

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

15496 *Resolución de 22 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.*

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, desarrolla las líneas básicas que deben contener las Normas de Gestión Técnica del Sistema de gas natural. En su artículo 13, apartado 1, establece que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministro de Economía para su aprobación o modificación.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, que en su disposición final primera faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas para adoptar las medidas necesarias para la aplicación y ejecución de la orden, en particular para aprobar y modificar los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.

Dicha orden, en la Norma de Gestión Técnica NGTS-12, apartado 12.2, estableció la creación de un grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas responsable de la presentación para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión del sistema gasista.

En base a lo anterior, se ha recibido con fecha de 25 de octubre de 2010 por parte del Gestor Técnico del Sistema una propuesta de modificación del Protocolo de Detalle PD-01 «Medición» que pasaría a titularse Protocolo de Detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas».

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por la Ley 12/2007 de 2 de julio, que modifica la Ley de Hidrocarburos con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/255/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 y con el artículo 13 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, la Comisión Nacional de Energía ha emitido el informe 20/2011, aprobado por su Consejo de Administración en sesión del día 14 de junio de 2011, y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Asimismo, la presente resolución ha sido objeto de informe por el Centro Español de Metrología, en aquellos aspectos relacionados con las instalaciones y equipos de medida.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero. *Modificación del Protocolo de Detalle PD-01 «Medición».*

Se reemplaza el contenido y el título del Protocolo de Detalle PD-01 «Medición», aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, por el texto incluido en el Anexo de la presente resolución.

Segundo. *Entrada en vigor.*

La presente resolución entrará en vigor a los 30 días de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», a excepción de los apartados 6.4 y 6.5 que serán de aplicación a los 6 meses de la publicación, de lo relativo al control metrológico de los equipos e instalaciones de medida y análisis que será de aplicación a partir de la publicación de la legislación de desarrollo, y de todos los apartados referidos al gas procedente de fuentes no convencionales que entrarán en vigor al día siguiente de su publicación.

Madrid, 22 de septiembre de 2011.–El Director General de Política Energética y Minas, Antonio Hernández García.

ANEXO

Protocolo de detalle PD-01 «medición, calidad y odorización de gas»

1. Objeto.

El presente protocolo de detalle tiene como objeto desarrollar la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-05 «Medición». Para ello, se definen conceptos y procedimientos relacionados con la medición, la calidad y la odorización del gas natural, de los gases manufacturados, y de los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en las redes de transporte y distribución de gas natural.

2. Glosario.

En el presente protocolo de detalle se utilizan las definiciones recogidas en la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-01 «Conceptos generales» y, en lo referente al control metrológico, las contenidas en el artículo 2 y los Anexos III, IV y VI del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

3. Condiciones generales.

Todas las obligaciones y responsabilidades asociadas al correcto funcionamiento y control metrológico de los equipos e instalaciones de medición, análisis y odorización, así como aquellas relacionadas con su mantenimiento, reparación y/o sustitución en su caso, junto con la seguridad exigible para los equipos e instalaciones involucradas, corresponderán y serán asumidas por los titulares de los mismos, según lo establecido en la normativa legal vigente.

3.1 Derecho de acceso a las instalaciones de medida y su comprobación.

En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, el titular de la instalación deberá permitir el acceso a los equipos de medida a la otra parte implicada, tras la previa concertación de la visita.

A estos efectos, se consideran partes implicadas en los puntos de conexión los titulares de las instalaciones interconectadas, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y los comercializadores titulares del gas vehiculado.

Por su parte, en los puntos de suministro se considerarán partes implicadas el consumidor, el distribuidor/transportista titular de la red a la que están conectados y el comercializador que suministre. El GTS se considerará parte implicada de un punto de suministro cuando, de acuerdo con la definición incluida en la NGTS-01, se trate de un consumidor que puede condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectado.

Cuando el titular de los equipos de medición sea el sujeto que recibe el gas, el sujeto que lo entrega tendrá el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como por ejemplo: la toma de lecturas, visitas de comprobación de elementos de medida y el estado de los elementos precintables de los sistemas de medición.

Adicionalmente a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, del Real Decreto 889/2006, y de sus normativas de desarrollo, los sujetos del Sistema Gasista (transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores) podrán solicitar comprobaciones extraordinarias de los sistemas de medición. Dichas comprobaciones extraordinarias deberán tener un alcance idéntico a la verificación periódica prevista en el control metrológico del equipo.

Los gastos generados por la comprobación extraordinaria de los equipos de medida serán a cargo del solicitante salvo que el control metrológico de los mismos confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso correrán a cargo del titular del equipo.

3.2 Derecho de acceso a la información de la telemedida.

El GTS dispondrá de acceso continuo a las telemedidas de todos los puntos de salida de la Red Básica. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El GTS recibirá las señales de telemedida de los consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados diariamente, bien de forma directa o bien a través del distribuidor.

Asimismo, los distribuidores recibirán en su centro gestor de telemedida, los datos de medida de los puntos de suministro de aquellos consumidores que dispongan de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes (comercializadores, transportistas y GTS) a través del Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD), con detalle diario, antes de las diez horas del día siguiente al día de consumo.

3.3 Derecho a instalar telemedida en los equipos de medida en los puntos de conexión En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, que puedan tener incidencia en la operación de la red, o cuando pueda ser necesario para la realización de los balances, el titular de la instalación deberá permitir a la otra parte la instalación de telemedida en el equipo de medida. El coste de la instalación la asumirá la parte que instale el equipo.

3.4 Disposiciones normativas y normas aplicables en medición, calidad y odorización de gas.

El GTS publicará y mantendrá actualizado en su página web el listado de disposiciones normativas y normas (UNE-EN y otras) en vigor, aplicables a la medición, calidad y odorización de gas y sus equipos, habilitando la descarga de aquellos documentos que sean de acceso libre y gratuito. Asimismo, recopilará de forma comprensible para el consumidor aquella información relevante contenida en ella.

En relación con la normativa, el listado, al menos, hará referencia a:

- El extracto de las disposiciones de la normativa sectorial relativas a la lectura y medición, así como al proceso de regularización de las medidas.
- La normativa metrológica legal española y normas UNE-EN aplicables a los diferentes equipos: contadores, conversores, cromatógrafos, etc.
- La normativa española vigente y las normas UNE-EN que permiten determinar el tamaño del contador para puntos de suministro aplicable de acuerdo con el punto 4.4.4 de este protocolo de detalle.
- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que permiten determinar las características de calidad del gas al objeto de comprobar si cumple con las especificaciones recogidas en el epígrafe 5 de este protocolo de detalle.
- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que establecen los procedimientos de medida y cálculo que aplican de acuerdo con el epígrafe 6 de este protocolo de detalle.
- La altitud en metros de los municipios que se utiliza para el cálculo del factor de conversión por presión (K_p), así como el organismo oficial de estadística competente que lo publica.

Al objeto de difundir y facilitar la información anterior a los consumidores finales, tanto los distribuidores como los comercializadores deberán publicar en su página web bien una reproducción del contenido de la página del GTS, o bien un vínculo a esta página.

3.5 Manuales de operación y protocolos de medición.

Los manuales de operación y/o protocolos de medición que los titulares de las instalaciones del sistema gasista establezcan con otros titulares de instalaciones adyacentes o con consumidores, deberán ser consistentes con lo indicado en este protocolo sin perjuicio de que se puedan acordar otros aspectos no regulados entre las partes.

Los transportistas publicaran en su página web los modelos de manuales de operación y de protocolos de medición que utilicen.

4. Equipos de medición y análisis del gas.

En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de plantas de regasificación de GNL y almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, las instalaciones y equipos de medida deberán ser sometidos a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, del Real Decreto 889/2006, y de sus normativas de desarrollo.

En cualquier caso, será requisito imprescindible disponer del certificado de conformidad previo de la instalación y equipo de medida, según lo establecido en la normativa metrológica legal española. Por otra parte, las partes implicadas, de acuerdo a la definición incluida en el apartado 3.1, tendrán derecho a constatar documentalmente que la instalación y equipo de medida disponen de la oportuna certificación de conformidad metrológica, tras la previa concertación de una visita con el titular de los mismos.

4.1 Titularidad.

En los puntos de conexión transporte-transporte, transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores finales, la titularidad de estos equipos vendrá determinada por la legislación vigente o, en su defecto, por los acuerdos alcanzados por las partes.

4.2 Puntos del Sistema Gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad del gas.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deben contar con analizadores de composición, PCS y densidad:

1. Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales.
2. Puntos de conexión con yacimientos nacionales.
3. Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL.
4. Puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.
5. Puntos de carga de cisternas de GNL.
6. Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
7. Puntos de conexión con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas.
8. Puntos donde se pueda alterar la composición del gas, o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición. Estos puntos se denominarán puntos singulares de medición de la calidad del gas de la Red Básica.
9. Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con definición incluida en la NGTS-01.

4.3 Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medición y análisis deben contar con teled medida.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deberán contar con teled medida digital:

1. Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales.
2. Puntos de conexión con yacimientos nacionales.
3. Puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.
4. Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
5. Puntos de conexión con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas.
6. Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con la definición incluida en la NGTS-01, o de cualquier otro consumidor que esté obligado a disponer de teled medida de acuerdo con la legislación en vigor.

4.4 Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.

Con carácter general, los equipos de medida deberán estar sometidos a los siguientes criterios de actuación:

– En las líneas de medida de las conexiones transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución y distribución-distribución, el contador deberá estar trabajando por encima del caudal de transición (Q_t) del mismo el 80% del tiempo y en ningún caso por debajo del caudal mínimo (Q_{min}).

– En los casos indicados en el párrafo anterior en que se detecte que el contador está trabajando fuera del rango para el que estaba previsto, se adoptarán, por orden de prioridad, las siguientes medidas:

1. Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de la explotación de la red aguas abajo y arriba del contador.
2. Sustitución del contador por uno de rango adecuado, o en todo caso, por el de menor rango posible sin necesidad de obra mecánica.
3. Realización de modificaciones en la línea de medida en aquellos supuestos en que no sea técnicamente posible la opción 2. Para ello, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que deberá ser aprobado por el GTS, quien marcará los plazos de presentación de la propuesta y de realización de la misma.

Estas actuaciones se deberán realizar a la mayor brevedad posible, una vez detectada la disfunción.

4.4.1 Puntos de carga de cisternas de GNL.

En cada punto de carga de cisternas de GNL, el titular de la planta de regasificación deberá disponer de una báscula de las siguientes características:

- Rango: 60 Toneladas.
- Escala de lectura: 20 kg.
- Precisión: no inferior al 0,2% del valor leído.

La báscula y el resto de equipos utilizados para la medición, como por ejemplo los cromatógrafos, estarán sometidos al control metrológico legal que sea de aplicación, tanto en su puesta en servicio como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

4.4.2 Puntos de entrada a las redes de transporte y puntos de salida de la Red Básica de transporte.

En los puntos de entrada a las redes de transporte y en los puntos de salida de la Red Básica de transporte, cada línea de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:

1. Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, y de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. Dicho contador estará equipado con un emisor de pulsos para su comunicación con el conversor de caudal.
2. Un conversor de caudal tipo PTZ que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados, siendo el conjunto de clase 0,5 según la norma UNE correspondiente.
3. Una línea auxiliar de medida idéntica a la principal.
4. Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el operador que entregue el gas, que le permita disponer de los datos de medida y de calidad del gas (en caso de que existan) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

4.4.3 Puntos de conexión entre redes de distribución.

Los sistemas de medición en los puntos de conexión entre distribuidores, independientemente de su presión de contaje, deberán operar en el rango de caudales que el fabricante haya establecido para los mismos, disponiendo de doble línea de medición en el supuesto que el consumo de verano e invierno así lo aconseje.

En el caso de que la instalación no tenga doble línea de contaje, esta deberá disponer de un bypass que permita el cambio de contador. Asimismo, en los casos en los que se prevea, o exista, reversibilidad en el flujo entre las dos redes, el sistema de medida estará preparado para medir en ambas direcciones.

La composición de cada una de las líneas que compongan la instalación de medida dependerá de su capacidad, expresada en caudal horario nominal, y de la presión de contaje.

En sistemas de medición con presiones de contaje superiores a 4 bar, las instalaciones constarán de los mismos elementos que se indican en el apartado 4.4.2.

En sistemas de medición con presiones de contaje menores o iguales a 4 bar, las instalaciones constarán de:

1. Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, y que sea de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo.
2. Un conversor de caudal tipo PT o PTZ que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación. La opción escogida se concretará de acuerdo entre las partes, caso por caso, y quedará reflejada en un protocolo firmado por ambas partes, donde se definirán además los derechos y obligaciones respectivos.

Aquellos sistemas de medición que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor del presente protocolo, y cuyos esquemas no se ajusten a lo establecido en este apartado, podrán seguir siendo utilizados hasta el fin de su vida útil, o hasta su modificación, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

En los casos previstos en el apartado 3.2, los sistemas de medida deberán disponer de un equipo de telemedida que permita acceder a los datos en el centro gestor de la telemedida del distribuidor.

4.4.4 Puntos de suministro.

En el caso concreto de los sistemas de medición en los puntos de suministro la tipología de los sistemas de medición en cuanto a configuración y elementos constitutivos se determinarán en función del caudal horario máximo medido en las condiciones de referencia del sistema gasista (considerando como tales presión igual a 1,01325 bar y temperatura igual a 273,15 K) y del consumo anual, según se indica en las siguientes tablas, y en los esquemas de sistemas de medición definidos en el apartado 4.4.5.

Tabla 1: Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición > 0,4 bar

Caudal máximo [m ³ /h]	Consumo anual (GWh)			
	< 10	≥ 10 y < 100	≥ 100 y < 150	≥ 150
Q < 150	Fig III con conversor PT	–	–	–
150 ≤ Q < 350	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	–	–
350 ≤ Q < 600	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
600 ≤ Q < 3500	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
3500 ≤ Q < 6500	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
Q ≥ 6500		Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ

Tabla 2: Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición ≤ 0,4 bar

Caudal máximo [m ³ /h]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y < 5	≥ 5 y < 10	≥ 10 y < 100	≥ 100
Q < 150	Fig I	Fig I	Fig I	–	–
150 ≤ Q < 350	Fig I	Fig II	Fig II	Fig III con conversor PT	–
350 ≤ Q < 600	Fig I	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	–
Q ≥ 600		Fig III con conversor PT			

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquemas I y II, la corrección se efectuará mediante el factor de conversión fijo resultante de aplicar lo dispuesto en el epígrafe 6.2.

Nota 2: Las instalaciones que deban disponer del esquema I pero que por necesidades operativas no se pueda cambiar el contador en horario laboral (de 8 a 18 horas), deberán pasar a disponer del esquema II.

Los sistemas de medición se diseñarán en base al caudal horario máximo previsto, así como a su modulación, es decir, se deberá asegurar que el contador elegido cubra en todo momento el rango de caudales que circule por el mismo, incluido el caudal horario mínimo, de acuerdo con lo que reglamentariamente esté establecido.

En los consumidores cuyas variaciones de consumo imposibiliten que un sistema de medición con un solo contador cubra con su extensión de medida las citadas variaciones, la medición de gas se deberá realizar en base a un sistema de conmutación en paralelo que cubra estas variaciones de caudal o bien se deberán independizar los consumos.

En los casos en los cuales el consumidor contrate un suministro superior al que tenía, que conlleve un cambio en la tipología de la instalación de contaje existente, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que será previamente aprobado por el operador de la red correspondiente, asistiendo al comercializador análogo derecho.

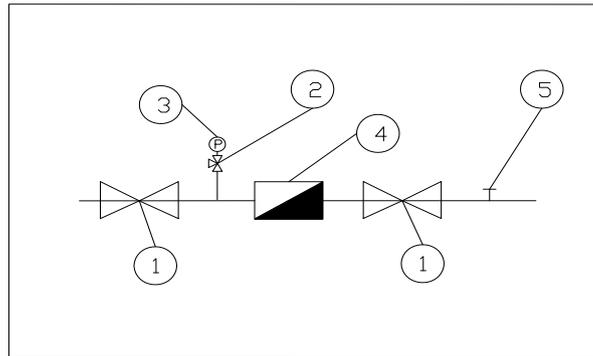
En los casos en que se detecte que el consumidor ha bajado su consumo de forma que conlleve un cambio de equipos en la instalación de contaje existente, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que será previamente aprobado por el operador de la red correspondiente, asistiendo al comercializador análogo derecho.

Los operadores de las redes, deberán comunicar a los consumidores conectados a sus redes y que están obligados a disponer de teled medida en sus instalaciones de medición, sus protocolos de comunicación de forma que permitan recibir dicha información en su centro gestor de teled medidas.

Aquellos sistemas de medición que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor del presente protocolo, y cuyos esquemas no se ajustaran a lo establecido en este apartado, podrán seguir siendo utilizados hasta el fin de la vida útil de los mismos, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

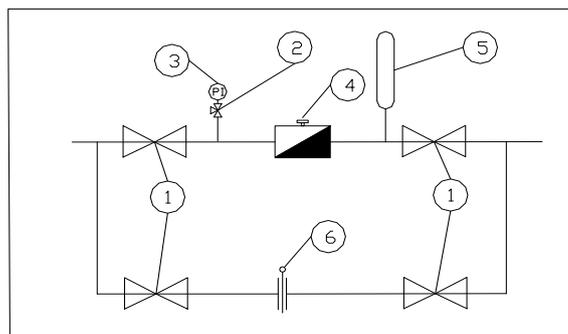
4.4.5 Esquemas de los sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo anual.

Figura I



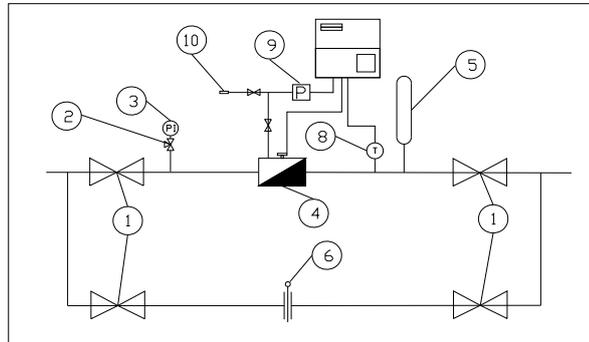
1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de 1/4" para manómetro patrón de contrastación
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Toma de presión débil calibre (PC<150 mbar)

Figura II



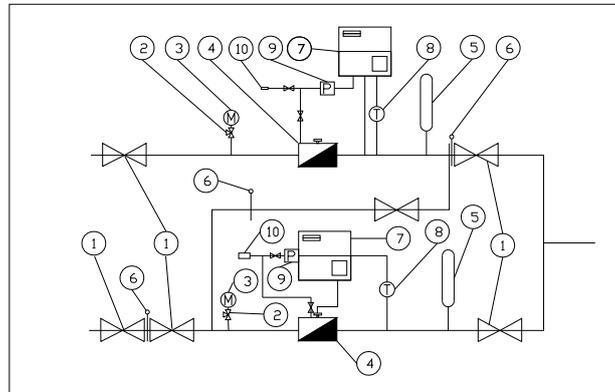
1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de 1/4" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho

Figura III



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de 1/4" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión (puede ir incorporado dentro del CR)
10. Toma de presión de 1/4" con válvula precintable para contrastaciones

Figura IV



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de 1/4" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión
10. Toma de presión de 1/4" con válvula precintable para contrastaciones

(*) En función de la casuística existente y de la presión de trabajo del contador (Pr), se utilizarán los siguientes tipos de manómetros:

$Pr \leq 0.08$ bar	esfera de Φ 80-100 mm y clase 1.6 o bien esfera de Φ 100 mm y clase 1
$0.08 \text{ bar} < Pr \leq 0.4$ bar	esfera de Φ 100 mm y clase 1 o bien esfera de Φ 150 mm y clase 0.6
$Pr > 0.4$ bar	esfera de Φ 150 mm y clase 0.6

4.5 Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis.

Los equipos de determinación de la calidad deberán disponer de la evaluación de conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, con registros horarios y diarios, con una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y deberán poder facilitar como mínimo la siguiente información mediante análisis continuo del flujo de gas:

- Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Propano, Iso-butano, n-butano, n-pentano, Iso-pentano, fracción C6+.
- Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).
- Densidad relativa (d).
- Índice de Wobbe (W) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas en base volumétrica se expresará como $H_s [t_1, p_1, V(t_2, p_2)]$ en las condiciones de referencia [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)].

En las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, para el cálculo del PCS del gas se utilizará lo dispuesto en el protocolo de detalle que sea de aplicación en su caso.

En las conexiones con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, se deberán instalar equipos de análisis y control que permitan realizar las comprobaciones en continuo del gas introducido al sistema. Dichos equipos deberán ser aceptados por las partes interconectadas y disponer de las certificaciones correspondientes.

Los titulares de instalaciones que dispongan de equipos que no cumplan las características indicadas, deberán diseñar un plan para sustituir o adaptar sus equipos que deberá ser validado por el GTS.

5. Análisis de la calidad del gas.

5.1 Responsabilidad de los agentes.

5.1.1 Puntos de medición y control periódico de los equipos y sistemas de medida.

Corresponderá al GTS la definición de los puntos singulares de medición de la calidad del gas de la Red Básica donde sea necesaria la instalación de un equipo de análisis de los parámetros de la calidad del gas.

El titular de la instalación donde se ubica un equipo de análisis de calidad del gas controlará periódicamente el sistema de medición con objeto de comprobar su correcto funcionamiento y enviará al GTS, en el menor plazo posible, una descripción detallada de las incidencias del equipo de análisis de calidad de gas detectadas, junto con los resultados obtenidos en el caso de aplicación de medidas correctoras.

El GTS supervisará la realización de estos controles, y emitirá un informe anual señalando, por cada titular y para cada instalación, un resumen comprensivo de las incidencias detectadas en el año, agrupándolas por tipos homogéneos, un detalle de cada incidencia detectada, una valoración del impacto en la medición, así como las medidas correctoras aplicadas o que se deben aplicar. Los titulares de los equipos recibirán la parte del informe referida a los mismos, y la totalidad del informe podrá ser solicitado por la Comisión Nacional de Energía y por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Todos y cada uno de los titulares de las instalaciones de control de calidad del gas estarán obligados a almacenar los resultados de los controles y análisis realizados.

Cada seis meses el GTS debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los conversores PTZ.

5.1.2 Calidad del gas.

Los usuarios del Sistema Gasista que introduzcan gas serán los responsables de su calidad y del cumplimiento de las especificaciones recogidas en este protocolo de detalle.

Los usuarios que inyecten en el Sistema Gasista gases manufacturados o gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, deberán justificar, mediante certificación emitida por los organismos competentes correspondientes, que el gas aportado cumple las especificaciones establecidas en el apartado 5.2, para su entrada en la red de transporte.

Adicionalmente, la introducción de gases producidos mediante procesos de digestión microbiana estará condicionada a la evaluación, por parte del usuario, del riesgo que los microorganismos y otros posibles componentes minoritarios de estos gases puedan representar para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo.

El titular del punto de entrada de gas en el Sistema Gasista deberá supervisar la calidad del gas que se introduce al objeto de informar al GTS y a todos los sujetos afectados, tan pronto como sea posible, de cualquier deficiencia de la calidad del gas, estimando la duración posible del incumplimiento. En cualquier caso, el GTS podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el Sistema Gasista.

No obstante, cuando el transportista sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo un gas en el punto de entrada fuera de las especificaciones de calidad establecidas, podrá:

1. Rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.
2. Aceptar, excepcionalmente en el caso de las plantas de regasificación, total o parcialmente el gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad del Sistema Gasista, es decir, el gas que se introduzca en el sistema de transporte y distribución sí deberá cumplir las especificaciones de calidad. En este caso, el propietario del gas pagará al transportista los costes, debidamente justificados, incurridos por éste con motivo de la aceptación del gas natural fuera de especificaciones.

El titular de la instalación con un punto de entrada de gas en el Sistema Gasista no tiene la obligación de entregar el gas natural en los puntos de salida con exactamente las mismas características que el gas que fue introducido por los puntos de entrada, siempre que se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

El gas entregado al consumidor, sea cual fuera su origen, no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades tales que pudieran perjudicar la salud de los consumidores o dañar las instalaciones de los mismos.

5.2 Especificaciones de calidad del gas.

Todo el gas introducido en los puntos de entrada del Sistema Gasista, deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
D	m ³ /m ³	0,555	0,700
S Total	mg/m ³	–	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	–	15

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
RSH (como S)	mg/m ³	–	17
O ₂	mol %	–	[0.01]
CO ₂	mol %	–	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	–	+ 2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	–	+ 5
Polvo / Partículas	–	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

Además de las características anteriores, los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de biomasa u otro tipo de gas producido mediante procesos de digestión microbiana, deberán cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Tabla 4: Especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el Sistema Gasista

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	mol %	95	–
CO	mol %	–	2
H ₂	mol %	–	5
Compuestos Halogenados: Flúor Cloro	mg/m ³	–	10 1
Amoníaco	mg/m ³	–	3
Mercurio	µg/m ³	–	1
Siloxanos	mg/m ³	–	10
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	–	500
Microorganismos	–	Técnicamente puro	
Polvo / Partículas	–	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

5.3 Criterios generales para el procedimiento de análisis de la composición del gas.

Adicionalmente a los requisitos establecidos para los instrumentos de medida en el ámbito del control metrológico, derivados de la Ley 3/1985 y de sus normativas de desarrollo, diariamente, el cromatógrafo llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas de gas patrón elaboradas por suministradores acreditados para el análisis del gas natural según la norma ISO 17025.

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón de composición similar al gas analizado.

Los datos sobre la calidad del gas, necesarios para realizar las funciones encomendadas al GTS, se enviarán a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR).

5.4 Cambio de la calidad del gas en los conversores PTZ.

Cada seis meses el GTS debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los conversores PTZ.

Formarán parte de esta relación, aquellas redes donde el PCS medio del semestre supere en $\pm 1\%$ al PCS del gas que está introducido en los correctores PTZ de los equipos de medida de una red.

En aquellas redes que estén dentro del rango de variación de $\pm 1\%$ del PCS, el GTS analizará la variación de Z que supone la composición media del gas en el último semestre respecto a la composición del gas utilizado en esos momentos en los correctores PTZ. De observarse que es significativa en relación con los rangos de error permitidos en los equipos de medición, incluirá también estas redes en la relación que tiene que emitir.

A los efectos de realizar modificaciones de parámetros en los equipos de medida se aplicará la normativa metrológica en vigor, pudiendo asistir al cambio las partes implicadas, si así lo manifiestan.

En el caso de los conversores de caudal conectados a cromatógrafo en continuo, estos valores se introducirán como valores por defecto, aunque en caso de fallo de la señal del cromatógrafo se tomará el último dato válido.

6. Medición del gas.

6.1 Procedimientos de medición en puntos del Sistema Gasista.

Como criterio general, los procedimientos de medida y cálculo se ajustarán a lo establecido en la norma UNE correspondiente.

6.1.1 Procedimiento de medida en la descarga de buques.

Será de aplicación lo dispuesto en el Protocolo de Detalle PD-05 «Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros».

6.1.2 Procedimiento de medida en los puntos de entrada y salida de la red de transporte y en los puntos de conexión transporte-transporte, transporte-distribución y distribución- distribución.

En los puntos de entrada y salida de la red de transporte, las conexiones con plantas de regasificación de GNL, las conexiones internacionales, las conexiones con yacimientos nacionales, las conexiones con almacenamientos subterráneos y las conexiones con plantas de producción de gas manufacturado y de gas procedente de fuentes no convencionales, el titular de la instalación de medida realizará la lectura de los equipos.

En los puntos de transferencia de gas entre dos distribuidores, la lectura de los equipos de medida la realizará el distribuidor titular de la instalación.

En ambos casos, independientemente del derecho a asistir a la toma de lecturas que ampara a la otra parte, en el supuesto de que no asista, el responsable de la toma de la lectura la pondrá a su disposición en un plazo no superior a los dos días hábiles.

La toma de lecturas se realizará al final del período de lectura mensual, según calendario aprobado por ambas partes. En los puntos de entrega que estén telemedidos, este período de lectura «in situ» podrá ampliarse, siempre que las dos partes lleguen a un consenso.

El operador correspondiente elaborará un parte diario de emisión de gas, que facilitará al distribuidor aguas arriba o al transportista, en función de la red a la que esté conectada la instalación para que éste pueda realizar sus funciones. Esta información se facilitará a través del SCTD o del SL-ATR, según sea el destinatario.

6.1.3 Procedimiento de medida en la carga de cisternas de GNL.

Las cisternas de transporte de GNL deberán cumplir con la normativa y reglamentación vigente en España para este tipo de transportes.

A efectos de medición y antes de la primera carga, el propietario de la cisterna deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación la siguiente documentación:

- Placa de características de la cisterna.
- Certificado de capacidad emitido por una entidad debidamente autorizada.

La medición del GNL entregado en cada cisterna se realizará en kWh, en base a:

- Al peso neto (en kg) determinado en báscula, por diferencia entre las pesadas de salida y de entrada del camión cisterna.
- La calidad del GNL (PCS expresado en kWh/kg y kWh/m³ en condiciones de referencia) obtenido a partir del análisis en continuo por cromatografía de muestras representativas del GNL cargado en cisternas.

La cantidad de GNL cargado en cada cisterna se obtendrá partiendo de los conceptos anteriores, la cual constará en la documentación que se entregue.

Asimismo, el titular de la planta de regasificación informará diariamente al GTS, a través del SL-ATR, de las salidas de GNL para cada distribuidor, comercializador o consumidor que aporte gas al sistema.

6.1.4 Procedimiento de medida en los puntos de suministro.

Para el caso de consumidores que dispongan de equipos de telemedida en sus instalaciones de medición, los datos de consumo diario serán transmitidos al operador de la red a la que se hallen conectados, mediante un equipo de telemedida que utilice el protocolo de comunicación definido por dicho operador.

Los consumidores obligados a disponer de telemedida y que no la tengan operativa deberán facilitar al distribuidor/transportista al que estén conectados, cada día antes de las 6 horas, las lecturas de los equipos de medición correspondientes al consumo del día anterior. Para ello utilizarán los formatos que les habrá facilitado el distribuidor/transportista y los envíos se realizarán, preferentemente, por correo electrónico.

El operador de la red realizará una lectura mensual de toma de datos de todos los consumidores con volumen anual superior a 100.000 kWh, que no dispongan de telemedida, o ésta no esté operativa.

En aquellos consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de telemedida, y no dispongan de ella o teniéndola no esté operativa, siendo ello responsabilidad del consumidor, el reparto diario de consumos se efectuará aplicando un procedimiento establecido a tal fin que, de forma previa a su aplicación, deberá ser conocido por el consumidor y por el comercializador afectados.

El operador de la red será el responsable de transformar estos datos en unidades de energía e incorporarlos al SL-ATR para que se puedan realizar los correspondientes Balances y Repartos.

Para consumidores con volumen anual igual o inferior a 100.000 kWh, se realizarán lecturas de toma de datos con la periodicidad indicada en la legislación vigente. En estos casos, el reparto diario de consumos se basará en lo dispuesto en las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «Repartos» y NGTS-07 «Balance».

En cualquier caso, se estará a lo dispuesto en la legislación vigente.

6.2 Conversión de unidades de volumen a energéticas.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, se utilizará el valor energético del gas natural referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista de 1,01325 bar (1 bar = 10⁵ Pa) y 273,15 K. La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

$$E [kWh] = V [m^3] * FC' \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

F_c' = Factor de conversión de volumen.

El factor de conversión por las condiciones de medida se calculará como:

$$F_c' \left[\frac{kWh}{m^3} \right] = PCS \left[\frac{kWh}{m^3} \right] * F_c$$

Siendo:

PCS = Poder calorífico del gas en el punto de medida medido en las condiciones de referencia (1,01325 bar y 273,15 K).

F_c = Factor de conversión de volumen para pasar de las condiciones de medida a las condiciones de referencia.

La conversión de los m^3 medidos por el contador a m^3 en las condiciones de referencia se realizará mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión (convertidores) que realizan el cálculo de forma continua, integrando las señales de presión, temperatura y compresibilidad medidas en los correspondientes transmisores, y utilizando un factor de conversión (F_c) que viene dado por la fórmula:

$$F_c = \frac{P_c \text{ suministro}}{P_c \text{ referencia}} \times \frac{T_c \text{ referencia}}{T_c \text{ suministro}} \times \frac{Z_c \text{ referencia}}{Z_c \text{ suministro}} = K_p \times K_t \times K_z$$

Siendo Z el factor de compresibilidad, definido como la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal.

El cálculo del factor de compresibilidad tanto en las condiciones de referencia como en las condiciones de suministro se realizará según el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

En el apartado 4.4 del presente protocolo se establecen los requisitos de instalación de convertidores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (convertidores PTZ y convertidores PT) en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

Para consumidores suministrados a presiones inferiores o iguales a 0,4 bar se desprejará la influencia del factor Z, es decir, se asumirá que su valor es próximo a la unidad, y en consecuencia el factor de conversión por el que se multiplicará el volumen medido en m^3 para expresarlo en las condiciones de referencia de presión y temperatura será:

$$F_c = \frac{P_c \text{ suministro}}{P_c \text{ referencia}} \times \frac{T_c \text{ referencia}}{T_c \text{ suministro}} = K_p \times K_t$$

Siendo:

K_t = Factor de conversión por temperatura.

K_p = Factor de conversión por presión.

El factor de conversión por temperatura se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_t = \frac{273,15}{273,15 + T_{\text{gas}}}$$

Donde T_{gas} es la temperatura de 10 °C.

El factor de conversión por presión se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_p = \frac{P_c + P_{atm}}{1,01325}$$

Donde:

P_c = Presión relativa de suministro (bar).

P_{atm} = Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica es función de la altitud (A) del municipio donde se encuentre el punto de suministro y se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{atm} = 1,01325 - k \times A = 1,01325 - \frac{0,1223 \times A}{1000}$$

Donde «A» es la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, publicada por el organismo oficial de estadística competente.

Por su parte, el factor «k» se calculará por aplicación de la siguiente fórmula:

$$k \left[\frac{\text{mbar}}{\text{m}} \right] = \frac{g \times d}{100} = 0,1223$$

Siendo «d» la densidad del aire (ISO 6976) interpolada a T_{gas} (10°C) y «g» la aceleración estándar de la gravedad, con valores:

$$d = 1,2471$$

$$g = 9,8065 \text{ (m/s}^2\text{)}$$

6.3 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.

En el caso de consumidores conectados a redes de transporte se aplicarán los valores diarios de PCS que correspondan al punto de medición más próximo situado aguas arriba.

6.4 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.

Para los puntos de suministro, que no dispongan de equipos de medición del poder calorífico superior (PCS), se les asignará, a efectos de facturación, el poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}) correspondiente a la red de distribución donde se ubiquen, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$PCS_{\text{Diario}} = \frac{\sum_{i=1}^m (V_i \times PCS_i)}{\sum_{i=1}^m V_i}$$

Donde:

i = Conexión de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte.

m = Número de conexiones de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte.

V_i = Volumen de gas vehiculado el día «d» a través de la conexión «i» de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro.

PCS_i = PCS medio del gas medido por el cromatógrafo asociado a la conexión «i» de la red de distribución, ya sea el que se ubique en el PCTD o el más próximo situado aguas arriba.

6.4.1 Consumidores sin equipo de telemedida.

En el caso de consumidores de lectura mensual o superior, para determinar el poder calorífico superior medio (PCS_{Medio}) a utilizar en el cálculo de los kWh consumidos en el período de facturación, se aplicará la media de los valores diarios del PCS_{Diario} de la red de distribución donde se ubique el consumidor, ponderada por el volumen diario de gas vehiculado a través de la misma, durante los 30 ó 60 días inmediatamente anteriores al día «n-2» de la última lectura, en función de si la lectura es mensual o bimensual, y de acuerdo con las siguiente fórmulas.

Lectura mensual:

$$PCS_{\text{Medio}} = \frac{\sum_{d=n-32}^{n-3} (V_d \times PCS_{\text{Diario},d})}{\sum_{d=n-32}^{n-3} V_d}$$

Lectura bimensual:

$$PCS_{\text{Medio}} = \frac{\sum_{d=n-62}^{n-3} (V_d \times PCS_{\text{Diario},d})}{\sum_{d=n-62}^{n-3} V_d}$$

Donde:

PCS_{Medio} = Poder calorífico superior medio aplicable a los periodos de facturación cuya última lectura se realice el día «n»

d = Día del periodo de facturación.

n = Día de la última lectura.

V_d = Suma del volumen de gas vehiculado el día «d» a través de todas las conexiones de la red de distribución donde se ubica el consumidor, con la red de transporte.

$PCS_{\text{Diario},d}$ = PCS_{Diario} del gas vehiculado a la red de distribución donde se ubica el punto de suministro durante el día «d».

6.4.2 Consumidores con equipo de telemedida.

En el caso de puntos de suministro con telemedida, se aplicará al menos el poder calorífico superior diario (PCS_{Diario}), calculado según se ha descrito, al consumo diario, pudiendo utilizarse los datos horarios (PCS_{Horario}) en caso de disponer de dicha información.

Cuando se utilicen los datos horarios del PCS, estos se asignarán de la siguiente manera:

– Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con un único punto de conexión con la red de transporte se le asignará el PCS_{Horario} que determine el equipo de análisis asociado a la conexión.

– Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con varios puntos de conexión con la red de transporte, el valor del PCS_{Horario} se corresponderá con el valor medio de los datos de PCS_{Horario} que determinen los equipos de análisis asociados a cada una de las diferentes conexiones, ponderados por el volumen horario de gas vehiculado por cada una de ellas.

6.5 Información a publicar sobre el factor de conversión.

El GTS publicará en el SL-ATR el listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los suministrados a partir de plantas satélites de GNL), gas manufacturado y gas procedente de fuentes no convencionales, con los factores de

conversión de volumen aplicables a los consumidores que no disponen de convertidores de presión y temperatura.

Este listado incluirá, para cada municipio, la altitud considerada y el valor del factor de conversión F_c correspondiente a las presiones de suministro, incluyendo al menos las cinco presiones relativas estandarizadas (0.02, 0.10, 0.15, 0.30 y 0.50 bar) y a una temperatura media de suministro de 10 °C, que se considerará la temperatura media ponderada a nivel nacional. Será responsabilidad de la compañía distribuidora la comunicación al GTS de los municipios en los que se realiza la actividad de distribución de gas, junto con la identificación de las conexiones de las redes de distribución de dichos municipios con la red de transporte.

Asimismo, en el SL-ATR se identificará para cada red municipal, el número de conexiones con la red de transporte, así como los cromatógrafos asociados a cada conexión, recogiendo para cada una de ellas el poder calorífico superior medio diario (PCS_i) y el volumen diario de gas vehiculado a través de ellas (V_i), así como el poder calorífico superior medio diario de la red donde se ubiquen los puntos de suministro (PCS_{Diario}), calculado según lo establecido en el apartado 6.4.

Diariamente, el GTS publicará en el SL-ATR el poder calorífico superior medio de cada red de distribución (PCS_{Medio}) correspondiente al día anterior (día «n») y calculado según lo establecido en el apartado 6.4.1.

El SL-ATR deberá mantener un histórico de al menos 24 meses con esta información, al objeto de poder permitir la verificación, por parte de los órganos competentes, del cálculo del PCS_{Medio} utilizado a efectos de determinar los kWh consumidos en el período de facturación.

La información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de conversión F_c aplicable a las presiones de suministro, incluyendo cada una de las cinco presiones relativas estandarizadas (0.02, 0.10, 0.15, 0.30 y 0.50 bar) de cada red de distribución, junto con su poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}), será publicado en la página web del GTS. Asimismo dicha página incluirá la posibilidad de que los consumidores de lectura mensual o superior, introduciendo la red de distribución del punto de suministro y la fecha de la última lectura del consumo a facturar, puedan obtener el PCS_{Medio} aplicable en la factura.

7. Control metrológico de las instalaciones de medida.

Las instalaciones de medición y análisis de gas deberán cumplir aquellos aspectos regulados por la normativa metrológica legal española de aplicación y, en particular, por lo dispuesto en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus normativas de desarrollo.

Los contadores y convertidores incluidos en el alcance de la Orden Ministerial de 26 de diciembre de 1988, y/o de la Directiva 2004/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, deberán haber sido puestos en servicio de acuerdo con la correspondiente normativa que les sea de aplicación.

Desde el 30 de octubre de 2006, la fase de comercialización y puesta en servicio de los contadores y convertidores deberá cumplir con lo previsto en el Anexo VI del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, y en su normativa de desarrollo que les sea de aplicación.

En aquellos aspectos en los que no exista desarrollo normativo, será de aplicación lo dispuesto en este epígrafe.

7.1 Responsabilidad de los agentes.

El control metrológico de los equipos, incluyendo las verificaciones metrológicas, se realizará según lo establecido en materia de competencias, ejecución y obligaciones de los diferentes agentes, en la Ley 3/1985 y en el Real Decreto 889/2006, corriendo los gastos generados a cargo del sujeto titular de los equipos, salvo acuerdos firmados entre las partes o subrogados a ellos por una de las partes, firmados con anterioridad a la entrada en vigor de este protocolo de detalle.

7.2 Requisitos generales

Como criterio general, el marco competencial para la ejecución del control metrológico de los sistemas de medida, los agentes intervinientes en el mismo y su designación, así como los requisitos que deben cumplir, serán los definidos en la normativa metrológica legal vigente.

Se deberán establecer programas de verificación metrológica periódica de los sistemas de medición para averiguar si éstos conservan la precisión de medida requerida, o si resulta necesario ajustar o reparar alguno de los elementos que constituyen el sistema.

La verificación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas. En el caso de que la presión de operación del contador sea superior a 35 bar, la verificación metrológica deberá realizarse por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas, utilizando como fluido gas natural y a una presión superior a 35 bar.

La verificación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos se deberá efectuar «in-situ», aplicando un procedimiento particular que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas e incluido en el protocolo de medición.

Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la reglamentación aplicable, darán lugar a regularizaciones.

Cuando las condiciones de operación obliguen a la verificación metrológica a alta presión (mayor de 35 bar) o el contador se instale por primera vez, la curva de errores resultante del ensayo a diferentes caudales se introducirá en el convertidor de caudal, con el objeto de corregir los errores en los caudales de operación habituales del contador.

La verificación metrológica periódica de los convertidores de caudal con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, se deberá realizar «in-situ», con los elementos patrones necesarios.

En los puntos del Sistema Gasista, los comercializadores afectados por la medición así como los operadores de las redes correspondientes, vendrán autorizados para exigir su verificación metrológica periódica con la frecuencia que reglamentariamente corresponda o se establezca mediante este protocolo de detalle.

Como norma general, los operadores de las redes serán los encargados de comprobar que se realiza la verificación metrológica periódica de los sistemas de medición, tomando como base de partida el inventario de equipos de medida de los puntos del Sistema Gasista conectados a su red, para garantizar que la totalidad de equipos sean sometidos a verificación metrológica dentro del período establecido en este protocolo de detalle. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el operador de la red podrá solicitar la realización de la verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

De igual modo, los distribuidores podrán comprobar si se han realizado las verificaciones metrológicas periódicas de los sistemas de medición de los puntos de suministro conectados a sus redes. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el distribuidor podrá solicitar la realización de la verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

Como resultado de estos procesos de verificación metrológica periódica, se generará un certificado de verificación de cada equipo en el que se reflejará la precisión de la medida en cada intervalo de caudal frente a los valores límite aceptables definidos en la legislación metrológica vigente, o en su ausencia en la directiva europea vigente, o en su ausencia en la norma UNE correspondiente. En los períodos en que dichos equipos estuviesen fuera de servicio por estar sometidos a verificación metrológica, se deberá previamente acordar entre los sujetos involucrados el consumo a contabilizar a efectos de

reparto, asignación o facturación del gas entregado o de los servicios de acceso prestados.

Lo dispuesto para la verificación metrológica periódica, será también de aplicación para la verificación metrológica después de reparación o modificación.

La reparación/ajuste/modificación se efectuará cuando exista avería, o cuando el resultado de la verificación metrológica periódica así lo aconseje o por el acuerdo entre los sujetos implicados.

Si, como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe proceder a reparar/ajustar/modificar el contador, el titular del equipo deberá instalar, lo antes posible o en un plazo máximo de 5 días laborables, salvo causa justificada, un contador alternativo durante el tiempo en que el contador original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite utilizar otra línea de medición durante dicho período.

Para la estimación de los consumos diarios, en aquellos casos en los que el consumidor sea el propietario del equipo, y cuando el período exceda el máximo de 5 días laborables establecido, el valor estimado de su consumo diario se calculará como el menor valor entre el caudal diario contratado y el caudal máximo horario del contador durante 24 horas.

En los consumidores con obligación de estar telemedidos, si como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe proceder a reparar/ajustar/modificar el conversor con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, el titular del equipo deberá instalar un conversor alternativo durante el tiempo en que el conversor original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite una medición alternativa durante dicho período.

7.3 Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.

Las periodicidades recogidas en este protocolo de detalle se deberán adaptar a cualquier reglamentación vigente de rango superior.

7.3.1 Puntos de entrada de la red de transporte.

En los puntos de conexión del sistema de transporte con plantas de regasificación, conexiones internacionales, yacimientos, almacenamientos subterráneos y plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, las verificaciones metrológicas periódicas correspondientes al factor de conversión, lazos de presión y de temperatura, medida y volumen (prueba en serie) se realizarán con frecuencia mensual.

No obstante, si después de realizar estas operaciones mensuales durante un período de tiempo, los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el GTS, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de dos meses.

7.3.2 Puntos de salida de la red de transporte.

Las verificaciones metrológicas periódicas se realizarán con la periodicidad indicada en la tabla siguiente:

Tabla 5: Verificaciones metrológicas periódicas de equipos de medida en los puntos de salida de la red de transporte

	Periodicidad	Tipo de prueba
Factor de conversión	6 meses ¹	Campo
Lazo de presión	6 meses ¹	Campo
Lazo de temperatura	6 meses ¹	Campo
Medida y volumen (prueba en serie)	6 meses ¹	Campo

	Periodicidad	Tipo de prueba
Cromatógrafo, cambio de gas patrón	El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.	Campo
Verificación metrológica de contadores	6 años ²	Laboratorio

¹ Si después de realizar estas operaciones con la periodicidad indicada durante un período de tiempo los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida, se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el Gestor Técnico del Sistema, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de doce meses.

² Siempre que se hagan las pruebas en serie cada año y el resultado de las mismas esté dentro de los límites exigidos.

Si el diseño de la instalación no permite la realización de la prueba en serie, la verificación metrológica del contador en laboratorio será cada dos años.

Los contadores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de menos de 2 años de antigüedad en todos los casos.

7.3.3 Puntos de suministro a consumidores finales y puntos de entrega entre redes de distribución.

Las verificaciones metrológicas periódicas de los elementos de medida se realizarán según lo indicado a continuación:

Contadores:

La periodicidad de la verificación metrológica de los contadores será la indicada en el cuadro siguiente:

Tabla 6: Verificaciones metrológicas periódicas de los contadores

Tipo contador	Consumo anual por línea (C) (GWh/año)		
	$C \leq 3$ (*)	$3 < C \leq 30$	$C > 30$ (**)
Turbina	4 años	4 años	2 años
Pistón	6 años	6 años	NA
Membrana	15 años	15 años	NA

(*) En los contadores instalados en instalaciones domésticas se podrá sustituir la operativa indicada por técnicas estadísticas de muestreo continuo.

(**) Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual y verificación metrológica del contador como máximo cada 6 años.

Los contadores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de menos de 2 años de antigüedad.

Lazos de medida:

La periodicidad de la verificación metrológica de los lazos de medida (transmisor de presión y sonda de temperatura) será la indicada en el cuadro siguiente:

Tabla 7: Verificaciones metrológicas periódicas de los lazos de medida de presión y temperatura

Consumos (C) (GWh/año)	$C \leq 5$	$5 < C \leq 100$	$100 < C \leq 1.000$	$C > 1.000$
Periodicidad	4 años	2 años	1 año	6 meses

Los conversores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de al menos la mitad del período de verificación que le corresponda.

Cromatógrafos:

Las botellas de gas patrón estarán certificadas por un laboratorio acreditado para el análisis del gas natural según la Norma ISO 17025.

El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.

Se procederá a la verificación metrológica periódica del cromatógrafo como mínimo cada 12 meses y siempre que se realice el cambio de gas patrón.

7.4 Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.

Adicionalmente a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, de Metrología, del Real Decreto 889/2006, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, y de sus normativas de desarrollo, para todos los puntos de medida del Sistema Gasista, cualquier sujeto afectado por la medida de éstos podrá exigir la comprobación extraordinaria de la instalación de medición, en aquellas situaciones en las que existiese presunción justificada de un incorrecto funcionamiento de los equipos de medida instalados.

En tales casos, el alcance de la comprobación extraordinaria será idéntico al de la verificación periódica prevista en el control metrológico, debiendo realizarse estas operaciones en el equipo de medida por agentes competentes para efectuar verificaciones metrológicas, con la mayor brevedad posible, y respetando en todo caso la continuidad del suministro. Los gastos generados por la comprobación extraordinaria de los equipos de medida serán a cargo del solicitante salvo que el control metrológico de los mismos confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso correrán a cargo del titular del equipo.

8. Regularización de lecturas y mediciones.

En los casos de verificación metrológica periódica, de verificación después de reparación o modificación, y/o de comprobación extraordinaria realizada a petición de parte de los equipos de medida o análisis de calidad, si se observa que se exceden las tolerancias admitidas para el equipo en cuestión, se procederá a la regularización de los suministros efectuados conforme a lo establecido en este apartado.

En el supuesto de detectarse errores que excedan las tolerancias admisibles, se corregirán y regularizarán las cantidades previamente determinadas a partir de las lecturas originales. La regularización de las cantidades se extenderá a un cierto período de tiempo previo a la fecha de realización de la comprobación que detectó el error y se establecerán en base a los siguientes criterios.

El período de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calculará de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

El GTS publicará en su página web el procedimiento estándar de cálculo de regularizaciones derivadas de excesos sobre las tolerancias máximas establecidas.

Una vez conocido el error, mientras la causa origen del mismo no sea subsanada, las limitaciones del período de tiempo afectado no serán de aplicación y, en consecuencia, dicho período se extenderá al total de la duración de la causa, sin perjuicio de la responsabilidad que podría derivarse de la no rectificación del error detectado. La corrección por cantidad que se aplicará durante el período afectado será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible.

9. Odorización del gas natural.

El gas deberá ser odorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad por el olfato humano normal cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

9.1 Responsabilidad de los agentes.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado en las entradas al sistema de transporte, en las entradas a las redes de distribución y a los consumidores directamente conectados a sus redes.

Para optimizar los costes de instalación, en el caso de nuevas instalaciones de transporte secundario en las que el destino del gas sea básicamente el consumo doméstico, el responsable de la odorización hasta los niveles indicados en el apartado 9.3 será el titular del punto de entrega transporte-transporte secundario.

Los distribuidores deberán asegurarse de que el gas natural que entreguen a los consumidores posea el olor característico, añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso, de forma que se detecte su presencia.

Los niveles de odorización, en su caso, de aquellos gasoductos de transporte para tránsito a terceros países, se acordarán por los transportistas implicados.

9.2 Requisitos de los odorizantes.

El odorizante empleado deberá reunir las siguientes condiciones:

- Proporcionar un olor característico y persistente.
- Proporcionar un olor específico para no ser confundido con otros olores encontrados corrientemente: olor de derivados del petróleo, gases de combustión, cocinas, perfumes, etc.
- Fácil de manipular y adicionar al gas.
- No tóxico en las concentraciones adicionadas al gas.
- Insoluble en agua y soluble en fase gas.
- Inerte frente a los diferentes tipos de materiales usados en las canalizaciones y poco absorbido por los residuos que se pueden hallar en el interior de la red.
- Poco absorbido por el terreno.
- De combustión sin producción de productos perjudiciales.
- Estabilidad química frente a los componentes del gas.

9.3 Criterios generales para la odorización.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado, siguiendo los siguientes criterios:

- a) Añadirán 15 mg de THT/m³ de gas en las entradas al sistema de transporte-distribución.
- b) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas en las entregas a transporte secundario que actualmente esté odorizando el transportista primario.
- c) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas en las entradas a las redes de distribución con consumo doméstico.
- d) Para la odorización del anillo de 35 bar de Barcelona, se añadirán a la salida de la planta de regasificación 22 mg de THT/m³ de gas.

En los casos b) y c) que alimenten a redes con consumo doméstico se recomienda que en este caso el contenido mínimo de odorizante sea de 18 mg de THT/m³ de gas.

En caso de utilizar un producto odorizante diferente al THT, la concentración de odorizante a adicionar se adecuará para obtener un nivel de detección equivalente.

Cuando el gas recibido tenga algún contenido en odorizante se deberá analizar de qué tipo de odorizante se trata y qué compatibilidad tendrá con el que se añada, ya que podría darse el caso de que el añadido contrarrestase el efecto del olor del propio gas recibido.