la solicitud de acceso.

Para el resto de Puntos de Medida, el Encargado de la Lectura emitirá carta al solicitante indicando su acuerdo o posibles modificaciones necesarias al responsable de los equipos del punto de medida o su representante en el plazo de un mes desde que reciba la solicitud, a fin de acordar la fecha para la inspección, parametrización y precinto de la instalación que deberá efectuarse antes de tres meses desde la entrada en servicio de la instalación. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a su disposición las instrucciones para que el responsable de los equipos del punto de medida o su representante prepare los datos del punto de medida para la carga de inventario, de acuerdo a las especificaciones publicadas por el Operador del Sistema para intercambio de información con los distintos sujetos.

Si tras el análisis de los datos de la instalación, el Encargado de la Lectura considera la instalación con defectos, lo comunicará antes de cumplirse quince días para fronteras de clientes y de un mes para el resto de fronteras. El responsable del equipo de medida dispondrá de un plazo de un mes para corregir los defectos. El alta de una frontera requerirá de pruebas de comunicación satisfactorias con cada uno de los registradores de puntos de medida asociados a dicha frontera por parte del encargado de la lectura.

Para poder ser considerada una medida en el sistema de información de medidas es necesario que el Encargado de la Lectura emita una carta indicando su acuerdo inicial a los datos aportados por el solicitante. Caso contrario, el punto de medida no sería válido para actuar en el mercado de energía eléctrica.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de Medidas y Cálculo del Mejor Valor de Energía de Puntos Frontera".

4.1.3 Procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El Encargado de la Lectura realizará la inspección de la instalación de acuerdo a la normativa aplicable y levantará acta de acuerdo al anexo 1 de este procedimiento. La inspección comprenderá al menos, la comprobación de los siguientes aspectos:

- Inspección visual de los equipos de medida principal y comprobantes o redundantes.
- Comprobación de cableados y esquema eléctrico del sistema de medida.
- Comprobación de que los equipos de medida han superado la verificación en origen o primitiva.
- Parametrización del contador y registrador.
- Precinto de los equipos de medida.
- Pruebas funcionales de comunicación

Adicionalmente, previamente o durante la inspección de la instalación, el responsable de los puntos de medida deberá hacer entrega al Encargado de la Lectura con copia al otro participante de una carta en la que certifique que todas las fronteras de la instalación se corresponden con todas las fronteras dadas de alta en el sistema de información de medidas y que no existe ningún punto de interconexión eléctrica con otros agentes en dicha instalación.

4.1.4 Inspección visual

El Encargado de la Lectura realizará la inspección visual de la instalación a fin de comprobar que cumple los requisitos establecidos en la Normativa vigente y en este procedimiento.

4.1.5 Comprobación de cableados

En presencia del Encargado de la Lectura, el responsable de los equipos del punto de medida identificará y comprobará la correcta conexión de los cableados a fin de comprobar que los circuitos cumplen los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía (NSV) y en este procedimiento.

El Encargado de la Lectura, precintará la caja de bornes de los distintos equipos de medida a fin de asegurar la no manipulación de los circuitos.

4.1.6 Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida

El Encargado de la Lectura comprobará que los certificados de verificación en origen de los distintos equipos de medida son acordes a lo especificado en el procedimiento 10.2."Verificación de los equipos de medida". y cumplen los requisitos para el tipo de punto de medida. Para los equipos que dispongan de verificación primitiva, se estará a lo dispuesto en su legislación específica.

4.1.7 Parametrización, inspección y precintado del contador- registrador

El Encargado de la Lectura comprobará la parametrización del contador y registrador de acuerdo a lo indicado en éste documento y se asegurará que el contador y el registrador no han sufrido deterioro durante su instalación. Una vez realizadas dichas comprobaciones se precintarán los equipos de medida de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.7 del procedimiento 10.2. "Verificación de los equipos de medida".

4.1.8 Pruebas funcionales de comunicación

Una vez finalizadas las comprobaciones anteriores, el Encargado de la Lectura, realizará una prueba de lectura local con TPL y otra remota a través del Concentrador Principal o secundario (para equipos con comunicación).

Una vez realizadas las comprobaciones, el Encargado de la Lectura levantará acta de aprobación o no de la instalación con listado de defectos y pendientes a solucionar antes de la puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el anexo 1 de este procedimiento.

4.1.9 Datos de inventario

Antes de una semana de la fecha de puesta en servicio el responsable del equipo de medida, o del concentrador secundario asociado, deberá proporcionar al Encargado de la Lectura los datos de inventario del punto de medida de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema para cargas de inventario.

Cualquier modificación de los datos de inventario se deberá comunicar al Encargado de Lectura con al menos una semana de antelación a la fecha prevista de modificación.

4.1.10 Auditoría de las instalaciones

El Encargado de la Lectura y/o Operador del Sistema podrá realizar una comprobación de las instalaciones del punto de medida en cualquier momento, a petición de cualquier participante de la medida, o si observara errores o datos inconsistentes, con el mismo alcance al indicado en el punto 4.1.3 de este procedimiento, a fin de comprobar que no se han introducido modificaciones no autorizadas en la instalación con respecto al acta de verificación inicial.

4.1.11 Defectos de instalación y funcionamiento de instalaciones de medida

Los defectos en las instalaciones de medida se clasificarán en graves o leves, según puedan constituir o no infracción conforme al artículo 30 del Reglamento. Cuando el defecto sea grave, la instalación no podrá ser puesta en servicio hasta su subsanación

El responsable del equipo de medida es responsable de subsanar todos los defectos de sus instalaciones en los términos indicados en la Normativa vigente, en un plazo de tres meses desde que reciba la comunicación del Encargado de la Lectura con los defectos encontrados. La sustitución de equipos que no cumplan los requisitos se realizará de acuerdo a los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El Encargado de la Lectura comunicará al responsable del punto de medida y a la CNE, los defectos encontrados así como los plazos para su resolución. Cuando los defectos sean graves, lo comunicará además a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5 "Estimación de Medidas y Cálculo del Mejor Valor horario de Puntos Frontera".

4.2 Tipos 4, 5**4.2.1 Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalación de un punto de medida**

El cliente elegible o su representante solicitará al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, en los plazos y con los requisitos especificados en la normativa vigente.

El Encargado de Lectura basándose en el boletín emitido por el instalador correspondiente o en su defecto mediante inspección de la instalación, deberá indicar en el plazo legalmente previsto, la aceptación de la instalación o las modificaciones a efectuar, indicando el código universal dentro del Sistema de Medidas del punto de medida.

ANEXO I

ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTO DE MEDIDA

TIPOS 1, 2, 3

Fecha:.....
.....

Causa de la verificación(P.E.S. / Modificación / Auditoría):

1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (OS): Dirección.....

Código PM (externo):..... Población:

Responsable de la instalación: Código postal:

Tipo de punto (1/2/3): Teléfono contacto:

Potencia aparente nominal/contratada (kVA):..... Telemedida (CP/CS/NO):.....

Tensión nominal (kV): Fecha inicio vigencia:

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Transformadores de intensidad(relación devanado medida)

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	POTENCIA	CLASE

Transformadores de Tensión

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	INDUCTIVO	POTENCIA	CLASE

Contadores

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	T. Nominal	I. Nominal	Lectura max. Activa	Lectura max Reactiva	CLASE

Registrador

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	CANAL (1 – 8)	DIRECCIÓN (0-65535)	CODIGO SIMEL	COMUNICACIÓN

Observaciones:
.....

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	PROTOCOLOS DE ENSAYO O EN ORIGEN	CLASE DE PRECISIÓN ADECUADA TIPO PM	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Trafos intensidad						
Trafos tensión						
Contadores						

4. CONFIGURACIÓN DE LA MEDIDA DEL PUNTO DE MEDIDA

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.
- Punto/s frontera para los que se utiliza el punto de medida:
- Tipo de configuración del punto frontera / medida descrita en el Apéndice C de las ITC's (caso de no ser ninguna de las configuraciones, deberá existir nota de conformidad del encargado lectura)

Observaciones:

.....

5. ADECUACIÓN Y CONECTIVIDAD DE EQUIPOS DE MEDIDA

- Relación de transformación de los transformadores de intensidad es tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o contratada se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.
- Relación transformación de trafos de tensión comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario
- Características nominales de tensión e intensidad de contadores adecuadas a los secundarios de trafos de medida a que están conectados
- Secundarios de medida a que está conectado el contador/es dedicado en exclusiva a medida destinada a liquidación.
- El registrador utiliza el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento P.O. 10.4.

6. CARGA SIMULTANEA DEVANADOS SECUNDARIOS

	PROTOCOLO ENSAYO O MEDIDA (VA)	ESPECIFICADA (VA)	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	OBSERVACIONES
Carga simultanea devanado Sec. I.				
Carga simultanea devanados Sec. T.				

Observaciones:

.....

7. CRITERIOS DE INSTALACIÓN

- Transformadores de tensión**
- Inspección visual Precinto caja
 - Medida(o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de carga simultanea sobre todos los transformadores de tensión por encima del 50% de la carga de precisión con $\cos \Psi$ mayor de 0.8 .

Fase R: VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S: VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T: VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada)

- Separación entre devanado de medida / otros y posibilidad de precintado independiente
- Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio) de caída de tensión inferior al 1 por 1000.

Fase R: VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S: VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T: VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada)

Observaciones:
.....

8. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

- Inspección visual Precinto caja
- Medida (o comprobación del protocolo de p.e.s.) de carga máxima cables menor o igual 75 % de la carga de precisión del trafo.

Fase R: VA(Medida) Fase R:.....VA(Calculada)

Fase S: VA(Medida) Fase S:.....VA(Calculada)

Fase T: VA(Medida) Fase T:.....VA(Calculada)

9. CABLEADOS

- Cables apantallados/ blindados entre transformadores medida –casetta..... Identificación de cables
- Cableado interconexión mayor o igual a 6 mm² Sin conexiones intermedias. Si hay deben precintarse

Observaciones:
.....

10. CONTADORIES

- Inspección visual Precinto
- Sistema de medida a cuatro hilos Bloque de pruebas precintable
- Identificación del punto de medida a que corresponde Comprobación parametrización

Observaciones:
.....

11 REGISTRADOR

- Inspección visual Precinto
- Comprobación parametrización Comprobación de lectura local (TPL) y remota (CS o CP) si aplica
- Identificación de los puntos de medida a que corresponde Carga de clave privada

Observaciones:
.....

12. DATOS DE INVENTARIO

- Ficheros inventario actualizados en soporte informático, de acuerdo especificaciones del OS de cargas de inventario de SIMEL.
- Comprobación de dichos ficheros en el CP.

Observaciones:.....

13.. PRUEBAS FUNCIONALES DE LECTURA

- Lectura local con TPL
- Lectura remota CS o CP

Observaciones:.....

14. TOTALIZACIÓN DE PRECINTOS

	FRONTAL	POSTERIOR	OBSERVACIONES
Armario contador			
Contador			
B.P.			
Registrador			
Caja centralización			

15. LISTA DE DEFECTOS

.....

16. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

- Leves
- Graves (presunta infracción conforme el artículo 30 del Reglamento)

En, ade del 20.....

Por el Encargado de Lectura:

Empresa propietaria del PM:

Nombre

Nombre responsable PM:

Firma

Firma

Otros dispositivos (ICP, Etc.)

Observaciones:.....

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	PROTOCOLO DE ENSAYO	CUMPLIMIENTO RD (CLASE PRECISIÓN, ETC.)	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Contador					
Registrador					
Otros dispositivos (ICP, etc)					

4. INSPECCION DE LA INSTALACION DEL PUNTO DE MEDIDA

Sección cableado línea repartidora (mm²)

Sección cableado derivación individual (mm²)

Esquema eléctrico y conexionado.....

Contador/Registrador

Inspección visual

Precinto

Identificación del punto de medida a que corresponde

Comprobación parametrización

Propiedad del equipo de medida:.....

Observaciones:.....

5. LISTA DE DEFECTOS

.....

6. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

Leves

 Graves (presunta infracción conforme el artículo 30 del Reglamento)

En, a de del

Por el Encargado de la Lectura:

Por el Titular del PM:

Nombre

Nombre:

Firma

Firma

VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA**P.O. 10.2****ÍNDICE**

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
 - 3.1 Equipos de medida a verificar
 - 3.2 Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas
 - 3.3 Solicitud de verificaciones no planificadas (verificaciones a petición)
 - 3.4 Gastos ocasionados por las verificaciones
 - 3.5 Procedimiento de verificación
 - 3.5.1 Puntos tipo 1, 2, 3
 - 3.5.1.1 Verificaciones sistemáticas
 - 3.5.1.1.1 Coordinación de la verificación
 - 3.5.1.1.2 Lugar de la verificación
 - 3.5.1.1.3 Procedimiento de verificación
 - 3.5.1.1.4 Equipos necesarios para la verificación
 - 3.5.1.1.5 Responsables de ejecución
 - 3.5.1.1.6 Criterios de aceptación
 - 3.5.1.1.7 Registro
 - 3.5.1.1.8 Medidas perdidas durante las verificaciones
 - 3.5.1.2 Verificaciones a petición
 - 3.5.1.3 Verificaciones en origen
 - 3.5.1.3.1 Coordinación de la verificación
 - 3.5.1.3.2 Lugar de verificación
 - 3.5.1.3.3 Procedimiento de verificación
 - 3.5.1.3.4 Registros
 - 3.5.2 Puntos tipo 4, 5

- 3.5.2.1 Verificación primitiva
 - 3.5.2.1.1 Coordinación de la verificación
 - 3.5.2.1.2 Lugar de verificación
 - 3.5.2.1.3 Procedimiento de verificación
 - 3.5.2.1.4 Registros
- 3.5.2.2 Verificaciones periódicas
 - 3.5.2.2.1 Coordinación de la verificación
 - 3.5.2.2.2 Ejecución de la verificación periódica
 - 3.5.2.2.3 Procedimiento de verificación periódica
 - 3.5.2.2.4 Criterios de aceptación
 - 3.5.2.2.5 Equipos necesarios para la verificación
 - 3.5.2.2.6 Resultados
 - 3.5.2.2.7 Medidas perdidas durante las verificaciones
- 3.6 Equipos que no cumplan los requisitos especificados
- 3.7 Precinto de los equipos de medida

ANEXO I: Verificación de Contadores de Energía en puntos de Medidas de Tipos 1, 2 y 3

ANEXO II Verificación de Transformadores de Tensión

ANEXO III: Verificación de transformadores de intensidad

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las condiciones y procedimiento de verificación de los equipos de medida instalados en los puntos de medida.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política

Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

3. VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

3.1 Equipos de medida a verificar

Los equipos de medida solos o combinados que será necesario verificar serán los siguientes:

- Contadores de activa y reactiva
- Registradores de energía
- Transformadores de tensión
- Transformadores de intensidad
- Otros equipos o dispositivos cuando la legislación así lo establezca

3.2 Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas

Los equipos de medida descritos en 3.1 serán sometidos a los distintos tipos de verificaciones y en los plazos indicados de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 1, 2, 3 deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas en los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía o en su caso se someterán a las verificaciones periódicas cuando corresponda.

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5 tanto estáticos como de inducción, deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas o en su caso verificaciones periódicas en los plazos indicados y con el sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 y FOM/1100/2002 de 08/05/2002.

3.3 Solicitud de verificaciones no planificadas (verificaciones a petición)

Cualquiera de los participantes en una medida o el Operador del Sistema, podrá solicitar la realización de la verificación de cualquiera de los equipos del punto de medida del que son partícipes fuera de los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las verificaciones no planificadas o a petición tendrán el mismo alcance y tratamiento que las planificadas.

Las verificaciones no planificadas con resultados satisfactorios darán lugar a la reasignación de las fechas de verificación sistemática de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las solicitudes de verificación no planificadas se comunicarán al encargado de la lectura por el procedimiento que defina el encargado de la lectura, con el contenido mínimo que se indica a continuación:

- Fecha en que se emite la solicitud.
- Identificación del equipo de medida del que se solicita verificación.
- Identificación del punto de medida.
- Causa de la solicitud de verificación.

3.4 Gastos ocasionados por las verificaciones

Los gastos que ocasionen las verificaciones estarán sujetos a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y resto de normativa vigente.

3.5 Procedimiento de verificación

3.5.1 Puntos tipo 1, 2, 3

3.5.1.1 Verificaciones sistemáticas.

3.5.1.1.1 Coordinación de la verificación

El encargado de la lectura atendiendo a las periodicidades indicadas en 3.2 coordinará con el responsable de cada equipo de medida y el otro participante de la medida la realización de las verificaciones.

Cualquier persona física o jurídica con interés económico en una medida podrá participar en las verificaciones, para lo cual podrá solicitar al encargado de la lectura que le comunique las que este previsto realizar a un equipo de medida.

3.5.1.1.2 Lugar de la verificación

Las verificaciones se realizarán siempre que sea posible en la propia instalación en la que esté el equipo. De no ser posible la realización de la verificación en la propia instalación, el responsable del equipo comunicará al resto de participantes de la medida la razón y el laboratorio en que se realizará la verificación.

El responsable de un equipo de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al encargado de la lectura, verificador de medidas si lo hubiere, a los demás participantes en la medida y a las Administraciones competentes para la realización de los trabajos de verificación.

3.5.1.1.3 Procedimiento de verificación

Las verificaciones se realizarán dentro del rango de las condiciones ambientales definidas por el fabricante para cada equipo de medida y los patrones a utilizar. En el caso de que las condiciones ambientales de los equipos de medida no se encuentren dentro de los rangos establecidos por el fabricante, se indicará dicha circunstancia en el protocolo de verificación y se considerará que el equipo no cumple los requisitos especificados de acuerdo al apartado 3.6. de este procedimiento.

Para cada equipo a verificar existe un documento específico o protocolo de prueba en el que se indican y registran los ensayos a realizar:

Anexo 1: Verificación Contador - registradores de energía

Anexo 2: Verificación Transformadores de Tensión

Anexo 3: Verificación Transformadores de Intensidad

Antes de proceder a la verificación de un contador - registrador, se comprobará que su parametrización es correcta y coincide con la inventariada en el Concentrador Principal y/o concentrador del encargado de la lectura. Asimismo, se deberá tomar lectura local con TPL, inmediatamente antes e inmediatamente después de la realización de una verificación.

3.5.1.1.4 Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar las características especificadas de un equipo de medida, deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3 "Requisitos de los equipos de inspección".

3.5.1.1.5 Responsables de ejecución.

El Verificador de Medidas Eléctricas autorizado será el responsable de las verificaciones en los puntos de medida, ejecutando la verificación a petición del responsable del punto de medida, salvo en las fronteras con Transporte, en las Interconexiones Internacionales y en las fronteras de generación que oferten su energía al mercado de producción, donde el Verificador será el Operador del Sistema. No obstante, el Encargado de la Lectura, podrá efectuar determinadas verificaciones en los supuestos y bajo las condiciones previstas en el Reglamento de Puntos de Medida.

El responsable del equipo de medida, o su representante, es el responsable de elegir al ejecutor de los trabajos que deberá ser un Verificador de Medidas Eléctricas de acuerdo a los requisitos establecidos en el Reglamento de Puntos de Medida.

El encargado de la lectura participará en el desarrollo de la verificación con las atribuciones indicadas en el Reglamento de Puntos de Medida. El participante no responsable del equipo de medida y/u otros sujetos con interés en la medida podrán asistir a la verificación si así lo desean y lo comunican previamente al encargado de la lectura. En este último caso firmarán en el certificado de verificación.

3.5.1.1.6 Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación de los equipos a verificar, considerando el grado de incertidumbre de los equipos de verificación utilizados de los diversos ensayos indicados en el apartado 3.5.1.4 serán los indicados en las siguientes normas:

Contadores

Los establecidos para la clase de contador verificado en la última edición de las normas:

UNE-EN 60.687
UNE-EN 61.036
UNE-EN 61.268

Transformadores de medida

Los establecidos para la clase de transformador verificado en la última edición de las normas:

UNE-EN 60044 - 1
UNE-EN 60044 - 2

El verificador de medidas es el responsable de aceptar y validar los datos y resultados de las verificaciones.

3.5.1.1.7 Registro

Los formatos de verificación que forman parte de los anexos 1, 2 y 3 de este documento servirán como registro de la verificación realizada.

El protocolo deberá ir firmado por los representantes de los participantes en la medida que hayan intervenido en la verificación y por el verificador de medidas. Los protocolos firmados serán registrados y custodiados en el concentrador del encargado de la lectura y se harán públicos a los interesados a través de los servicios de usuario.

3.5.1.1.8 Medidas perdidas durante las verificaciones

En los casos en que un equipo de medida pueda verificarse aislándolo del resto de equipos pero continuando el flujo de energía por la frontera, la energía no medida del punto de red donde se encuentra el equipo a verificar podrá obtenerse por cualquiera de los métodos y con la prelación que se indica a continuación:

- Punto de medida redundante
- Punto/s de medida comprobante/s
- Equipo auxiliar de medida

- Estimación del Encargado de la lectura, según el procedimiento de acuerdo al procedimiento P.O 10.5

El equipo de medida auxiliar podrá ser otro equipo de clase igual o mejor del equipo a verificar. Antes de utilizar el equipo de medida auxiliar, los participantes en la verificación deberán comprobar el funcionamiento del mismo. El equipo auxiliar deberá estar verificado con los mismos requisitos y periodicidades de los del tipo 1.

El método seleccionado para la determinación de la energía no medida durante la verificación deberá indicarse en el protocolo de verificación. La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (si la verificación dura 1 hora 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las dos horas afectadas).

3.5.1.2 Verificaciones a petición

Una vez recibida la solicitud, el encargado de la lectura coordinará con los dos participantes en la medida el día y hora de realización de la verificación. En cualquier caso, la verificación se realizará en un plazo máximo de 30 días desde su solicitud.

El procedimiento de verificación es idéntico que el de verificaciones sistemáticas

3.5.1.3 Verificaciones en origen.

3.5.1.3.1 Coordinación de la verificación

El responsable del equipo de medida será responsable de que dicho equipo disponga de una verificación en origen antes de la puesta en servicio de sus equipos de medida, que será ejecutada por un verificador de medidas eléctricas.

3.5.1.3.2 Lugar de verificación

Las verificaciones en origen se realizarán en un laboratorio oficial autorizado. No obstante cuando el equipo carezca de tal verificación, se podrán realizar in situ por un verificador de medidas eléctricas.

3.5.1.3.3 Procedimiento de verificación

El verificador de medidas eléctricas, que podrá ser el fabricante cuando esté autorizado como tal, ejecutará el protocolo que se incluye, con al menos, los ensayos, condiciones de prueba, condiciones de los equipos de inspección y criterios de aceptación indicados en el apartado 3.5.1 de este documento.

3.5.1.3.4 Registros

El responsable del equipo de medida será el responsable de custodiar su certificado de verificación en origen hasta al menos la primera verificación sistemática del equipo y con un mínimo de seis años.

El encargado de la lectura o cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección del certificado de verificación en origen del equipo de medida.

3.5.2 Puntos tipo 4, 5

3.5.2.1 Verificación primitiva.

3.5.2.1.1 Coordinación de la verificación

Los beneficiarios de la aprobación de modelo están obligados a presentar a la verificación primitiva todos los contadores fabricados conforme a dicha aprobación de modelo, antes de su comercialización o puesta en servicio.

3.5.2.1.2 Lugar de verificación

Las verificaciones primitivas serán llevadas a cabo por los servicios de las Administraciones públicas, o por los organismos o laboratorios legalmente autorizados por estas.

3.5.2.1.3 Procedimiento de verificación

El procedimiento de verificación primitiva se atenderá a lo dispuesto en la reglamentación metrológica correspondiente, Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo (BOE 12/05/1984) para contadores de inducción de clase 2.

3.5.2.1.4 Registros

La verificación primitiva tendrá una validez máxima establecida en su legislación específica. El encargado de la lectura será el responsable de custodiar el documento emitido por el servicio u organismo autorizado.

3.5.2.2 Verificaciones periódicas.

3.5.2.2.1 Coordinación de la verificación

Las compañías distribuidoras serán las encargadas de solicitar ante la Administración Pública competente la verificación periódica de los contadores instalados en su red en puntos de medida de tipo 4 y 5, sean o no de su propiedad.

3.5.2.2.2 Ejecución de la verificación periódica

Las verificaciones periódicas serán realizadas por los servicios de las Administraciones Públicas competentes o por los organismos autorizados por estas.

3.5.2.2.3 Procedimiento de verificación periódica

Las verificaciones periódicas se efectuarán de acuerdo al sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

Los lotes se establecerán de acuerdo a los criterios de homogeneidad definidos en la citada Reglamentación metrológica.

3.5.2.2.4 Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación serán los definidos en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

3.5.2.2.5 Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar una muestra deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3 "Requisitos de los equipos de inspección" y en su normativa específica aplicable.

3.5.2.2.6 Resultados

Los resultados serán comunicados por el servicio u organismo verificador oficialmente autorizado a la Administración Pública competente en los plazos y con los datos indicados en la reglamentación metrológica aplicable.

El resultado positivo de los ensayos supondrá la validez de la verificación periódica durante el plazo legalmente previsto.

3.5.2.2.7 Medidas perdidas durante las verificaciones

Cuando se retire un equipo de medida para verificarse y continúe el flujo de energía por la frontera, la energía en el punto de red se medirá con un equipo de clase igual o superior al retirado

3.6 Equipos que no cumplan los requisitos especificados

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 1, 2 y 3 las reparaciones necesarias para la corrección de averías detectadas durante una verificación se atenderán a lo indicado en los RD 2018/97 y 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias que los desarrollan y en la reglamentación metrológica aplicable.

El encargado de la lectura comunicará al responsable del equipo de medida y al CNE los defectos encontrados.

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 4 y 5, los resultados negativos en el proceso de verificación periódica sobre las muestras establecidas según la reglamentación metrológica definida, supondrá la retirada de la red y su sustitución de la totalidad del lote.

3.7 Precinto de los equipos de medida

Todos los equipos de medida deberán estar precintados por el Encargado de la Lectura en su caja de bornes y por el Verificador de Medidas Eléctricas en la tapa de la envolvente. El precinto del Encargado de la Lectura sólo podrá ser retirado por su representante o quien tenga permiso escrito para retirar el precinto. En dicho permiso deberá figurar, al menos, los siguientes datos:

- Identificación de la persona que puede retirar el precinto
- Identificación de la instalación, equipo de medida y precinto que se puede retirar.
- Período de validez de la autorización
- Persona del encargado de la lectura que concede la autorización

ANEXO I

VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ENERGÍA
EN PUNTOS DE MEDIDA DE TIPOS 1, 2 Y 3.**PROTOCOLO DE VERIFICACION DE CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGIA - PVC****Identificación del punto de medida**

Ubicación : __

Posición: _

Empresas afectadas:

Código pto medida :

Tipo pto medida(1/2):

Configuración (P/R/C)

Tensión kV:

Datos de transformadores de medida

Fase	Intensidad			Tensión		
	R	S	T	R	S	T
Marca						
Tipo						
Núm. de serie						
Relación de transformación						
Potencia (VA)						
Clase de Precisión						

Datos registrador asociado

Marca:

Modelo:

Canal(1-8):

Dir. Registro(0-65535):

Cód. registrador empresa:

Cód. registrador O.S.:

N.serie:

Comentarios y observaciones a la verificación**Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

Firmas y precintos de la verificación

Fecha:

O. Sistema / Representante

Empresa /

Representante

Empresa /

Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa /

Representante

Empresa /

Representante

Firma:

Firma:

Firma:

PVC 1/2

Identificación de los contadores			Código PM:	
Energía / Sentido	Activa / Salida	Activa / Entrada	Reactiva/Salida	Reactiva/Entrada
Marca				
Modelo				
Número serie / Año				
Clase de precisión				
Intensidad nominal				
Tensión referencia				
Rev. o Imp / kWh (primario)				
Valor del impulso (kWh)				
Constante lectura (kWh)				
Constante facturación (MWh)				
Dígitos minutería				
Bloques prueba				

Tabla de errores obtenidos en % (límites según UNE-EN 60521 y 60687)

Carga	cos φ	Salida A-	Entrada A+	Reactiva Q-	Reactiva Q+
100 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
50 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
10 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
5 % In	1				
2 % In	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
% In					

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)			Correcciones en registrador (kWh)		
	Contador(AS)	Contador(AE)	Registrador		
Hora inicial			Horas inhibidas (includ)	de	a
Hora final			Lectura de periodos	A S	A E
Lectura final (Mwh/Mvarh)			Periodo 1		
Lectura inicial (Mwh/Mvarh)			Periodo 2		
Difer. no contable			Periodo 3		
Energía no medida (MWh)			Periodo 4		
Metodo obtención			Periodo 5		
Corrección contable (MWh)			Periodo 6		

Valores de tensiones e intensidades secundarias medidos

$U_{R-0} =$ $U_{S-0} =$ $U_{T-0} =$ $I_R =$ $I_S =$ $I_T =$ $I_N =$

Comprobación de la parametrización del contador y registrador

Condiciones ambientales

Temperatura °C				
Humedad relativa %				

ANEXO II

VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TENSION

PROTOCOLO DE VERIFICACION DE TRANSFORMADOR DE TENSION -PVT**Identificación del punto de medida**

Código pto medida :

Tipo pto medida (1/2) :

Ubicación :

Posición:

Tensión: kV

Empresas afectadas:

Datos de transformadores de medida de tensión

Fase	R	S	T
Marca			
Tipo			
Núm. de serie			
cód.trafo empresa			
cód.trafo O.S.			
Relación de transformación			
Potencia			
Clase de Precisión			

Comentarios y observaciones a la verificación**Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

Firmas y precintos de la verificación

Fecha:

O.Sistema / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Firma:

Firma:

Firma:

Tabla de errores obtenidos (límites según 60 044-2)

VALORES EN BORNAS DEL TRANSFORMADOR		Código PM:					
Carga	Cos =0.8	fase r		fase s		fase t	
		Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
100 % Carga precisión	Un						
50 % Carga precisión	Un						
Carga real funcionamiento (nota 1)	Un						

Carga real funcionamiento	carga fase r (VA)	carga fase s (VA)	carga fase t (VA)

Nota 1 : El ensayo de precisión a la carga real de funcionamiento se realizará sólo para el caso de que la carga del circuito de medida sea inferior al 50% de la carga de precisión del transformador

VALORES EN ENTRADA AL CONTADOR		fase r		fase s		fase t	
Carga	Cos =0.8	Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
		100 % Carga precisión (nota 2)	Un				

Nota 2: Además de los requisitos de precisión establecidos en la norma 21088-2, se deberá comprobar que la caída de tensión entre los valores en bornas de contador y bornas de transformador son inferiores al 1 por 1000 al 100% de la carga de precisión.

Caída tensión inferior 1/1000

**Valores de tensiones secundarias medidos**

$U_{R-0} =$ $U_{S-0} =$ $U_{T-0} =$

Condiciones ambientales

Temperatura °C			
Humedad relativa %			

Visados

					Fecha

01/1/03

ANEXO III

VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

PROTOCOLO DE VERIFICACION DE TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD - PVI

Identificación del punto de medidaCódigo pto medida :
Tipo pto medida(1/2):

Ubicación :

Posición: Tensión: kV

Empresas afectadas:

Datos de transformadores de medida de intensidad

Fase	R	S	T
Marca			
Tipo			
Núm. de serie			
cód trafo empresa			
cód. trafo O.S.			
Relación de transformación			
Potencia			
Clase de Precisión			

Comentarios y observaciones a la verificación**Equipos patrones de verificación empleados:**

Equipo	Numero	Lab.calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

Firmas y precintos de la verificación

Fecha:

O.Sistema / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Precinto Firma:

Firma:

Firma:



Empresa / Representante

Empresa / Representante

Empresa / Representante

Firma:

Firma:

Firma:

PVI 1/2

Tabla de errores obtenidos (límites según 60 044-1)
VALORES EN BORNAS DEL TRANSFORMADOR

Carga	fase r		fase s		fase t	
	Relacion %	Ang.(min)	Relacion %	Ang.(min)	Relación %	Ang.(min)
100 % Carga precisión Cos =0.8 I = In						
100 % Carga precisión Cos =0.8 I = In/5						
25 % Carga precisión Cos =0.8, I = In						
25 % Carga precisión Cos =0.8, I = In/5						

Carga real funcionamiento	carga fase r (VA)	carga fase s (VA)	carga fase t (VA)

Carga real inferior a carga de precisión


Lecturas y correcciones contables (kWh)

Hora inicial			
Hora final			
Lectura final			
Lectura inicial			
Difer. no contable			
Energía no medida			
Método obtención			
Corrección contable			

Valores de intensidades secundarias medidas

Ir = Is = It =

Condiciones ambientales

Temperatura °C			
----------------	--	--	--

REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN**P.O. 10.3****ÍNDICE**

1. OBJETO
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN
3. REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
 - 3.1 GENERAL
 - 3.2 EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO
 - 3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS
 - 3.4 CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS
 - 3.5 FICHA / HISTORIAL DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
 - 3.6 CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN
 - 3.7 CONDICIONES DE ENSAYO
 - 3.8 ENSAYOS DE PRECISIÓN
 - 3.9 USO Y ALMACENAMIENTO
 - 3.10 REGISTROS

ANEXO I: Cálculo de Incertidumbres. Supuesto práctico: Contador estático de Energía eléctrica

ANEXO II: Ensayos mínimos de precisión de los equipos de Inspección, Medición y ensayo

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir los requisitos que deben cumplir los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en verificaciones de equipos de medida instalados en los puntos de medida.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas en relación con las verificaciones de todo tipo de contadores de energía activa, reactiva y contadores combinados, independientemente de su clase de precisión.

La normativa básica de aplicación es el R.D. 2018/97, el R.D. 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el RDL 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el R.D. 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía

3. REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN**3.1 GENERAL**

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en las verificaciones de equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, 18 de marzo, de Metrología, sus modificaciones y reglamentos de desarrollo, en lo sucesivo reglamentación metrológica y deberán cumplir los requisitos que se indican en este procedimiento.

Los patrones de referencia utilizados en las verificaciones de equipos de medida deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales oficialmente reconocidos.

Se define la incertidumbre de medida como el parámetro, asociado al resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente ser atribuidos al mensurando. Para la estimación de dicho valor se seguirá lo establecido en las respectivas ediciones vigentes de la guía EN ISO/IEC 17025, así como la guía para la expresión de la incertidumbre de medida del Centro Español de Metrología, Ministerio de Ciencia y Tecnología.

En el Anexo I, se incluye un ejemplo práctico de cálculo de incertidumbre de medida de un contador estático de energía eléctrica, al objeto de completar la definición expresada de incertidumbre de medida.

3.2 EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO

Con independencia de los valores establecidos en las tablas I, II, III y IV del presente apartado y referidos al caso de contadores eléctricos con Norma UNE EN, se deberá cumplir cuando no exista norma UNE que los equipos de inspección, medición y ensayo, utilizados para la verificación de los contadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado cuatro veces mejor que el equipo a verificar.

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para los ensayos de verificación de contadores de energía eléctrica con Norma UNE EN, serán tales que la incertidumbre total de la medida no supere los valores indicados en las tablas I, II, III y IV siguientes, según el tipo de contador de energía eléctrica, energía medida y la clase de precisión correspondiente.

Clase del contador		Factor de potencia
1	2	1
0,2 %	0,4 %	
0,3 %	0,6 %	

**Tabla I. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía activa clases 1 y 2.**

Clase del contador		Factor de potencia
0,2 S	0,5 S	1
0,05 %	0,1 %	
0,1 %	0,2 %	

**Tabla II. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía activa clases 0,2 S y 0,5 S.**

Clase del contador		sen ϕ
2	3	1
0,5 %	0,7 %	
1 %	1,4 %	

**Tabla III. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía reactiva clases 2 y 3.**

Clase del contador	Factor de potencia
2	1
0,4 %	
0,6 %	

**Tabla IV. Incertidumbre de la medida.
Contadores de inducción energía activa clase 2.**

A los contadores estáticos combinados, para medida de energía eléctrica activa y reactiva, se les aplicará las tablas correspondientes a su clase de precisión, según el tipo de energía eléctrica medida.

Los ensayos de verificación en laboratorio se realizarán en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del R. D. 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

A fin de controlar las condiciones ambientales de referencia establecidas, durante la realización de los ensayos se deberá disponer, al menos, de los siguientes instrumentos:

Un termómetro cuya resolución sea de 0,1 °C o mejor, en el intervalo de temperatura comprendido entre 15 °C y 30 °C, con una incertidumbre de medida de 0,2 °C.

Un higrómetro cuyo campo de medida esté comprendido entre el 20 % y el 80 % de humedad relativa, con una incertidumbre de medida del 2 %".

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para la verificación de transformadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado dos veces mejor que el equipo a verificar.

3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos de inspección estarán perfectamente identificados mediante una codificación única e inequívoca.

3.4 CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos de inspección, medición y ensayo serán calibrados periódicamente. Para que un equipo de inspección, medición y ensayo sea válido, deberá haber sido calibrado en un plazo igual o inferior a un (1) año antes de efectuar con dicho equipo las mencionadas actividades.

Los procedimientos de calibración cumplirán los requisitos básicos necesarios para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas aplicables a los Equipos de inspección, medición y ensayo.

Los equipos y demás aparatos utilizados para las calibraciones de los equipos de inspección, medición y ensayo, serán tales que la incertidumbre de medida sea al menos 4 veces menor que la incertidumbre del equipo de inspección a calibrar.

Los patrones de referencia utilizados para las calibraciones, deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales.

El estado de calibración de los equipos se indicará en los mismos utilizando etiquetas adhesivas. El contenido mínimo de las etiquetas que indican el estado de calibración será el siguiente:

- Anagrama o identificación del responsable del equipo o, en su defecto del laboratorio de calibración.
- Identificación del equipo
- Fecha de calibración

3.5 FICHA / HISTORIAL DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

A fin de poder efectuar un seguimiento de los equipos de inspección, éstos deberán disponer de una ficha de vida con el siguiente contenido mínimo:

- Título de " Ficha / Historial "
- Identificación del equipo de inspección
- Modelo
- Fabricante
- Nº de serie
- Descripción
- Fecha de adquisición
- Calibración antes de su puesta en servicio
- Historial de daños, averías y reparaciones
- Última calibración

3.6 CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

El resultado de las calibraciones de los equipos quedará reflejado en un documento con el contenido mínimo que se indica a continuación :

- Título del Documento : "Certificado de Calibración".
- Referencia (Anagrama, dirección...) de la Empresa Responsable de realizar y/o gestionar la Calibración.
- Nº de expediente o certificado.
- Identificación del Equipo de Inspección, Medición y Ensayo, aportando:
 - Fabricante.
 - Modelo o tipo.
 - Nº de Serie.
 - Nº de matrícula.
- Identificación del Procedimiento técnico o método utilizado en la calibración.
- Datos sobre la Trazabilidad de calibración (patrón utilizado y su referencia a patrones nacionales o internacionales acreditados. En defecto de estos patrones serán de aplicación referencias e intercomparaciones autorizadas o supervisadas por entidades nacionales o comunitarias de acreditación).
- Incertidumbre (K=2).
- Condiciones ambientales reales (simultáneas a la Calibración) del área de trabajo.
- Valor medido y valor requerido(1).
- Resultados de la Calibración.
- Observaciones (si aplica).
- Nombre y firma del técnico calibrador.
- Nombre y firma del Supervisor (Director o Responsable del Laboratorio de Calibración).

- Fecha de calibración.
- Fecha de edición del Certificado.
- Número de páginas referenciando en x/y (x=nº de la página actual, y=nº de la última página).
- Sello del laboratorio calibrador.

(1) El valor requerido debe ser al menos cuatro veces mejor que el fijado en la normativa específica de los equipos de medida a los que se aplique el patrón.

En el caso de que se detecte, en la calibración de un Equipo de Inspección, que éste se encuentra fuera de sus límites de error, los equipos de medida que hayan sido verificados con dicho Equipo de Inspección desde su anterior calibración se considerarán como verificados. si el propietario del Equipo de Inspección demuestra que la fecha desde la que puede considerarse averiado el Equipo de Inspección es posterior, en informe remitido a su Encargado de Lectura, antes de un mes desde la detección de la avería del Equipo de Inspección y es aceptado por el Ministerio de Economía y el Centro Español de Metrología. Por otra parte, se considerarán equipos de medida no verificados los que hayan sido verificados entre la fecha de avería resultado del informe anteriormente indicado y la fecha de calibración fuera de límites de error del Equipo de Inspección.

3.7 CONDICIONES DE ENSAYO

Los ensayos en Laboratorio de los Equipos de Inspección, medición y ensayo de contadores se efectuarán al menos en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del R. D. 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

3.8 ENSAYOS DE PRECISIÓN

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo deben ser sometidos a ensayos de precisión donde como mínimo se controlen los puntos especificados en la tabla de Anexo II.

3.9 USO Y ALMACENAMIENTO

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo se utilizarán, manipularán y almacenarán de conformidad con las certificaciones y especificaciones técnicas de los mismos, de tal forma que sean compatibles con la medida o ensayo a realizar y no sufran deterioros por efectos de uso o conservación indebida.

Los equipos de inspección, medición y ensayo deberán ser calibrados después de una avería.

No se podrán utilizar equipos de inspección fuera de su período de calibración. Cuando se detecten equipos con los que se hayan realizado medidas fuera del intervalo de calibración, el responsable del equipo verificado será responsable de solucionar las repercusiones derivadas de los posibles de los errores en las medidas realizadas.

3.10 REGISTROS

El propietario del equipo de inspección será el responsable de custodiar tanto sus certificados de calibración como su ficha de vida. Los certificados de calibración se conservarán durante 4 años como mínimo.

Cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección tanto de la ficha de vida como el certificado de calibración de los equipos inspección.

El Operador del Sistema mantendrá una base de datos de equipos de Inspección, medición y ensayo utilizados en el Sistema de Medidas en la que figurarán al menos Propietario, Identificación del Equipo (fabricante, modelo) y fecha de la última calibración.

ANEXO I

CÁLCULO DE INCERTIDUMBRES;

SUPUESTO PRÁCTICO: CONTADOR ESTÁTICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INCERTIDUMBRE

La composición de la incertidumbre se obtiene asimilando a desviaciones típicas cada uno de los componentes del error que intervienen en la medida. Agruparemos las incertidumbres en las dos categorías siguientes:

- A. Basadas en estimaciones estadísticas sobre las series de cinco medidas correspondientes a cada punto de tensión, intensidad de corriente y factor de potencia.
- B. Aquellas que vamos a evaluar por otros métodos, no estadísticos y basados en suposiciones subjetivas y además independientes del número de medidas realizadas.

Vamos a resumir las contribuciones en las siguientes tablas, considerando la calibración del patrón de referencia.

Nota aclaratoria : se parte de la hipótesis de que la influencia de la magnitud temperatura está controlada, realizándose la medida a la temperatura de referencia, en caso contrario debería tratarse como una contribución más estimándose su influencia a partir del cálculo de la varianza, conociendo sus límites de variación y considerando distribución rectangular.

En todos los casos partiremos de la hoja de datos correspondiente, donde se anotan cinco errores relativos para cada punto de medida, de la forma:

$$E_r \% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100$$

La asignación y expresión de incertidumbres se realizará siguiendo lo establecido en el apartado 5.4.6 de la guía EN ISO/IEC 17025, así como la guía para la expresión de la incertidumbre de medida, publicación 2ª edición marzo de 2002, Centro Español de Metrología, Mº de Fomento.

La comparación se va a realizar sin aplicar inicialmente corrección a la lectura del patrón (en el ejemplo final se establece el procedimiento caso de que exista tal corrección). El tratamiento para la potencia y la energía es el mismo.

Como resultado de la calibración se toma el error cuya expresión, considerando todas aquellas contribuciones (teniendo en cuenta que también hay que expresarlas en tanto por ciento de error) que afectarán al resultado, sería:

$$E = E_r \% - \delta_{\text{Pcal}} - \delta_{\text{Pder}} - \delta_{\text{Pest}} + \delta_{\text{Mres}}$$

Aplicando la ley de propagación de las varianzas, considerando que todas las magnitudes de entrada son independientes y que, se obtiene:

$$L_{\text{equipo a calibrar}} \cong L_{\text{equipo de referencia}}$$

$$u^2(E) = u^2(\bar{q}) + u^2(d_{\text{Pcal}}) + u^2(d_{\text{Pder}}) + u^2(d_{\text{Pest}}) + u^2(d_{\text{Mres}})$$

donde se ha tenido en cuenta que en la ecuación (11 a) de "Guía para la expresión de la incertidumbre de medida" ci = 1.

Por otra parte hay que tener en cuenta que todas las contribuciones u(di) han de estar expresadas como tanto por ciento respecto a la lectura del patrón o del medidor a calibrar.

A continuación se indica como se estima cada una de estas contribuciones.

NOTA:

En el desarrollo de la expresión anterior se ha tomado

$$E_r \% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100 \text{ como una sola variable, ya que al}$$

repetir medidas puede que no se repita para un mismo punto de calibración el valor de $L_{\text{equipo a calibrar}}$ por lo que se obtendría una mayor dispersión que no es debida a errores en los equipos sino a diferentes energías generadas.

Primero se calculará la desviación estándar experimental, para la que se utilizarán los datos obtenidos durante la calibración. (contribución a la incertidumbre de tipo A) $u(\bar{q}) = s(\bar{q})$

Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s^2(\bar{q}) = \frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u_1(y) = s(\bar{q})$

en este caso con n = 5 y qk igual a cada uno de los errores relativos (Er%) encontrados.

Contribución a la incertidumbre debida a la calibración del patrón de referencia, u(x2). Con su incertidumbre de calibración expandida UP para un nivel de confianza y un factor de cobertura, kp, se hallará la:

$$u(\delta_{\text{Pcal}}) = U_P/k_p$$

NOTA:

Aquí se considera incluida la resolución del patrón.

Contribución a la incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón. Ésta se puede conocer con los resultados de las medidas de calibraciones anteriores, se tendrá un historial del cual se calculará la recta de regresión lineal, obteniéndose una incertidumbre de tipo A para estos valores igual a:

$$u_3^2(y) = x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b) \text{ con: } u_3(y) = u(\delta_{\text{Pder}})$$

En el caso de que los puntos de calibración correspondientes al historial sean escasos, de forma que no se pueda considerar la recta de regresión lineal, se tomará el valor mayor de deriva Dmáx y se considerará como distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{Pder}}) = \frac{D_{\text{máx}}}{\sqrt{3}}$$

Contribución a la incertidumbre debida a la estabilidad de la fuente, u(x4). Su influencia va a ser muy pequeña ya que la calibración se hace por comparación.

$$u(\delta_{\text{Pest}}) = \frac{f}{\sqrt{3}}$$

Contribución a la incertidumbre debida a la resolución del equipo o contador de energía a calibrar, u(x5). La resolución se encuentra en el manual de especificaciones del fabricante del equipo y hay que expresarla como un tanto por ciento de la lectura. Esto podría venir en forma de tabla, si el equipo tiene varios rangos de medida. Si designamos por a el valor de resolución requerido considerando la hipótesis de distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{Mres}}) = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Puesto que en la mayoría de los casos la medición se realiza por integración de pulsos, la resolución tal y como se ha definido no es aplicable, ya que la indicación del visualizador no es tenida en cuenta. Aquí la resolución estará relacionado con el valor de un pulso, ya que es la mínima cantidad de la magnitud medida que se puede percibir de forma significativa durante la medición, y se sabe que cada pulso equivale a 0,00001 Wh. Lo que se ha hecho es tomar un tiempo de integración adecuado para que en todos los puntos de la calibración la contribución a la incertidumbre sea despreciable.

$$R \% = \frac{a}{L_M} \times 100$$

Si la resolución R se expresa en porcentaje: L_M y la lectura del

$$\text{medidor teórica es: } L_M = \frac{U \cdot I \cdot \cos \varphi}{3600} \times t$$

se tomaría t = 100 s para todos los puntos

Por otro lado, los sistemas automáticos expresan los resultados con un número de dígitos concreto por lo que tendremos en cuenta esta resolución.

Contribución a la incertidumbre debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón de acuerdo con el certificado de calibración y ésta sería, u(δPint).

A partir de los resultados del certificado de calibración del patrón se podrían corregir las medidas del patrón a través de una recta que se ajuste lo mejor posible a los valores obtenidos en la calibración (por ejemplo, un ajuste por mínimos cuadrados).

En este caso la lectura del patrón se corregiría con el valor indicado por esta recta y se tendría una contribución a la incertidumbre que se podría estimar como la máxima desviación, en valor relativo, de cualquiera de los puntos del certificado de calibración con respecto a la recta. Se tomará Dint dividido por raíz de 3 si se considera la hipótesis de distribución rectangular, por tanto:

$$u(\delta_{\text{Pint}}) = \frac{D_{\text{int}}}{\sqrt{3}}$$

NOTA:

En el caso de que no se realicen correcciones a las indicaciones del patrón en función de los resultados de la calibración, esta contribución no se consideraría. La incertidumbre se calcularía a través de la ley de propagación de las varianzas y se sumaría el valor máximo de la corrección no realizada $U^* = U + C_{\text{max}}$

La incertidumbre estándar, u(y), asociada con la salida estimada viene dada por:

$$\text{donde: } u_i^2(y) = u^2(\delta_i)$$

Ahora se trata de averiguar cuál es el factor de cobertura. Se calcula primero los grados de libertad efectivos de u(y) según:

$$v_{\text{eff}} = \frac{u^4(y)}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4(y)}{v_i}}$$

teniendo en cuenta que para la incertidumbre de tipo A se tiene, $v_i = n - 1$, y para la de tipo B se podría hacer infinito si se han tomado precauciones a la hora de tomar los valores de la u(iy). Una vez hallado los grados de libertad efectivos se hará uso de la siguiente tabla, para un nivel de confianza del 95,45%:

v_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	10	20	50	∞
k	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,13	2,05	2,00

Tabla 1

Finalmente se calcula la incertidumbre expandida U como:

$$U = k \cdot u(y)$$

que es la incertidumbre de calibración del instrumento para un determinado nivel de confianza y un factor de cobertura k.

El resumen del análisis de incertidumbres sería:

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coefficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u(y)$
$E, \%$	$s(\bar{q})$	1	$s(\bar{q})$
δ_{pcal}	U_p/k	1	U_p/k
δ_{pder}	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$
δ_{pet}	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{f}{\sqrt{3}}$
δ_{pres}	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{a}{\sqrt{3}}$
E			$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(d_i)}$

EJEMPLO

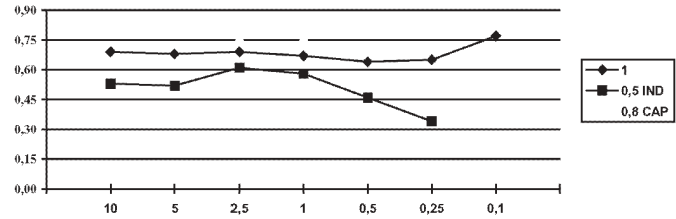
Se aplicará lo expuesto para la realización de ensayos de exactitud de un contador eléctrico estático clase 1 con un patrón calibrado.

CURVA DE REFERENCIA U = 63,5 V

Importación de energía

I (A)	cos j						E_m
10	1	0,68	0,71	0,69	0,69	0,67	0,69
10	0,5 ind	0,50	0,50	0,54	0,55	0,54	0,53
10	0,8 cap	0,78	0,80	0,79	0,81	0,81	0,80
5	1	0,67	0,68	0,67	0,66	0,70	0,68
5	0,5 ind	0,54	0,52	0,50	0,52	0,52	0,52
5	0,8 cap	0,79	0,77	0,77	0,77	0,79	0,78
2,5	1	0,69	0,70	0,69	0,68	0,68	0,69
2,5	0,5 ind	0,63	0,60	0,63	0,60	0,61	0,61
2,5	0,8 cap	0,75	0,75	0,77	0,75	0,76	0,76
1	1	0,67	0,66	0,67	0,66	0,67	0,67
1	0,5 ind	0,60	0,56	0,57	0,57	0,58	0,58
1	0,8 cap	0,75	0,75	0,78	0,75	0,75	0,76
0,5	1	0,62	0,63	0,64	0,67	0,65	0,64
0,5	0,5 ind	0,45	0,45	0,49	0,45	0,44	0,46
0,5	0,8 cap	0,80	0,79	0,80	0,82	0,78	0,80
0,25	1	0,67	0,65	0,64	0,66	0,65	0,65
0,25	0,5 ind	0,30	0,34	0,37	0,33	0,37	0,34
0,25	0,8 cap	0,86	0,85	0,86	0,87	0,76	0,84
0,1	1	0,78	0,76	0,72	0,79	0,78	0,77

CURVA BASE
Carga equilibrada

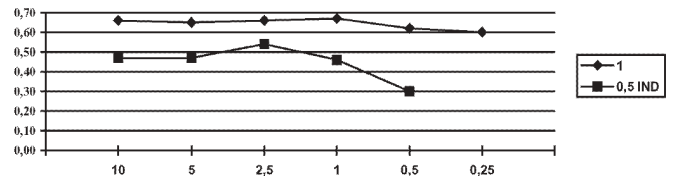


Curva monofásica. Importación de energía

FASE R

I (A)	cos j						E_m
10	1	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66
10	0,5 ind	0,48	0,45	0,47	0,50	0,47	0,47
5	1	0,66	0,65	0,64	0,65	0,65	0,65
5	0,5 ind	0,46	0,48	0,48	0,45	0,48	0,47
2,5	1	0,66	0,68	0,64	0,66	0,68	0,66
2,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,50	0,53	0,57	0,54
1	1	0,65	0,65	0,66	0,74	0,64	0,67
1	0,5 ind	0,47	0,47	0,44	0,46	0,47	0,46
0,5	1	0,63	0,63	0,62	0,61	0,59	0,62
0,5	0,5 ind	0,26	0,29	0,27	0,35	0,34	0,30
0,25	1	0,58	0,59	0,58	0,62	0,61	0,60

CURVA MONOFÁSICA
FASE R

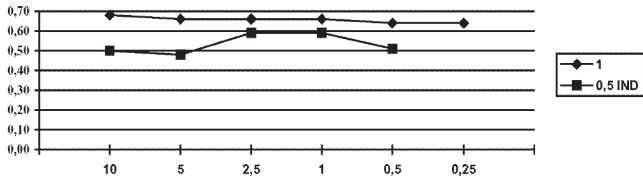


Curva monofásica. Importación de energía

FASE S

I (A)	cos j						E_m
10	1	0,69	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68
10	0,5 ind	0,49	0,51	0,49	0,51	0,48	0,50
5	1	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
5	0,5 ind	0,52	0,47	0,46	0,47	0,50	0,48
2,5	1	0,68	0,67	0,65	0,64	0,66	0,66
2,5	0,5 ind	0,59	0,60	0,60	0,60	0,57	0,59
1	1	0,64	0,66	0,65	0,68	0,65	0,66
1	0,5 ind	0,62	0,64	0,56	0,57	0,56	0,59
0,5	1	0,66	0,60	0,66	0,63	0,67	0,64
0,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,47	0,50	0,50	0,51
0,25	1	0,67	0,68	0,59	0,60	0,68	0,64

CURVA MONOFÁSICA
FASE S

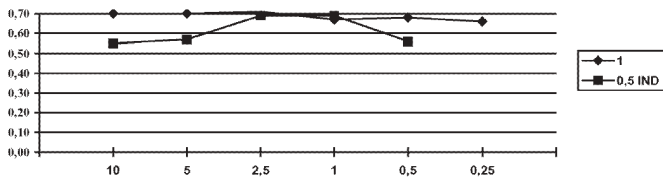


Curva monofásica. Importación de energía

FASE T

I (A)	cos φ	E _m					E _m
10	1	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
10	0,5 ind	0,54	0,58	0,55	0,54	0,52	0,55
5	1	0,70	0,70	0,70	0,69	0,70	0,70
5	0,5 ind	0,57	0,57	0,59	0,54	0,56	0,57
2,5	1	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71
2,5	0,5 ind	0,68	0,69	0,70	0,71	0,66	0,69
1	1	0,67	0,67	0,65	0,68	0,69	0,67
1	0,5 ind	0,70	0,71	0,71	0,66	0,69	0,69
0,5	1	0,66	0,67	0,66	0,70	0,69	0,68
0,5	0,5 ind	0,56	0,54	0,52	0,60	0,56	0,56
0,25	1	0,67	0,66	0,69	0,72	0,57	0,66

CURVA MONOFÁSICA
FASE T



Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos	E _r %	E _m %
63,5	5	1	+0,67	+0,68
			+0,68	
			+0,67	
			+0,66	
			+0,70	

Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos	E _r %	E _m %
63,5	5	0,5 I	+0,54	+0,52
			+0,52	
			+0,50	
			+0,52	
			+0,52	

F.P.	Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
	$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s(q_k) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u(x_i) = s(\bar{q})$
1	+0,68	0,015 2	0,006 8	0,006 8
0,5 I	+0,52	0,014 1	0,006 3	0,006 3

Magnitud	Incertidumbre típica u(δ _i)	Coeficiente de sensibilidad c _i	Contribución a la incertidumbre u(y) para F.P.=	
			1	0,5 I
E _r %	s(q)	1	0,006 8	0,006 3
δ _{pat}	U _p /k	1	0,008 8	0,010 1
δ _{der}	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	0,008 0	0,012 0
δ _{ret}	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	0,005 8	0,005 8
δ _{res}	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	1	0,002 9	0,002 9
E	$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(\delta_i)}$		0,015 1	0,018 0

$v_{\text{eff}} = 99,557 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,030 3$; El valor de la corrección del patrón es $\varepsilon_p = 0,01$,

por tanto $U^* = U + C_{\text{max}} = 0,040 3$

$v_{\text{eff}} = 260,0318 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,035 9$; El valor de la corrección del patrón es $\varepsilon_p = 0,02$,

por tanto $U^* = U + C_{\text{max}} = 0,055 9$

ANEXO II

ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO

ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN						
ENSAYO	TENSIÓN	INTENSIDAD	FACTOR DE POTENCIA	CARGA	VALOR MEDIDO	VALOR REQUERIDO
1	U_n	I_n	$\frac{\text{Cos}\varphi=1}{\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
2	U_n	$0,5 I_n$	$\frac{\text{Cos}\varphi=1}{\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
3	U_n	$0,1 I_n$	$\frac{\text{Cos}\varphi=1}{\text{Cos}\varphi=0,5 \text{ ind.}}$ $\text{Cos}\varphi=0,8 \text{ cap.}$	Monofásico(R,S,T)		
4	U_n	$0,05 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Monofásico(R,S,T)		
5	U_n	$0,02 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Monofásico(R,S,T)		
6	$1,1 U_n$	I_n	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
7	$0,9 U_n$	I_n	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
8	U_n	I_n	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
9	U_n	$0,001 I_n$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		
10	U_n	$0,5 I_{n\text{máx}}$	$\text{Cos}\varphi=1$	Trifásico		

NOTA: El ensayo nº 9 en $0,001 I_n$, corresponde a las condiciones de arranque y no debería medirse el error, quedando solo como comprobación de que el contador efectivamente arranca con la intensidad de ensayo.

MINISTERIO DE ECONOMÍA

10659 *CORRECCIÓN de errores de la Resolución de 12 de febrero de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.*

Advertidos errores en el texto de la Resolución de 12 febrero de 2004, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 60, de 10 de marzo de 2004, se procede a efectuar las oportunas modificaciones:

En la página 10902, primera columna, en el apartado 3.1.8, suprimir el último párrafo: «La negativa a facilitar la información indicada constituirá una infracción según el artículo 30 del Real Decreto 2018/1997 (según modificación introducida en el Real Decreto 385/2002)».

En la página 10905, último párrafo, donde dice: «...Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio)», debe decir: «...Medida o comprobación (del protocolo de puesta en servicio)».

En la página 10906, cuarta línea, donde dice: «...Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio)», debe decir: «...Medida o comprobación (del protocolo de puesta en servicio)».

En la página 10906, punto 8, segunda línea donde dice: «...Medida (o comprobación del protocolo de puesta en servicio)», debe decir: «...Medida o comprobación (del protocolo de puesta en servicio)».

En la página 10919, segunda columna, último párrafo, donde dice: «...con una incertidumbre de medida de 0,2 °C», debe decir: «...con una incertidumbre de medida de 0,3 °C».

En la página 10938, primera columna, apartado 4.1.2.d, donde dice: «...antes del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes», debe decir: «...antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes».

BANCO DE ESPAÑA

10660 *RESOLUCIÓN de 7 de junio de 2004, del Banco de España, por la que se hacen públicos los cambios del Euro correspondientes al día 7 de junio de 2004, publicados por el Banco Central Europeo, que tendrán la consideración de cambios oficiales, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre la Introducción del Euro.*

CAMBIOS

1 euro =	1,2319	dólares USA.
1 euro =	135,36	yenes japoneses.
1 euro =	7,4335	coronas danesas.
1 euro =	0,67025	libras esterlinas.
1 euro =	9,1333	coronas suecas.
1 euro =	1,5242	francos suizos.
1 euro =	87,33	coronas islandesas.
1 euro =	8,1860	coronas noruegas.
1 euro =	1,9558	levs búlgaros.
1 euro =	0,58300	libras chipriotas.
1 euro =	31,270	coronas checas.
1 euro =	15,6466	coronas estonas.
1 euro =	251,75	forints húngaros.
1 euro =	3,4528	litas lituanos.
1 euro =	0,6638	lats letones.
1 euro =	0,4266	liras maltesas.
1 euro =	4,6492	zlotys polacos.
1 euro =	40,803	leus rumanos.
1 euro =	239,1400	tolares eslovenos.

1 euro =	39,950	coronas eslovacas.
1 euro =	1.816.967	liras turcas.
1 euro =	1,7521	dólares australianos.
1 euro =	1,6592	dólares canadienses.
1 euro =	9,6024	dólares de Hong-Kong.
1 euro =	1,9569	dólares neozelandeses.
1 euro =	2,0996	dólares de Singapur.
1 euro =	1.427,96	wons surcoreanos.
1 euro =	7,9842	rands sudafricanos.

Madrid, 7 de junio de 2004.—El Director general, Francisco Javier Ariztegui Yáñez.

COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANTABRIA

10661 *DECRETO 35/2004, de 15 de abril, por el que se declara bien de interés cultural, con la categoría de zona arqueológica, el «Campamento romano de El Cincho», en La Población, término municipal de Campoo de Yuso.*

Mediante Resolución de la Consejería de Cultura, Turismo y Deporte, de 23 de abril de 2003, se incoó expediente de declaración de bien de interés cultural, con la categoría de yacimiento arqueológico a favor del «Campamento romano de El Cincho», en La Población, término municipal de Campoo de Yuso.

Cumplido el trámite establecido en el artículo 18 de la Ley 11/1998, de 13 de octubre, de Patrimonio Cultural de Cantabria,

La Consejería de Cultura, Turismo y Deporte ha propuesto la declaración de bien de interés cultural, con la categoría de yacimiento arqueológico a favor del «Campamento romano de El Cincho», en La Población, término municipal de Campoo de Yuso, y a tal efecto insta al Consejo de Gobierno dicha declaración, haciéndole constar que se han cumplimentado todos los trámites preceptivos en la incoación e instrucción del expediente.

En su virtud, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 24.17 de la Ley Orgánica 8/1981, de 30 de diciembre, del Estatuto de Autonomía para Cantabria, reformada por Ley Orgánica 11/1998, de 30 de diciembre, y en el artículo 19 de la Ley 11/1998, de 13 de octubre, de Patrimonio Cultural de Cantabria, a propuesta del Consejero de Cultura, Turismo y Deporte, previa deliberación del Consejo de Gobierno de Cantabria en su reunión del día 15 de abril de 2004, dispongo:

Artículo 1.

Declarar bien de interés cultural, con la categoría de yacimiento arqueológico, a favor del «Campamento romano de El Cincho», en La Población, término municipal de Campoo de Yuso.

Artículo 2.

Delimitar el entorno de protección del bien declarado, que figura en el anexo junto con su justificación, y que se encuentra representado en el plano que se publica con este Decreto.

Disposición adicional única.

Se faculta al Excmo. Sr. Consejero de Cultura, Turismo y Deporte para la realización de cuantos actos sean necesarios para la efectividad de este Decreto.

Disposición final única.

El presente Decreto entrará en vigor al día siguiente de su publicación.

Santander, 15 de abril de 2004.—El Presidente, Miguel Ángel Revilla Roiz.—El Consejero de Cultura, Turismo y Deporte, Francisco Javier López Marcano.