



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 6/2011 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE REE SOBRE
INSTRUCCIONES TÉCNICAS
COMPLEMENTARIAS AL REGLAMENTO
UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA**

24 de marzo de 2011

INFORME 6/2011 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REE SOBRE INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS AL REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 24 de marzo de 2011, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicita a la Comisión Nacional de Energía (CNE) informe sobre la propuesta de Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (OS), sobre las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) al Reglamento Unificado de Puntos de Medida. Dicha propuesta fue remitida a los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, formulando algunos de ellos observaciones a las mismas. A lo largo del presente informe se analiza la propuesta del OS y se realizan comentarios a la misma, teniendo en cuenta las citadas observaciones de los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

1 ANTECEDENTES

Con fecha 8 de octubre de 2010 ha tenido entrada en el registro de la CNE oficio de la DGPEM, por el que se remite copia del escrito de REE, en su calidad de OS, mediante el que acompaña su propuesta de *“Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento Unificado de Puntos de Medida”*, en virtud de lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Las ITC propuestas sustituirán, en su caso, a las establecidas en la Orden de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las ITC precisas para el desarrollo y aplicación del

Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, actualmente derogado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el actual Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico.

En su oficio, la DGPEM solicita a esta Comisión la emisión de informe sobre dicha propuesta, ello de acuerdo a lo establecido en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS

La propuesta de ITCs ha sido elaborada en virtud de lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, en cuya disposición final segunda se establece que:

“Se autoriza al Ministro de industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de carácter exclusivamente técnico que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este Real Decreto.”

En el apartado 1 se incluyen una serie de definiciones orientadas a facilitar la interpretación del documento, en tanto que en el apartado 2 se introduce, a modo aclaratorio, una descripción del funcionamiento del sistema de medidas.

El apartado 3 versa sobre la ubicación de fronteras entre actividades y la determinación de los distintos puntos de medida, estableciendo las configuraciones a aplicar para cada uno de los tipos de frontera posibles. Por su parte, el apartado 4 se refiere a las condiciones para el cambio de clasificación de dichos puntos de medida, mientras que las condiciones para el alta y modificación de fronteras se encuentran contenidas en el apartado 6.

En el apartado 5 se detallan las características de las distintas instalaciones y equipos de medida, en lo relativo tanto a su instalación como a los criterios de sustitución de equipos.

Por su parte, el apartado 7 hace referencia al procedimiento de inspección y verificación de las instalaciones de medida, incluyendo también las condiciones para el precintado y desprecintado de los equipos de medida, la carga de claves y programación y las reparaciones necesarias para la corrección de las averías detectadas.

En el apartado 8 se incluyen las instrucciones relativas al tratamiento de la información, incluyendo las características del concentrador principal y secundario, la integración y validación de los datos, la lectura de los puntos de medida y la estimación de las medidas.

El apartado 9 establece las condiciones de acceso a los equipos de medida, así como a la información contenida en el concentrador principal y en los secundarios, estableciéndose en el apartado 10 la constitución de un Grupo de seguimiento para la aplicación del Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Finalmente, en el apéndice A se proporcionan, a modo de ejemplo, esquemas de algunas de las configuraciones de medida descritas en las ITCs.

3 NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.
- Real Decreto 1284/2010, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.
- Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases A, B y C y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.
- Orden ITC/3747/2006, de 22 de noviembre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores eléctricos estáticos de energía activa en corriente alterna, clases a, b y c, en conexión directa o en conexión a transformador, emplazamiento interior o exterior, en sus fases de verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.
- Orden de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias precisas para el desarrollo y aplicación del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

4 CONSEJO CONSULTIVO

La citada propuesta de ITCs fue remitida a los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad con fecha 15 de octubre de 2010, solicitando la remisión de los comentarios que entendiesen oportunos. Al respecto, se han recibido comentarios de los siguientes

Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, por orden cronológico de entrada en la CNE:

- ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA
- GENERALITAT DE CATALUNYA
- JUNTA DE ANDALUCÍA
- REE
- APPA
- UNESA
- ENDESA, S.A.
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.
- GRANCEESS
- XUNTA DE GALICIA

Entre los comentarios recibidos de los distintos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, caben destacar las siguientes:

4.1 Respecto a las definiciones incluidas en la propuesta

Se pone de manifiesto la necesidad de aclarar algunos conceptos incluidos en el apartado de definiciones, así como diversas propuestas de términos a añadir en dicho apartado. Dichas consideraciones se encuentran reflejadas en el punto 5.2 de Consideraciones del presente Informe.

4.2 Respecto a la determinación de los puntos de medida

En cuanto a la ubicación de las fronteras entre actividades y la determinación de los correspondientes puntos de medida, varios Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad hacen referencia a la necesidad de especificar que la ubicación del punto de medida principal en el mismo lugar donde se ubique la frontera, se llevará a cabo siempre que sea técnicamente viable, aplicándose los correspondientes coeficientes de pérdidas en caso de que ello no fuera posible. A este respecto, se indica también la necesidad de que dichos coeficientes sean fijados por estas ITCs, no siendo suficiente que se detalle en

los Procedimientos de Operación del Sistema. Los comentarios a este respecto se incluyen en el punto 5.2 de Consideraciones del presente Informe.

Se hace también referencia a la necesidad de definir distintos casos de fronteras de situaciones especiales no incluidas explícitamente en la propuesta, así como de incluir ciertas aclaraciones en algunas de las situaciones contempladas, tal y como se recoge en las Consideraciones sobre el contenido del apartado 3. Al respecto, cabe destacar la propuesta de contemplar, para las fronteras de generación de régimen especial, los esquemas de frontera-medida actualmente recogidos en el documento de REE *“Sistema de información de medidas eléctricas. Criterios para el establecimiento de los puntos frontera en instalaciones de producción en régimen especial.”*

4.3 Respetto al cambio de clasificación del punto de medida

Respetto al cambio en la clasificación del punto de medida, se han recibido diversas observaciones indicando que dicha modificación no debería realizarse automáticamente por el encargado de la lectura. Los comentarios de detalle sobre los aspectos relacionados con este apartado han sido incluidos en el punto de Consideraciones relativas al mismo.

4.4 Respetto a las características de las instalaciones y de los equipos de medida

Respetto a la instalación de los transformadores de tensión e intensidad, se han recibido diversos comentarios de carácter técnico acerca de las especificaciones incluidas en la propuesta. Entre ellos destacan los relativos a los requisitos de carga de los transformadores de tensión y la potencia de diseño de idoneidad de la relación de transformación de los transformadores de intensidad. Dichas consideraciones se encuentran reflejadas en las Consideraciones sobre el apartado 5.

En relación con las características de los contadores y registradores, uno de los puntos sobre el que se han recibido más comentarios ha sido la limitación de que la parametrización de los equipos sólo pueda realizarse en modo local, aspecto que resulta

contradictorio con algunos de los objetivos del Reglamento Unificado de Puntos de Medida. Cabe destacar también los aspectos referidos a las distintas claves de acceso, sobre las que se ha recalcado la necesidad de aclarar quién puede conocer cada una de ellas, además de haberse recibido alegaciones acerca de la escasa utilidad de la clave de sincronización. Dichos aspectos son comentados en el punto de Consideraciones del presente Informe, además de otros comentarios de detalle relacionados con este apartado.

4.5 Respecto al equipamiento de las fronteras transporte/distribución en los sistemas eléctricos insulares

Entre los comentarios recibidos por parte de algún Miembro del Consejo Consultivo de Electricidad, se destaca que no se considera necesaria la instalación de equipos de medida en las fronteras transporte-distribución de los sistemas insulares, por no haberse requerido su instalación hasta el momento según las anteriores ITCs. Si bien no es el objeto de este Informe la determinación de dicha obligatoriedad de instalación de equipos de medida, los comentarios al respecto se encuentran recogidos en el punto 5.1 del presente Informe.

4.6 Respecto a las inspecciones y verificaciones de las instalaciones de medida

En este punto cabe destacar la propuesta realizada por algunos de Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de incluir un nuevo apartado en las ITCs donde se recojan las características de los concentradores secundarios que no sean propiedad del encargado de la lectura. De la misma manera, se destaca la necesidad de especificar el procedimiento a seguir en caso de que un equipo con obligación de disponer de comunicaciones no pueda ser leído por causa de una avería.

En cuanto al procedimiento de verificación de los sistemas de medida, se han recibido alegaciones sobre la necesidad de desarrollar un procedimiento detallado para la verificación de equipos de medida cuando es solicitada por cualquiera de los participantes en la medida, lo que se contempla en el punto 5.1 de este Informe.

4.7 Respeto al Tratamiento de la Información

Respecto a este punto cabe destacar la propuesta realizada por algún Miembro del Consejo Consultivo de Electricidad respecto a la posibilidad de que la información de las medidas del concentrador principal sea enviada periódicamente a las Comunidades Autónomas en la que se ubiquen los puntos de medida, con el objetivo de que las mismas puedan elaborar los balances de energía en sus territorios. A juicio de esta Comisión, esta observación escapa del objeto de este Informe, por lo que no ha sido considerada en las Consideraciones formuladas.

Así mismo, se han recibido también comentarios acerca de la accesibilidad de los consumidores a sus registros de consumo, además de la posibilidad de acceder al registro de parámetros relacionados con la calidad del servicio, tal y como se establece en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 1110/2007.

4.8 Otros comentarios recibidos

Los comentarios recibidos referentes a posibles mejoras en la redacción o aclaración de puntos específicos de los distintos apartados se encuentran reflejados en el punto 5.3 del presente Informe, incluyendo los relativos a los esquemas representados en el Apéndice A de la propuesta de ITCs.

En lo referente al Grupo de seguimiento, por parte de algunos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad se ha propuesto la posibilidad de que esté presidido por un representante de la CNE, contando además con participación de las distintas Comunidades Autónomas.

5 CONSIDERACIONES

5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Esta Comisión valora **como necesaria** la propuesta de ITCs que se informa, dado que vienen a introducir los procedimientos necesarios para el desarrollo y aplicación del

Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, actualizando las ITCs actualmente vigentes con las modificaciones introducidas por el citado Reglamento.

Esta Comisión considera que la aplicación de estas ITCs contribuirá a lograr una mayor correlación entre la estructura de precios de la energía y los costes reales de suministro, desarrollando los criterios de medición de la energía existentes hasta el momento, para adaptarlos a la introducción de los sistemas de telegestión, y garantizando la calidad y precisión de las medidas.

Uno de los aspectos más significativos de la propuesta de ITCs, y que ha sido puesto de manifiesto por algunos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, es el relativo a la instalación de equipos frontera transporte-distribución en los sistemas eléctricos insulares. Así, en el apartado 3.8 de la propuesta de ITCs se especifica que, si bien no se considera frontera la interconexión entre dos islas de los sistemas insulares, o entre una isla y la península, es necesario medir la energía intercambiada en dicho tipo de conexiones. Al respecto, esta Comisión considera necesario indicar que en la disposición transitoria cuarta de la Orden ITC/913/2006 se establecía que **en tanto subsistiera la situación en que los activos de transporte y de distribución pertenecieran a la misma empresa**, no sería necesario la instalación de los equipos de medida en los puntos frontera transporte-distribución en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Sin embargo, esta disposición es suprimida por la Orden ITC/1559/2010, por la que se regula diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, no siendo por tanto ya de aplicación dicha excepción para ese tipo de conexiones, ello en consonancia con el cambio de titularidad habido en las instalaciones de transporte de los sistemas insulares.

Se mantiene en estas ITCs la obligatoriedad de disponer de medidas redundantes o comprobantes para las fronteras Tipo 1, con excepción de las fronteras entre zonas de distribución y fronteras de cliente con tensiones inferiores a 36 kV, lo que ya se contemplaba en las anteriores ITCs. A este respecto, esta Comisión considera adecuada la reorganización del contenido incluido en el apartado referente a la determinación de los distintos Tipos de puntos de medida, donde se indica para cada Tipo de frontera la

configuración principal y redundante a tener en cuenta, lo que facilita en gran medida la aplicación de las ITCs propuestas.

Respecto al cambio de clasificación del punto de medida, se modifica el criterio para llevar a cabo una nueva clasificación en el caso de que la energía anual intercambiada durante dos años seguidos supere el límite superior establecido, fijándose ahora el margen en un 5%, en lugar del 10% contenido en las anteriores ITCs, lo que considera adecuado por parte de esta Comisión. No obstante lo anterior, tal y como se señalará más adelante, no se considera adecuado que dicha modificación pueda realizarse automáticamente por parte del encargado de la lectura sin notificar tal eventualidad al responsable del punto de medida.

En cuanto al procedimiento de verificación de los sistemas de medida, se han recibido alegaciones por parte de Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad acerca de la necesidad de desarrollar un procedimiento detallado para la verificación de equipos de medida cuando la misma es solicitada por cualquiera de los participantes en la medida. Esta Comisión considera que dicho procedimiento permitiría soslayar los posibles conflictos que pudieran surgir en cuanto a los gastos asociados a las verificaciones realizadas fuera de los plazos fijados, estableciendo responsabilidades según el resultado de dichas verificaciones.

Por otro lado, respecto a las características exigibles a los equipos de medida, uno de los puntos relevantes introducido por el vigente Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico fue la necesidad de integración de los equipos de medida Tipo 5 en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente, así como la posible integración en los mismos de los equipos ubicados en fronteras Tipo 4. A este respecto, cabe destacar una ambigüedad detectada en la propuesta, al indicarse que *“La parametrización del registrador sólo podrá realizarse por el encargado de la lectura o en quien éste delegue para la realización de esta tarea, y **sólo se podrá realizar en modo local**”*. Esta Comisión considera que debería permitirse la parametrización de los registradores en modo remoto si el equipo dispone de la tecnología necesaria para ello, ya que esto disminuiría los costes incurridos y los tiempos

de actuación, mejorando la calidad de servicio y contribuyendo a cumplir los objetivos del Real Decreto 1110/2007 de fomentar el desarrollo de los sistemas y equipos de medida.

Respecto a los sistemas de telegestión y telemedida indicados, algunos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han manifestado sus reservas ante los beneficios que dichos sistemas pueden presentar para los responsables del punto de medida, puesto que las ITCs propuestas parecen no permitir un acceso fácil por parte de los consumidores a sus registros de consumo, de la misma manera que no se detalla la forma de acceder a los registros de parámetros relacionados con la calidad del servicio a los que se refiere la disposición transitoria tercera del Real Decreto 1110/2007. A este respecto la Comisión ya se ha manifestado en anteriores ocasiones, resaltando la necesidad de que se detalle, en estos sistemas que permiten la telegestión, cómo se realizará la comunicación con el usuario, bien a través de una página web o preferentemente mediante un visor accesible desde el domicilio del cliente u otros medios.

Es importante señalar la observación hecha por parte de algunos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad acerca de la necesidad de que las nuevas ITCs contemplen los esquemas de medida recogidos en el documento de REE *“Sistema de información de medidas eléctricas. Criterios para el establecimiento de puntos frontera en instalaciones de producción en régimen especial”*, con el objeto de contemplar algunos de los esquemas de conexión más habituales en el caso de fronteras de generación en régimen especial. En concreto, se señala la necesidad de incluir al menos las conexiones en T con medida sólo en la subestación y el caso en el que dos o más parques comparten punto de conexión y reparten la medida proporcionalmente a la potencia nominal. A juicio de esta Comisión, la inclusión de dichos esquemas aportaría claridad a la interpretación de las ITCs incluidas en esta propuesta, evitando posibles errores en la aplicación de las mismas.

A este respecto, deben tenerse en cuenta las modificaciones introducidas por el **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, donde se incluyen algunas modificaciones al Reglamento Unificado de Puntos de Medida

del Sistema Eléctrico y especificaciones para algunas configuraciones de medida de instalaciones de régimen especial.

Cabe destacar también la necesidad de aclarar algunos términos utilizados en la propuesta de ITCs que pueden llevar a confusión, por no ser coherentes con los utilizados en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico o por haber sido eliminadas algunas aclaraciones que aparecían en las antiguas ITCs. Aunque estos términos son comentados en detalle más adelante, esta Comisión considera importante recalcar en este punto la necesidad de especificar los sentidos de la energía, tal y como se hace en el apéndice B sobre *“Definición de magnitudes eléctricas y convenio de signos”* de las ITCs actualmente vigentes, ya que la no especificación de este concepto puede conducir a error a la hora de llevar a cabo los balances de energía en los distintos puntos frontera.

En relación con lo anterior, es importante señalar que en distintos puntos de las ITCs propuestas se hace referencia a los Procedimientos de Operación (POs) de Medidas en general, sin especificar el procedimiento concreto al que se refieren. A juicio de esta Comisión debería concretarse en cada caso el PO a tener en cuenta, con el objeto de facilitar la aplicación e interpretación de las ITCs correspondientes. De la misma manera, en el caso de especificaciones técnicas donde tenga que cumplirse una normativa concreta, se debería especificar la normativa que le sea de aplicación, como en el caso de aquellas instalaciones donde sea necesario considerar el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

En relación con los coeficientes de pérdidas en líneas y transformadores a los que se hace referencia en los esquemas del apéndice A y en varios apartados del documento, y a los que se ha hecho alusión por parte de varios Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, esta Comisión considera que debería incluirse la metodología de cálculo de dichos coeficientes en las ITCs propuestas, con independencia de que éstos se encuentren detallados en los POs, puesto que deben ser tenidos en cuenta tanto por consumidores como por pequeños generadores que se conectan a las redes de distribución.

5.2 CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTENIDO

• Sobre el Apartado 1. Definiciones

Esta Comisión considera necesario realizar una serie de aclaraciones en algunas de las definiciones incluidas en este apartado con el objeto de evitar errores en la interpretación de las ITCs.

Respecto a la definición de *Consumos auxiliares*, se propone incluir las siguientes aclaraciones con el objeto de sustituir la definición propuesta por la desarrollada en la Resolución de la DGPEM, de 17 de marzo de 2003, por la que se clasifican los consumos a considerar como consumos propios, a saber:

a. Consumos propios de la actividad de producción: Servicios auxiliares de centrales de producción: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (en carga, arranques, paradas y emergencias). Incluye:

- o Suministro a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central.*
- o Instalaciones de control.*
- o Telecomunicaciones.*
- o Instalaciones mecánicas.*
- o Fuerza y alumbrado.*

b. Consumos propios de la actividad de transporte:

b.1. Servicios auxiliares de subestaciones de transporte: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer la operación, mantenimiento y control de la subestación, en cualquier estado de funcionamiento. Incluye:

- o Suministro a los accionamientos eléctricos.*
- o Instalaciones de control.*
- o Telecomunicaciones.*
- o Fuerza y alumbrado.*

b.2. Centros de maniobra y control de transporte: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer los servicios que afectan a la gestión de los tránsitos de energía (programación y despacho de servicios), operación, mantenimiento y control de instalaciones de transporte. Incluye:

- o Instalaciones de control.*
- o Telecomunicaciones.*
- o Fuerza y alumbrado.*

c. Consumos propios de la actividad de distribución:

c.1. Servicios auxiliares de subestaciones de distribución: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer la operación, mantenimiento y control de la subestación, en cualquier estado de funcionamiento. Incluye:

- o Suministro a los accionamientos eléctricos.*
- o Instalaciones de control.*
- o Telecomunicaciones.*
- o Fuerza y alumbrado.*

c.2. Centros de maniobra y control de distribución: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer los servicios que afectan a la gestión de los tránsitos de energía (programación y despacho de servicios), operación, mantenimiento y control de instalaciones de distribución. Incluye:

- o Instalaciones de control.*
- o Telecomunicaciones.*
- o Fuerza y alumbrado.*

c.3. Servicios auxiliares de centros de reparto, maniobra y transformación: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer la operación, mantenimiento y control de los mismos. Incluye:

- o Suministro a los accionamientos eléctricos.*
- o Instalaciones de control.*

- *Telecomunicaciones.*
- *Fuerza y alumbrado*

Por otro lado, en la definición de *Energía anual intercambiada*, debería especificarse si la suma de la energía activa que atraviesa una frontera, en cualquiera de sus sentidos, debe efectuarse con signo o en valor absoluto.

En lo que respecta a la definición de *Elemento existente*, debería considerarse cualquier equipo instalado con anterioridad a una norma, instrucción o procedimiento que exija cumplir nuevos requisitos que no se exigían con anterioridad. La definición propuesta no considera aquellos equipos que se instalaron con anterioridad a las ITCs y a los Pos, y a los que se les exige cumplir determinados requisitos no contemplados con anterioridad, por lo que se propone modificar dicha definición como sigue:

“Elemento existente: Elemento de un equipo de medida instalado en su totalidad con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, o de las normas, Instrucciones Técnicas y Procedimientos Operativos que lo desarrollan.”

- ***Sobre el Apartado 3. Ubicación de Fronteras entre actividades y determinación de puntos de medida principales, redundantes y comprobantes***

Esta Comisión considera que en el apartado 3.1 se debería mantener la siguiente redacción incluida en las anteriores ITCs, puesto que aporta claridad respecto al objeto y necesidad de las distintas fronteras:

“La definición de fronteras y puntos de medida que se realiza en la presente Instrucción debe permitir la división de la red en zonas y el cálculo del balance de energía de cada una. A estos efectos, se consideran zonas de la red:

- *Cada una de las centrales de generación y todos sus consumos de auxiliares.*

- Cada uno de los productores del régimen especial y sus procesos productivos asociados, cuando existan.
- Cada uno de los clientes.
- La red de transporte.
- Cada una de las zonas de distribución.”

En el párrafo 2º del apartado 1 se indica que *“El punto de medida principal deberá ubicarse en el mismo lugar en que se encuentre la frontera”*. Sin embargo, en el apartado 3.9 se especifica que *“en los casos en que el responsable del punto de medida justifique la imposibilidad técnica o excepcional coste de la normal ubicación, previo acuerdo del otro participante y el encargado de la lectura, se podrá utilizar otro punto de medida principal”*. Por tanto, a juicio de esta Comisión, debería modificarse el párrafo 2º del apartado 1 como sigue:

“El punto de medida principal deberá ubicarse en el mismo lugar en que se encuentre la frontera, salvo imposibilidad técnica o excepcional coste de dicha ubicación, según se establece en el apartado 3.9 de estas Instrucciones Técnicas”.

En el último párrafo del mismo apartado se establece que *“Cuando a una misma barra se conecten instalaciones pertenecientes a tres o más participantes, se establecerán tantas fronteras con dos participantes como sea preciso”*. Además de este caso, esta Comisión considera necesario definir el caso de fronteras de clientes, o de régimen especial, conectadas a la red de transporte. En ese caso, hay un solo propietario de la instalación pero existen dos fronteras, una entre el transportista y el distribuidor, y otra entre el distribuidor y la unidad de consumo/generación.

Por otro lado, en el apartado 3.2 se establece que *“en el caso de clientes conectados directamente en barras de central, el punto de medida en la frontera generación-cliente se determinará según el criterio establecido en las fronteras de cliente”*. Sin embargo, la definición de frontera generación-cliente no está contemplada explícitamente en el Real Decreto 1110/2007, por lo que esta Comisión considera necesario aclarar este concepto, así como establecer quién será el encargado de la lectura.

A juicio de esta Comisión, debería eliminarse el párrafo 3º del apartado 3.2, por considerar que es innecesario y que puede llevar a interpretaciones erróneas. El caso de las instalaciones de régimen especial está contemplado dentro del apartado 3.2.a) del Real Decreto 1110/2007, donde se define la frontera de generación como *“el punto de conexión de generadores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y clientes con las redes de transporte o distribución”*. Además, en el párrafo 1º del apartado 3.2 de estas ITCs se indica que *“Las fronteras de la actividad de generación se establecen para cada central de generación en el punto de conexión con las redes de transporte o distribución, o en cualquier punto de dichas redes desde la que se efectúe la alimentación de auxiliares de la central”*. Por tanto, se considera innecesario el párrafo indicado:

~~*“En general y salvo excepción de la Dirección General de la Energía, para fronteras de régimen especial, se establecerán tantas fronteras como registros de instalaciones existan en el registro Administrativo de Productores de Régimen Especial gestionado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio”.*~~

Así mismo, en relación con las fronteras de generación en régimen especial, en el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introduce una modificación en el artículo 6 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, donde se establece que *“En las instalaciones de generación, se podrá establecer además un punto de medida en bornes del grupo para la medición de la energía bruta generada, que podrá utilizarse como comprobante.”* Esta Comisión considera que, con el objeto de guardar coherencia con el citado Reglamento, debería reflejarse dicha modificación en el apartado correspondiente a las fronteras de generación.

En lo que respecta al apartado 3.4, referido a las fronteras entre instalaciones de transporte, no se contempla la posibilidad de que existan consumos auxiliares de instalaciones de transporte que pudieran estar siendo alimentadas desde instalaciones de

distribución. Sin embargo, esta Comisión considera que debería añadirse el siguiente texto que ya se encontraba incluido en la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las ITCs al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, y que serán derogadas por estas nuevas ITCs:

“Los consumos de las subestaciones de transporte deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de transporte o distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico y en estas instrucciones técnicas complementarias para las fronteras de cliente.”

En relación con la frontera entre transporte y distribución, en el apartado 3.5 se indica que se establecerá en los puntos en que se produzca el cambio de titularidad entre un distribuidor o una red de acceso de generación con la red de transporte. Sin embargo, esta Comisión considera importante aclarar la ubicación de la frontera en el caso de que un distribuidor sea titular de parte de la red de transporte. Adicionalmente, esta Comisión considera necesario añadir la siguiente aclaración a dicho apartado:

“En el caso de las instalaciones de generación conectadas a transporte que se den de alta como frontera distribución-transporte, será condición necesaria para el alta en el SIMEL el contrato de acceso a red con el distribuidor correspondiente”.

Por su parte, el párrafo 2º del apartado 3.6, referido a fronteras entre zonas de distribución, especifica que *“Las fronteras entre zonas de distribución con potencia aparente nominal igual o inferior a 250 kVA o cuya conexión esté realizada en baja tensión podrán considerarse excluidas de este Reglamento, previo acuerdo de los participantes y siempre que dicha medida no afecte a terceros”*. Esta Comisión considera importante aclarar que dicha exclusión hace referencia a los requisitos exigibles por ser un punto Tipo 3, ya que con la redacción actual podría interpretarse esta exclusión como una baja de la frontera entre las dos distribuidoras. Se propone por ello la siguiente redacción para dicho párrafo:

“Las fronteras entre zonas de distribución con potencia aparente nominal igual o inferior a 250 kVA o cuya conexión esté realizada en baja tensión, a pesar de estar clasificadas como puntos de medida tipo 3 por la función que realizan, podrán considerarse excluidas de este reglamento disponer de un equipo de medida tipo 4, previo acuerdo de los participantes y siempre que dicha medida no afecte a terceros.”

- **Sobre el Apartado 4. Cambio de clasificación de punto de medida**

En el párrafo 1º de este apartado se especifica que *“Cuando el encargado de la lectura detecte que durante dos años seguidos en cierre definitivo la energía anual intercambiada por un punto de medida acogido a la clasificación por energía supere en más de un 5% la correspondiente al límite superior de su tipo, **modificará automáticamente** su clasificación al tipo correspondiente.”*

Análogamente, en el último párrafo se establece que *“Cuando durante dos años consecutivos la energía anual intercambiada por un punto de medida acogido a la clasificación por energía se encuentre por debajo del umbral de dicho tipo de punto, **modificará automáticamente** su clasificación al nuevo tipo de punto correspondiente”.*

En cualquiera de los dos casos, esta Comisión considera que el encargado de la lectura no debe modificar automáticamente la clasificación de un punto de medida sin realizar una notificación fehaciente al responsable del mismo, por lo que sería necesario incluir dicha condición en la redacción.

Adicionalmente, esta Comisión considera oportuno mantener la redacción incluida en las ITCs actualmente vigentes acerca de la posibilidad de instalar un equipo de calidad superior a la mínima exigible sin necesidad de cambiar la clasificación del punto de medida, tal y como se contempla en el artículo 10 del Real Decreto 1110/2007, en el que se establece que *“El cliente o en su caso titular de la instalación de generación podrá optar a su costa por disponer de equipos de medida de calidad o precisión superior a los requeridos...”*.

- ***Sobre el Apartado 5. Características de las instalaciones y de los equipos de medida***

El párrafo 4º del apartado 5.2 establece que *“Cuando se instale el juego de transformadores de tensión en barras, podrá ser compartido por los equipos de medida de todas las líneas conectadas a la barra, siempre que con ello no se degrade la precisión de la medida”*. Lo establecido en dicho párrafo podría provocar conflictos si las líneas son de distintos propietarios o clientes, por lo que esta Comisión considera que dicha condición sólo debería permitirse en caso de pertenecer las líneas a un mismo propietario o cliente.

Por otra parte, se propone modificar el último párrafo de dicho apartado de la siguiente manera: *“El conjunto de la carga simultánea sobre todos los devanados de los transformadores de tensión o la carga sobre el devanado de medida al que se encuentren conectados los contadores es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso esta carga estará por debajo del 25% de dicha potencia...”*. De esta forma, la clase de precisión se cumple igual asegurando el 25% de carga en el conjunto de devanados (carga simultánea) o sólo en el de medida, mientras que los requisitos de carga son mucho mayores para el conjunto de devanados.

El apartado 5.3 versa sobre la instalación de transformadores de intensidad, estableciéndose los criterios para determinar la potencia de diseño de idoneidad de relación de transformación. En el párrafo 3º se indica que la relación de transformación será tal que la intensidad secundaria se encuentre dentro del rango de 45% (o el 20% para *transformadores de clase extendida...*). A este respecto, la norma UNE-EN 60044-1 para transformadores de intensidad para medida para aplicaciones especiales no define el término *“clase extendida”*, sino el término *“gama extendida”*, para referirse a los transformadores que satisfacen que los errores especificados para el 120% de la intensidad primaria asignada se extienden hasta el 150% o el 200%, término que no parece concordar con el objeto de esta propuesta. Esta Comisión considera necesario aclarar este concepto, entendiéndose que si se pretende hacer referencia a las clases 0,2S y 0,5S, definidas en la UNE-EN 60044-1, debería hacerse alusión explícitamente a las mismas.

Por otro lado, en el último párrafo de dicho apartado se establece que “...*el encargado de la lectura podrá solicitar la modificación de la relación de transformación si tras el análisis de los datos de medida en cierre definitivo durante 18 meses consecutivos en un punto de medida se establece que el transformador está midiendo fuera del rango de medida para el que ha sido diseñado*”. Con respecto a este punto, esta Comisión considera necesario concretar el porcentaje de la energía medida que debe tener lugar fuera del rango de medida de diseño para que el encargado de la lectura pueda solicitar dicha modificación, puesto que con la redacción actual no se especifican los criterios a considerar.

Por su parte, en el apartado 5.4 se establece que “*Los contadores y los registradores se instalarán sobre bases constituidas por materiales adecuados y no inflamables*”. A juicio de esta Comisión, debería hacerse referencia a la normativa aplicable a la instalación de este tipo de equipos, de tal forma que permita la selección de los materiales y tipologías de instalación adecuadas para cada caso.

En cuanto a las características de los registradores, en el párrafo 4º del apartado 5.6 se hace referencia al concepto de “*saldo instantáneo de la medida de una instalación*”. Esta Comisión considera necesario definir dicho concepto, estableciendo cada cuánto tiempo debería calcularse dicho saldo, de tal forma que se asegure la obtención de resultados válidos para realizar la facturación y liquidación.

En relación con lo anterior, en el párrafo 6º de dicho apartado se establece que “*La parametrización del registrador sólo podrá realizarse por el encargado de la lectura o en quien éste delegue para la realización de esta tarea, y sólo se podrá realizar en modo local*”. Al respecto, en el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007 se establece como una de las funcionalidades mínimas de los sistemas de telegestión es la “*parametrización del equipo de forma remota, incluyendo la configuración de los periodos de discriminación horaria y la potencia contratada*”. Por tanto, esta Comisión considera que esta limitación no tiene sentido si la tecnología implantada es capaz de realizar parametrizaciones remotas, ya que no se estaría fomentando el necesario desarrollo de los sistemas y equipos de medida perseguido por el Real Decreto 1110/2007.

En este mismo párrafo se indica que *“para equipos de medida con dos encargados de lectura aplicará lo indicado en 7.8”*. Sin embargo, la definición de dos encargados de lectura puede ocasionar dificultades operativas, principalmente en cuanto a responsabilidades de sincronización, mantenimiento del inventario, precintado de los equipos, etc, por lo que esta Comisión considera que dicho concepto precisa de mayor aclaración a este respecto.

Por otro lado, en este mismo párrafo se especifica que *“Una contraseña de acceso al software del registrador garantizará la inaccesibilidad del sistema de parametrización del aparato...”*. Puesto que los aspectos relativos a contraseñas de acceso están especificados en detalle al final de este apartado, esta Comisión considera que debería eliminarse dicha frase para evitar ambigüedades. Tomando en consideración todo lo anterior, se propone modificar la redacción de dicho párrafo como sigue:

“La parametrización del registrador sólo podrá realizarse por el encargado de la lectura o en quien éste delegue para la realización de esta tarea, pudiéndose realizar en modo local o remoto. En el equipo quedará constancia de la hora exacta en que se produce dicha reprogramación.”

En cuanto a las contraseñas de acceso mencionadas, el último párrafo del apartado 5.6 establece que *“Los registradores dispondrán de al menos tres claves de acceso, una para consulta de los datos de medida, otra para la sincronización y otra para la parametrización, que sólo deberá conocer el encargado de la lectura...”*. Esta Comisión considera necesario, por un lado, aclarar quién podría tener acceso a las distintas claves, y por otro, que la sincronización, como hasta ahora, se siga haciendo con la clave de parameterización.

El apartado 5.8 hace referencia a las excepciones para instalaciones. Se propone sustituir la fecha relativa a las instalaciones de medida anteriores a junio de 2002 por el 11 de marzo de 2004, fecha de entrada en vigor de los POs. Además, se propone incluir tanto para estas instalaciones como para las anteriores a mayo de 1999 el siguiente punto:

- Carencia de Verificaciones en origen y Protocolos de ensayos del fabricante de TRs de Tensión y/o Intensidad y autorizaciones de uso.

Por otro lado, esta Comisión considera que en la tabla donde se indican las condiciones de precisión requeridas para la utilización de transformadores de tensión capacitivos existentes deberían incluirse los puntos de medida Tipo 3 y 4.

- **Sobre el Apartado 7. Inspecciones y verificaciones de las instalaciones de medida**

En el apartado 7.1 se establece que “Los equipos de medida de las instalaciones de medida deben disponer de autorización de uso y certificados de verificación para su inclusión en el sistema de información de medidas”. Sin embargo, las verificaciones en origen no son necesarias si los equipos disponen de la correspondiente evaluación de conformidad según el Real Decreto 889/2006 y la ITC 3022/2007, por lo que se propone sustituir el citado texto por el siguiente:

“Los equipos de medida de las instalaciones de medida deberán disponer de las autorizaciones legales pertinentes, siendo el responsable del punto de medida el participante que debe conservar los documentos que lo justifican”.

Por otro lado, en dicho apartado se considera un tipo de verificación denominada “verificación a petición de contadores” (¿?), la cual coincide con la definida en el artículo 3.11 del Reglamento aprobado por el Real Decreto 1110/2007 denominada “verificación individual”, por lo que con el fin de lograr una mayor armonización de criterios se propone utilizar la denominación introducida por dicho Reglamento. Análogamente, con el objetivo de ajustarse a lo establecido en el artículo 3.10 del citado Reglamento, en la definición de “verificación sistemática”, debería sustituirse el término “contadores” por “instalaciones de medida y sus equipos”.

En lo que respecta al precintado y desprecintado de los equipos de medida, esta Comisión considera necesario indicar las acciones a seguir en el caso de que el encargado de la lectura detectara un precinto roto o manipulado, proponiéndose la inclusión del siguiente párrafo al final del apartado 7.7:

“En el caso de que el encargado de la lectura detectara que el precinto de un equipo de medida ha sido roto, alterado o modificado, deberá comunicarlo a la Administración competente quien estudiará la necesidad de realizar una inspección para determinar el alcance del hecho y tomar las medidas oportunas.”

- **Sobre el Apartado 8. Tratamiento de la información**

En el apartado 8.3, referente a las características de los concentradores secundarios de los encargados de la lectura, se obliga a que el concentrador secundario almacene los datos de la última verificación de la instalación y del contador, que actualmente se encuentran almacenados en otros sistemas de información. Por otra parte, según se establece en estas ITCs, en dichos concentradores secundarios sólo se guarda la información correspondiente a los dos últimos años naturales, por lo que no parece el lugar más apropiado para almacenar dicha información. Esta Comisión considera que dichos datos podrían seguir almacenándose en el sistema que cada distribuidor utilice actualmente, siempre y cuando se asegure el acceso a los mismos en las condiciones que se establecen en estas ITCs y en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico. A este respecto, se propone eliminar el siguiente punto del apartado 8.3:

“El concentrador secundario almacenará, al menos, los datos que se indican a continuación [...]

- ~~*Datos de la última verificación de la instalación y contador”*~~

Por otro lado, aunque en el mencionado apartado 8.3 se describen las características de los concentradores secundarios que pertenecen a encargados de la lectura, se dejan sin regular las características de los concentradores que puedan pertenecer a otros agentes. Por ello, esta Comisión considera conveniente la creación de un nuevo apartado donde se

especifiquen las características que deben tener los concentradores secundarios que no sean propiedad de los encargados de la lectura.

En el apartado 8.5 de la propuesta se establece que: *“Las incidencias justificadas en las instalaciones de medidas podrán invalidar datos de medidas. Los encargados de la lectura serán responsables del tratamiento de las incidencias de los equipos de medida de acuerdo a lo indicado en los procedimientos de operación de medidas”*. A este respecto, es importante mencionar que en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007 se establece que *“las incidencias justificadas de los equipos de medida que definan las instrucciones técnicas complementarias darán lugar a nuevos registros de medida que podrán conducir a nuevas liquidaciones y, en su caso, a nuevas facturaciones a clientes y productores.”* Esta Comisión considera importante aclarar en este apartado de las instrucciones técnicas lo que se entiende por incidencias justificadas, así como establecer una serie de requisitos para las correcciones de registros de medidas derivadas de las mismas, independientemente de lo que pueda establecerse en los procedimientos de operación correspondientes.

El apartado 8.7 hace referencia a la lectura de los puntos de medida, estableciéndose que *“la lectura local de los equipos que no tengan obligación de disponer de comunicación la realizará el personal del encargado de la lectura o la empresa en que delegue para la realización de esta tarea, que no podrá ser la responsable del equipo de medida objeto de la lectura.”* A juicio de esta Comisión, debería contemplarse la posibilidad de que en situaciones concretas, como en el caso de ausencias reiteradas, fuera necesario facturar con lecturas aportadas por el consumidor (responsable del equipo de medida), por imposibilidad del distribuidor de acceder a la lectura.

En el mismo apartado se establece un plazo de 4 meses para que se disponga de las medidas de un equipo que no haya podido ser leído remotamente por causa de una avería. Si bien esta Comisión lo considera un plazo adecuado, se estima necesario especificar que en dicho plazo debe repararse la avería, tratando de minimizar los trastornos que la misma pudiera provocar al encargado de la lectura. Se proponen por ello las siguientes modificaciones en el párrafo 3º del apartado 8.7:

“Cuando un equipo con obligación de disponer de comunicaciones no pueda ser leído remotamente por causa de una avería, será puesto en conocimiento por el encargado de la lectura para que el responsable del mismo proceda a subsanar la avería en el plazo máximo de 4 meses desde su notificación. Durante dicho plazo, el equipo podrá ser leído localmente por su encargado de la lectura o por la empresa en que el encargado de la lectura delegue para la realización de esta tarea, que no podrá ser la responsable del equipo de medida objeto de lectura. Esta limitación no aplicará cuando el equipo portátil utilizado para la lectura local no pueda ser manipulado por el lector. En caso de que transcurra el plazo sin haberse solucionado la avería, el encargado de la lectura podrá trasladar al responsable del equipo el extra coste que le originen las lecturas locales que tenga que realizar por la falta de comunicaciones. Este tipo de lecturas podrán ser a petición [...] antes de que transcurran cuatro meses desde la fecha de realización de la solicitud.”

5.3 CONSIDERACIONES DE DETALLE

Esta Comisión entiende oportuno señalar que en la propuesta objeto del presente Informe se cita en varias ocasiones al “cliente”, sin aportar una definición del mismo en el apartado correspondiente. Se considera necesario aclarar este término o sustituir el mismo por “consumidor de energía eléctrica”, tal y como se define en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

De la misma manera, en ocasiones se emplea terminología que no concuerda con la utilizada en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico. A modo de ejemplo, en algunos casos se emplea el término “lectura directa”, que en el citado Reglamento se define como “lectura local”. Esta Comisión entiende necesario garantizar la coherencia entre ambos documentos con el objeto de evitar posibles ambigüedades.

Así mismo, es importante destacar que en la propuesta se utilizan indistintamente los términos “verificación” e “inspección”, mientras que en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida se diferencian claramente ambos conceptos, atribuyéndose su realización a

sujetos diferentes (mientras que la verificación se le atribuye al verificador de medidas, las inspecciones deben llevarlas a cabo la CNE y las Comunidades Autónomas).

A continuación se proponen una serie de modificaciones relativas en su mayoría a mejoras en la redacción y corrección de errores identificados en el texto:

- **Apartado 1. Definiciones**

Con el objeto de evitar confusiones, se considera necesario incluir la distinción entre *barra* y *frontera* en este apartado.

- **Apartado 3. Ubicación de Fronteras entre actividades y determinación de puntos de medida principales, redundantes y comprobantes**

El párrafo 3º del apartado 3.1 debería corregirse como sigue:

“Deberá disponerse de configuraciones de medidas redundantes o comprobantes para todas las fronteras de tipo 1 excepto para las fronteras entre zonas de distribución ~~o~~ y para las fronteras de cliente, cuyas tensiones, tanto en uno como en otro caso, sean inferiores a 36 kV.”

En el párrafo 1º del apartado 3.2 debería efectuarse la siguiente corrección:

“Las fronteras de la actividad de generación se establecen para cada central de generación en el punto de conexión con las redes de transporte o distribución, ~~e~~ y en cualquier punto de dichas redes desde la que se efectúe la alimentación de auxiliares de la central. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se establecerán tantas fronteras de generación de régimen ordinario como grupos existan en la central”.

En el apartado 3.2.2 debería efectuarse la siguiente corrección, con el objeto de incluir a centrales que toman los servicios auxiliares por alimentaciones externas:

“La medida comprobante en fronteras de generación podrá obtenerse por diferencia entre la medida en bornas de alternador menos los consumos de auxiliares ~~que se tomen de bornas del alternador~~, los cuales podrán ser medidos en el lado de baja del transformador de consumos auxiliares”.

En el punto 3.3.1 se indica que el punto de medida principal se establecerá *“lo más próximo posible al elemento de protección general de la instalación y al mismo nivel de tensión”*. Sin embargo, este criterio es diferente al establecido en el apartado 3.1, donde se establece la ubicación en relación a la frontera. Para evitar posibles conflictos o errores de interpretación, se propone modificar dicho párrafo como sigue:

“El punto de medida principal se establecerá en el límite de propiedad, del lado de las instalaciones de cliente, lo más próximo posible a la frontera ~~al elemento de protección general de la instalación y al mismo nivel de tensión”~~.

Con el objetivo de introducir mejoras en la redacción, se propone modificar el apartado 3.5.1 como sigue:

“El punto de medida principal se colocará en el lado de alta de los transformadores, ~~si las transformaciones 400/xx kV y 220/xx kV, ó 66/xx en los SEIE, si el transformador es propiedad del distribuidor; y en el lado de baja de los transformadores en el caso de que las transformaciones 400/xx kV y 220/xx kV, ó 66/xx kV en los SEIE, si el transformador es propiedad del transportista.”~~

• **Apartado 4. Cambio de clasificación de punto de medida**

Con el objetivo de aclarar la redacción, se propone la siguiente modificación en el párrafo 2º de dicho apartado:

“Análogamente, cuando se produzcan ~~modificaciones~~ cambios que modifiquen la potencia nominal aparente del circuito donde se ubica una medida de generación, o

cuando un cliente cambie su potencia contratada, se revisará la clasificación de la medida correspondiente.”

- **Apartado 5. Características de las instalaciones y de los equipos de medida**

En el apartado 5.1, párrafo 3º, se propone añadir el siguiente texto:

“Las características de las instalaciones de medida no deberán afectar a la precisión ni a la disponibilidad de la medida.”

El requisito establecido en el párrafo 7º debería ser de aplicación a los puntos de medida tipo 4, por lo que se propone incluir el siguiente cambio:

“Para puntos de medida tipo 1, 2, 3 ó 4, el sistema de medida empleado será de conexión a 4 hilos.”

En el párrafo 9º del mismo apartado, donde se indica que “Los transformadores y contadores de medida deberán disponer de autorización de uso”, debería añadirse “y, en su caso, autorización de modelo.”

Se propone la siguiente modificación en el párrafo 10º:

“Cuando existan otros secundarios no dedicados a medida, ~~deberá justificarse el fabricante~~, mediante ensayos, deberá justificar que la precisión de la transformación para medida es adecuada para un determinado rango de cargas en los otros devanados secundarios.”

En el párrafo 14º, donde dice: “Los cableados entre los transformadores de medida y la entrada al armario en que se encuentre el contador serán de al menos 6 mm²”, debería añadirse, por motivos de seguridad e independencia de los cables de medida, que “Este cableado irá tendido bajo tubo en todo su recorrido.”

El párrafo 17º del apartado 5.1 debería modificarse como sigue:

“Si los equipos de medida no cumplen los requisitos establecidos, el encargado de la lectura ~~podrá aplicar~~ aplicará las correcciones por imprecisión que se indiquen en los procedimientos de operación de medidas”.

En el párrafo 2º del apartado 5.2 se propone añadir el siguiente texto:

“Deberán usarse preferentemente configuraciones de TRs de tensión en posición de cada TR de Potencia o Línea.”

En el apartado 5.3 b, donde dice “potencia de grupo”, debería decir “potencia aparente de grupo”.

En el párrafo 1º del apartado 5.4 se hace referencia a aspectos relativos al precintado de equipos de medida, que se desarrollan posteriormente en el apartado 7.7, por lo que se propone la eliminación del siguiente texto para evitar posibles ambigüedades:

~~“...Sobre dichas bases se colocarán cubiertas precintadas que permitan la lectura de las indicaciones de los contadores y de los registradores e impidan toda manipulación, tanto en los dispositivos como en los cables de conexión de los contadores con los registradores, en caso de que existan. Los precintos asegurarán la inaccesibilidad del conjunto, excepto para el encargado de la lectura, que será el encargado de colocar, o de retirar en su caso, los mismos.”~~

En el párrafo 2º de dicho apartado, donde dice “El responsable del equipo de medida...”, debería decir: “El responsable del punto de medida...”.

- **Apartado 7. Inspecciones y verificaciones de las instalaciones de medida**

El contenido del párrafo 1º del apartado 7.1 es muy similar a lo indicado al comienzo del apartado 5.1, siendo más explícito este último. Se propone por tanto la eliminación del párrafo indicado.

~~“Todos los equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, de 18 de Marzo, de Metrología, siendo de carácter complementario los controles o verificaciones establecidos en la presente Orden”~~

En el último párrafo del apartado 7.3 se indica que el equipo de verificación, en caso de consumidores, será aportado por el otro participante de la medida o por el verificador de medidas. Se sugiere cambiar dicho término por el encargado de la lectura, ya que no parece que pueda haber otro participante de la medida, puesto que el comercializador actúa en representación del consumidor.

En el párrafo 2º del apartado 7.9 se hace referencia al Real Decreto 1618/1985, de 11 de septiembre, por el que se establece el Registro de Control Metrológico. Dicho Real Decreto fue derogado en el año 2002, siendo actualmente de aplicación el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

El último párrafo de este apartado debería modificarse como sigue:

“Los ~~equipos sustituidos~~ nuevos equipos deberán ser conformes...”

• **Apartado 8. Tratamiento de la información**

Debe corregirse el siguiente error mecanográfico en el párrafo 10º del apartado 8.2 y en el párrafo 7º del apartado 8.3:

“Con objeto de reducir los costes del concentrador, el acceso a la información de más de ~~dos~~ un año de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.”

Por otro lado, el párrafo 9º del apartado 8.3 hace referencia al tratamiento de la lectura local. Este párrafo está repetido en el apartado 8.7, por lo que se propone su eliminación.

Apéndice A. FRONTERAS DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

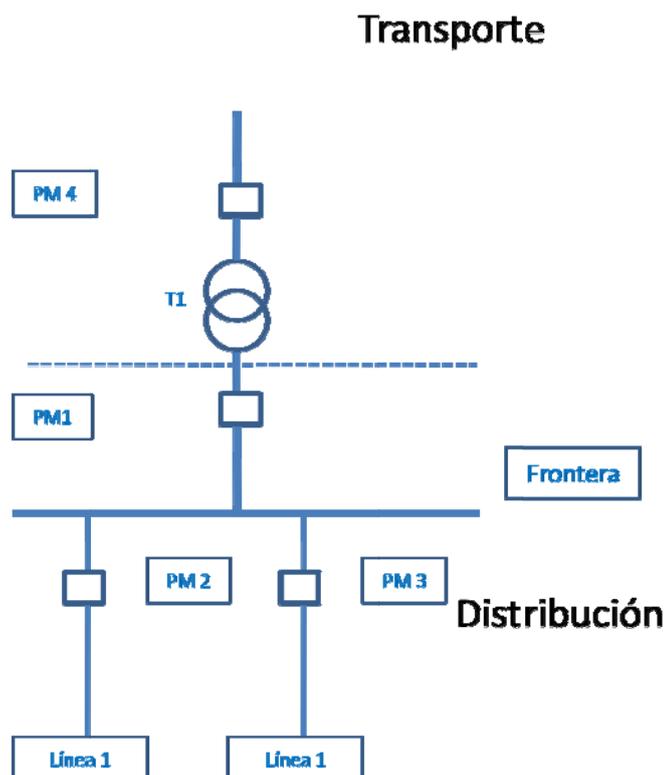
Se propone sustituir, en todos los esquemas, “transporte” o “distribución” por “red de transporte” o “red de distribución”.

En la alternativa 2 del Esquema típico 1 debe hacerse la siguiente corrección:

“Idéntica a la alternativa 1 pero utilizando el punto de medida PM4 que deberá tener en cuenta además del coeficiente de pérdidas ~~del transformador de generación~~ el correspondiente al transformador de servicios auxiliares”

En los Esquemas típicos 3 y 4 falta representar los puntos PM1’ y PM2’.

El Esquema típico 6, correspondiente a fronteras de distribución con transporte, debe sustituirse por el siguiente:

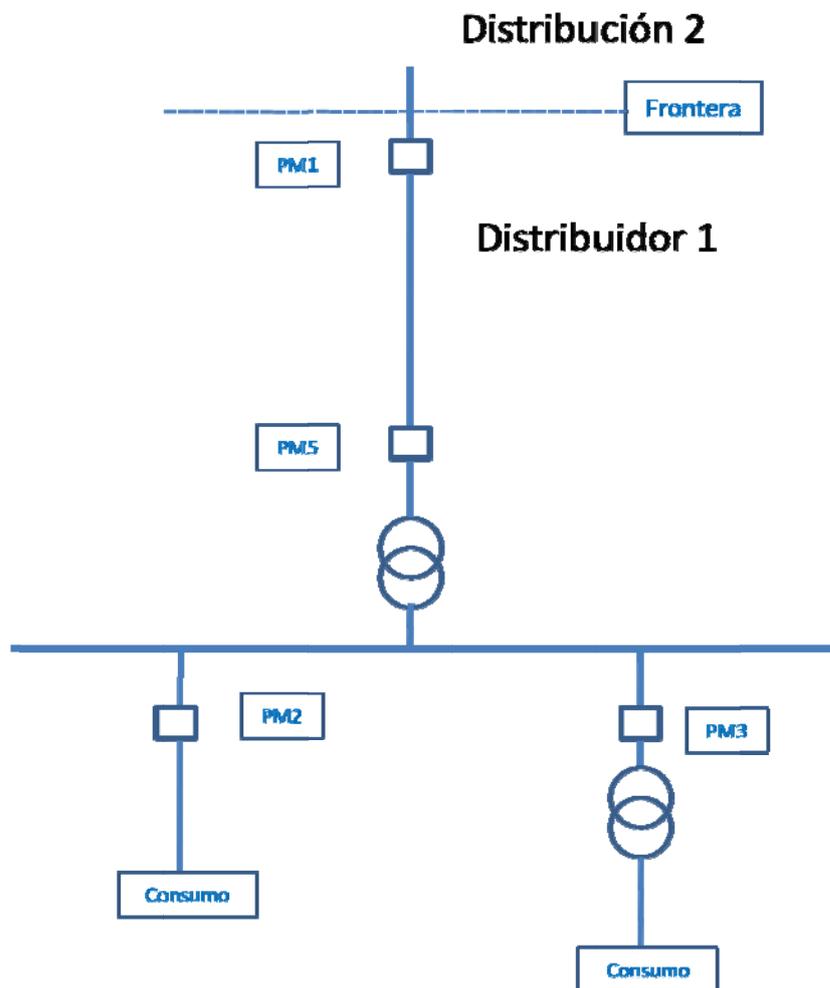


Además, se propone añadir una nueva alternativa en dicho esquema:

“Punto de medida PM1’ (a dibujar) instalado, al igual que el PM1, en el lado de baja del transformador de potencia, sin compartir los transformadores de medida con el principal”.

Con esta nueva alternativa se pretende reflejar la posible configuración donde se instala un equipo redundante en la misma posición del principal (sin compartir los transformadores de tensión ni los transformadores de intensidad con el principal), tal y como se establece en el apartado 3.5.2.

El Esquema típico 8 debería sustituirse por el siguiente:



6 CONCLUSIONES

En relación con la Propuesta de Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, se concluye que:

1. **Un paso importante para el desarrollo de los sistemas de medida.** Esta Comisión considera que las nuevas ITCs juegan un papel fundamental en la aplicación del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, desarrollando los criterios de medición de energía existentes hasta el momento para adaptarlos a la introducción de los sistemas de telegestión y garantizando la calidad y precisión de las medidas.

2. **Determinación de puntos de medida principales, redundantes y comprobantes.** A juicio de esta Comisión, la información referente a la determinación de los distintos tipos de puntos de medida, donde se indica para cada tipo de frontera la configuración principal y comprobante a tener en cuenta, facilita notablemente la aplicación de las ITCs propuestas, suponiendo un gran avance respecto a las anteriores ITCs.
3. **Ubicación del punto de medida principal.** Tal y como se indica en la propuesta *“El punto de medida principal deberá ubicarse en el mismo lugar en que se encuentre la frontera”*. Sin embargo, en el apartado 3.9 se especifica que *“en los casos en que el responsable del punto de medida justifique la imposibilidad técnica o excepcional coste de la normal ubicación, previo acuerdo del otro participante y el encargado de la lectura, se podrá utilizar otro punto de medida principal”*. En este informe se incluyen comentarios acerca de la necesidad de aclarar la ubicación de la frontera y el correspondiente punto de medida en configuraciones especiales, con el objetivo de evitar posibles conflictos en la aplicación de las ITCs propuestas.
4. **Cambio de clasificación del punto de medida.** En la propuesta se contempla la posibilidad de llevar a cabo una nueva clasificación del punto de medida en el caso de que la energía anual intercambiada durante dos años seguidos supere el límite superior de su tipo, estableciéndose el margen en un 5%, en lugar del 10% indicado en las anteriores ITC. Si bien esta Comisión valora positivamente este punto de la propuesta, no se considera adecuado que dicha modificación pueda realizarse automáticamente por parte del encargado de la lectura sin notificar al responsable del punto de medida.
5. **Características de las instalaciones y los equipos de medida.** En la propuesta se incluyen los requisitos que deben cumplir los equipos instalados para llevar a cabo las medidas. A este respecto, en el informe se hacen una serie de comentarios sobre la necesidad de aclarar algunos de estos puntos, con el objetivo de que las ITCs estén en concordancia con la normativa vigente.
6. **Necesidad de desarrollar un procedimiento de verificación de los sistemas de medida.** Esta Comisión considera necesario desarrollar un procedimiento detallado para la verificación de equipos de medida cuando es solicitada por cualquiera de los

participantes en la medida, lo que permitiría soslayar los posibles conflictos que pudieran surgir en cuanto a los gastos de las verificaciones realizadas fuera de los plazos establecidos, fijando responsabilidades según el resultado de dichas verificaciones.

7. **Tratamiento de la Información.** En la propuesta se detallan las características que deben reunir el concentrador principal y los secundarios, incluyendo los datos que deben almacenarse y los plazos para subsanar posibles averías. Sin embargo, aunque se describen las características de los concentradores secundarios que pertenecen a encargados de la lectura, se dejan sin regular las características de los concentradores que puedan pertenecer a otros agentes. Por ello, en este informe se propone la creación de un nuevo apartado donde se especifiquen las características que deben reunir los concentradores secundarios que no sean propiedad de los encargados de la lectura.
8. **Posibilidad de llevar a cabo la parametrización de los registradores en modo remoto.** En la propuesta se indica que *“La parametrización del registrador sólo podrá realizarse por el encargado de la lectura o en quien éste delegue para la realización de esta tarea, y sólo se podrá realizar en modo local”*. Esta Comisión considera que debería permitirse la parametrización de los registradores en modo remoto si el equipo dispone de la tecnología necesaria para ello, ya que esto disminuiría los costes y los tiempos de actuación, y mejoraría la calidad de servicio, contribuyendo a cumplir los objetivos del Real Decreto 1110/2007 de fomentar el desarrollo de los sistemas y equipos de medida.
9. **Esquemas de conexión en fronteras de régimen especial.** Esta Comisión considera importante señalar la observación hecha por parte de algunos Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad acerca de la necesidad de que las nuevas ITCs contemplen los esquemas de medida recogidos en el documento de REE *“Sistema de información de medidas eléctricas. Criterios para el establecimiento de puntos frontera en instalaciones de producción en régimen especial”*, con el objeto de contemplar algunos de los esquemas de conexión más habituales en el caso de fronteras de generación en régimen especial.

- 10. Aclaración de términos incluidos en la propuesta.** En el informe se hace referencia a la necesidad de aclarar algunos términos utilizados en la propuesta que pueden llevar a confusión, por no ser coherentes con los utilizados en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, o por haber sido eliminadas algunas aclaraciones que aparecían en las antiguas ITCs.
- 11. Referencia a los procedimientos de operación.** En distintos puntos de las ITCs propuestas se hace referencia a los Procedimientos de Operación de Medidas en general, sin especificar el procedimiento concreto al que se refieren. A juicio de esta Comisión, debería concretarse en cada caso el Procedimiento de Operación a tener en cuenta, con el objetivo de facilitar la aplicación e interpretación de las ITCs correspondientes.
- 12. Erratas y mejoras de redacción.** En el apartado de “*Comentarios de detalle*” de este informe se proponen algunas mejoras de redacción y se corrigen algunas erratas, además de sugerirse modificaciones en algunos de los esquemas de conexión incluidos en el Apéndice A.