



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 3/2006 DE LA CNE SOBRE LA  
PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE  
APRUEBAN LOS PROTOCOLOS DE DETALLE DE  
LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA**

2 de febrero de 2006

## **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LOS PROTOCOLOS DE DETALLE DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y 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 Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 2 de febrero de 2006, ha acordado emitir el presente

### **INFORME**

#### **1 OBJETO Y ANTECEDENTES**

El objeto del presente documento es informar sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que se relacionan a continuación:

PD-01 Medición

PD-02 Procedimientos de reparto

PD-03 Predicción de la demanda

PD-04 Mecanismos de comunicación

PD-05 Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros

PD-06 Regla operativa de actividades logísticas

Con fecha de 27 de noviembre de 2005, ha tenido entrada en la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Resolución por la que se aprueban los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema

Con fecha 28 de noviembre de 2005, se envió la Propuesta de Resolución a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimen oportunas, recibándose alegaciones de ENAGAS, UNESA (Unión Fenosa), Comercializadores de gas y Distribuidores de gas, y de las Comunidades Autónomas de Murcia, Andalucía y Cataluña.

## **2 NORMATIVA DE APLICACIÓN**

De acuerdo con la legislación española, las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) tienen por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas y restantes sujetos del sistema, bajo los principios generales de objetividad, transparencia y no discriminación.

Según el Artículo 65 de la Ley 34/1998:

1. *El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.*
2. *La normativa de gestión técnica del sistema a que se refiere el apartado anterior regulará, al menos, los siguientes aspectos:*
  - a) *Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.*
  - b) *Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.*
  - c) *Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.*
  - d) *El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema.*
  - e) *El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.*

*f) El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministerio de Economía para su aprobación o modificación. Las Normas de Gestión Técnica del Sistema serán aprobadas por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. El mismo procedimiento se establece para la aprobación de los protocolos de detalle o documentos técnicos de desarrollo de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista fueron aprobadas mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. En la disposición final primera, punto 2 se indica que “la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y modificará, cuando legalmente proceda, los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.”

### **3 RESUMEN DE LOS PROTOCOLOS DE DETALLE**

#### **3.1 PROTOCOLO DE DETALLE PD-01. Medición**

Este protocolo de detalle desarrolla lo contenido en el capítulo 5 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema relativo a la medición. En dicho capítulo 5 se desarrollaban el propósito y alcance de la medición, así como los criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición.

Dentro del Protocolo de detalle se deben destacar los siguientes temas:

## **1. Factor de conversión del volumen por las condiciones de medida**

De manera general, la medida de los contadores de gas se encuentra afectada por el poder calorífico del gas y por las condiciones de medida en el punto de suministro.

El factor de corrección por las condiciones de medida está determinado por la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Corrección} = \frac{P_{su\ min\ istro}}{P_{c.\ normales}} \times \frac{T_{c.\ normales}}{T_{su\ min\ istro}} \times \frac{Z_{c.\ normales}}{Z_{su\ min\ istro}}$$

Donde el factor de compresibilidad Z se define como la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, ya que tiene en cuenta la condición “no ideal” del gas natural.

El valor de Z depende de la presión, temperatura y de la composición del gas. El cálculo del factor de compresibilidad en ambos casos (condiciones normales y condiciones de suministro) se debe realizar según lo establecido para ello en la norma UNE 60560. Como condiciones normales de presión y temperatura se consideran 1,01325 bar y 273,15 K.

El apartado 8 de este protocolo PD-1 establece los requisitos de instalación de correctores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (correctores PTZ y PT), en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

En el caso de pequeños consumidores, y despreciando la influencia del valor de Z, la expresión, del factor de conversión por el que hay que multiplicar el volumen en m<sup>3</sup> medido para expresarlo en condiciones normales de presión y temperatura (1,01325 bares y 273,15 K), en m<sup>3</sup>(n) debe ser la siguiente:

$$\text{Factor de Corrección} = \frac{273,15}{273,15 + t_{gas}} \times \frac{P_{atm} + P_{ef}}{1,01325}$$

Donde el valor de la presión atmosférica media se puede relacionar con la altura del municipio donde se encuentre el punto de suministro.

Por otra parte, como temperatura de referencia del gas se consideran 10 °C.

## **2. Procedimiento de comunicación del factor de conversión**

El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la CNE, a las empresas suministradoras y a las Comunidades Autónomas los coeficientes de corrección aplicados en las distintas zonas geográficas, que se realizará preferentemente a través del SL-ATR.

## **3. Especificaciones de calidad del gas natural**

Se indican las especificaciones de calidad del gas natural, indicando el rango admisible de poder calorífico superior, índice de Wobbe superior, densidad, contenido en azufre, y otras propiedades del gas natural

### **Control de calidad del gas**

Será el Gestor Técnico del Sistema el que defina los puntos singulares de la red donde se necesite disponer de equipos de análisis de calidad del gas (cromatógrafos).

Los análisis de calidad del gas deberán poder facilitar un contenido de información mínimo que incluye composición molar y propiedades físico-químicas.

También se definen las características básicas de los equipos de determinación de la calidad, que deben disponer de aprobación petrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea.

Los análisis de calidad del gas natural permiten también el conocimiento del Poder Calorífico del gas, a efectos de conversión de las unidades de medida de los contadores (volumen) a unidades energéticas.

## **Odorización del gas natural**

De acuerdo con lo indicado en el Real Decreto 1434/2001, el gas natural deberá ser odorizado de manera que cualquier fuga pueda ser detectada por el olfato humano normal cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

La responsabilidad de la odorización recae, en primer término, en el transportista. Como medida de seguridad, el distribuidor comprobará la efectividad de la misma, añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso.

En el caso del suministro de cisternas de GNL a las plantas satélites, el distribuidor será el responsable de la odorización del gas natural que desde ellas se emita a las redes.

## **4. Titularidad de los equipos de medición**

Se recoge en este apartado las disposiciones sobre la titularidad y responsabilidades en relación con los equipos de medición, tanto en los puntos de suministro a consumidores finales como en el resto de puntos del sistema sujetos a medición.

## **5. Lectura y procedimientos de medida**

En relación con los datos de teledatada de los clientes que deban disponer de la misma, se establece que los distribuidores deben poner los datos a disposición de los agentes participantes a través del Sistema de Comunicación Transporte – Distribución (SCTD), con detalle diario dentro de las 48 horas siguientes al día de consumo.

Para los clientes con volumen anual superior a 100.000 kWh que no dispongan de teledatada, se establece una lectura mensual de toma de datos por parte del operador de la red. Para el resto de consumidores, se realizarán lecturas con la periodicidad indicada reglamentariamente.

Además, se establecen los siguientes procedimientos de medida específicos:

- Procedimiento de medida en la carga de cisternas de GNL (basado en la diferencia de peso en báscula de las cisternas).
- Procedimiento de medida de descarga de buques

Los procedimientos respecto a medidas en la descarga de buques se encuentran detallados en el **Protocolo de detalle PD-05**, “Procedimiento de determinación de energía descargada por metaneros”, que incluye los criterios generales para el cálculo de la energía descargada por los metaneros, describiendo la determinación del nivel de líquido, temperatura, presión, calidad y cantidad del GNL entregado, y determinadas propiedades físico-químicas, en concreto, el PCS y la densidad.

## **6. Verificación y calibración de los equipos de medida**

Se regula el procedimiento de verificación y calibración de los equipos de medida y la periodicidad de los controles en los puntos de suministro (en función del volumen de consumo) y otros puntos del sistema, para determinar si los equipos mantienen la precisión de medida requerida.

El procedimiento aplica a los contadores, a los lazos de corrección (transmisor de presión y sonda de temperatura), a los cromatógrafos y a los cambios en la calidad del gas en los conversores PTZ.

En el caso de contadores para instalaciones domésticas la verificación se podrá sustituir por técnicas estadísticas de muestreo continuo.

## **7. Regulación de lecturas y suministros**

En el supuesto de detectarse errores en las medidas que excedan las tolerancias admisibles, se procederá a la regularización de los suministros efectuados determinando las cantidades a partir de las lecturas originales. La regularización de las cantidades se extenderá a un cierto periodo de tiempo previo a la fecha de detección del error, que

dependerá de la determinación del momento en que se considere que se produjo el error y del tiempo transcurrido hasta la subsanación del mismo. En cualquier caso, este periodo nunca será superior a un año.

## **8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida**

Se establecen las especificaciones técnicas de los equipos de medida ubicados en:

- Las entradas y salidas de la red básica de transporte
- Los puntos de conexión entre redes de distribución
- Los puntos de suministro

Los equipos de medida ubicados en los puntos de suministro dispondrán de correctores PTZ o correctores PT en función de la presión de la red y el volumen de consumo, según lo indicado en las tablas contenidas en el protocolo.

Asimismo, el protocolo de detalle incluye esquemas de los equipos para emplazar en los puntos de suministro.

Los sistemas de medición se diseñarán en base al caudal horario máximo previsto, así como a su modulación, asegurando que el contador elegido cubra en todo momento el rango de caudales que circularán por el mismo.

### **3.2 PROTOCOLO DE DETALLE PD-02. Criterios generales para la elaboración de procedimientos de reparto**

Este protocolo establece los criterios generales para la realización del balance n+2 a realizar por los distribuidores:

- Basado en la tele-lectura en el caso de consumidores que dispongan de la misma.

- Basado en el histórico de consumos, en el caso de consumidores ubicados en redes de más de 4 bares o con más de 1 GWh/año.
- Basado en perfiles de consumo para consumidores de menos de 1 GWh/año, para lo cual se definirán al menos un perfil por cada grupo de tarifa o peaje.

### **3.3 PROTOCOLO DE DETALLE PD-03. Predicción de la Demanda**

La predicción de la demanda es una estimación del consumo de gas en el Sistema Gasista, referido a un período de tiempo. Los usuarios utilizarán la predicción de la demanda para realizar las reservas de capacidad, las programaciones y las nominaciones. Los titulares de las instalaciones la utilizarán para la realización del plan de operación y para la gestión de sus sistemas.

Cada sujeto del sistema gasista será responsable de realizar su propia predicción de la demanda.

Los consumidores cualificados tendrán derecho a obtener de su suministrador sus datos históricos de consumo.

### **3.4 PROTOCOLO DE DETALLE PD-04. Mecanismos de comunicación**

El protocolo establece las especificaciones y principios básicos para el desarrollo de un sistema de información informatizado denominado *Sistema Logístico para el Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR)*, gestionado por el Gestor Técnico del Sistema, así como las especificaciones del *Sistema de Comunicación de Transportistas y Distribuidores (SCTD)* que permita el control de las funciones y procedimientos descritos en los apartados anteriores.

El sistema SL-ATR debe ser soporte de las interrelaciones de los diferentes sujetos que actúan en el sistema, tanto para el mercado liberalizado como para el de tarifa, y de la

gestión del ciclo completo de gas: solicitud de capacidad, contratación, programaciones, nominaciones, mediciones, repartos, balances y facturación.

El Gestor Técnico del Sistema mantendrá actualizado el citado sistema que será fácilmente accesible y garantizará la actualidad de la información suministrada, su seguridad y confidencialidad, así como el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

Se incluye la información que comercializadores, clientes cualificados, distribuidores y transportistas enviarán y recibirán.

De manera análoga, el SC-TD soportará los procesos de contratación, medición, repartos, acceso al registro de puntos de suministro, programaciones y nominaciones en las redes de distribución.

En el protocolo se describen además las comunicaciones que deben realizarse entre ambos sistemas.

### **3.5 PROTOCOLO DE DETALLE PD-05 Procedimiento de determinación de energía descargada por BUQUES metaneros**

Este protocolo incluye los criterios y metodología para el cálculo de la energía descargada por los metaneros, describiendo la determinación del nivel de líquido, de la temperatura, de la presión, de la calidad y cantidad del GNL entregado, las verificaciones de equipos y determinadas propiedades físico-químicas, en concreto, el PCS y la densidad.

### **3.6 PROTOCOLO DE DETALLE PD-06 Regla operativa de actividades logísticas**

Este protocolo pretende definir un procedimiento de coordinación de las actividades logísticas que permita gestionar las descargas de GNL. El protocolo incluye los procedimientos para inspección de buques metaneros y estudios de compatibilidad, operaciones de atraque y descarga, tiempos de plancha y medición de las descargas. Igualmente, se informa sobre las programaciones y nominaciones, notificaciones relativas

a la carga y el tiempo estimado de llegada, incluyendo los siguientes valores monetarios por demora:

<b>Valores monetarios por demora en tiempo de descarga o llegada a puerto</b>	
<b>Capacidad bruta de buques (m<sup>3</sup>)</b>	<b>US \$ / día</b>
Hasta 60.000	26.000
Entre 50.000 y 90.000	35.000
Superior a 90.000	60.000

La penalización afecta al titular de la planta, cuando la demora en la descarga sea atribuible al mismo, o al suministrador, si la demora es atribuible al buque.

La programación vinculante fijará la **Fecha de Descarga programada**, fijando el día de comienzo del periodo de tiempo asignado para la llegada del buque (ventana de descarga). En el caso de Barcelona, Cartagena y Huelva, la ventana empieza a contar a partir de las 07.00 horas, y en Bilbao a partir de las 00.00 horas. Por otra parte, se fijan los siguientes **tiempos de duración para las ventanas de descarga** a incluir en la programación vinculante de buques.

<b>Planta de GNL</b>	<b>Tiempo de duración de las ventanas de descarga de la programación vinculante de buques</b>	
	Hasta 50.000 m <sup>3</sup>	A partir de 50.000 m <sup>3</sup>
<b>Barcelona</b>	24 horas	36 horas
<b>Cartagena</b>	24 horas	36 horas
<b>Huelva</b>	48 horas	
<b>Bilbao</b>	36 horas	
<b>Otras</b>	Por determinar	

Por último, se fijan los siguientes **tiempos de plancha de buques**, que es el tiempo máximo asignado al titular de la instalación para la conclusión de la descarga de cada cargamento sin incurrir en demoras:

Planta de GNL	Tiempo de plancha en función de la capacidad bruta de buques (m <sup>3</sup> )	
<b>Barcelona (*)</b>	24 horas (Hasta 50.000 m <sup>3</sup> )	36 horas (a partir de 50.000 m <sup>3</sup> )
<b>Cartagena</b>	24 horas (Hasta 50.000 m <sup>3</sup> )	36 horas (a partir de 50.000 m <sup>3</sup> )
<b>Huelva</b>	24 horas (hasta 100.000 m <sup>3</sup> )	36 horas (a partir de 100.000 m <sup>3</sup> )
<b>Bilbao</b>	36 horas	
<b>Otras</b>	Por determinar	

(\*) Hasta la entrada en servicio del quinto tanque, se fija en 72 horas para buques de más de 100.000 m<sup>3</sup> que usen el nuevo atraque de Barcelona

#### 4 COMENTARIOS SOBRE LOS PROTOCOLOS DE DETALLE

En general los protocolos propuestos son reglas con un alto grado de contenido técnico, que vienen a resolver e incorporar a la normativa gasista numerosas reglas de detalle, de uso habitual en la industria gasista pero que no se encontraban reflejadas en la reglamentación, por lo parece muy adecuada su aprobación.

Una vez indicado este comentario general, se procederá al análisis en detalle de algunos puntos de los protocolos que son susceptibles de comentarios o propuestas de mejora, así como se tratará de identificar aquellos aspectos no contemplados aún en los protocolos y que deben ser objeto de un mayor desarrollo.

En relación con la Propuesta de resolución, dado que las NGTS están en vigor, se estima oportuno incluir, como párrafo segundo de la parte expositiva de la Propuesta de Resolución, la referencia a la promulgación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las citadas Normas, y a su Disposición Final Primera, por su alusión a la aprobación de los protocolos de detalle.

Asimismo, se considera conveniente incluir, como punto segundo de la parte dispositiva de la Propuesta de resolución, un texto idéntico al del artículo 2 de la precitada Orden ITC/3126/2005, en relación con el ámbito de aplicación de los Protocolos de Detalle.

## 4.1 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-1 MEDICIÓN

### **Sobre la metodología de cálculo del factor de compresibilidad (Z)**

El valor del factor de compresibilidad (Z) depende de la presión, la temperatura y la composición del gas. El protocolo de detalle de medición establece que el cálculo del factor de compresibilidad, tanto en condiciones normales como en condiciones de suministro, debe realizarse según lo establecido en la norma UNE 60560.

Hasta ahora, de acuerdo con la información obtenida de las alegaciones de los Distribuidores de SEDIGAS, parece que el método utilizado para realizar el cálculo del factor de compresibilidad ha sido el AGA NX-19 con la modificación de Herning y Woloski. La norma UNE 60560 especifica dos procedimientos de cálculo del factor de compresibilidad de los gases, desarrollados posteriormente: el AGA8-92DC y el SGERG-88.

Los tres métodos incluyen ecuaciones especiales para describir matemáticamente el comportamiento del gas natural en un rango amplio de temperaturas y presiones de operación, pero SGERG-88 y AGA8 son más exactos que la antigua versión NX19. Ambos métodos son de aplicación para los gases secos canalizados con una incertidumbre estimada alrededor de  $\pm 0,1\%$  en un rango de temperaturas de  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $65^{\circ}\text{C}$  y presiones hasta 120 bar, que incluye el rango de condiciones en las que normalmente se realiza el transporte y la distribución.

A la vista de lo anterior, parece adecuado que se utilice uno de los procedimientos de cálculo descritos en la UNE 60560, que disminuyen el error de medición respecto al utilizado en la actualidad. Sin embargo, hay que tener en cuenta que un cambio de procedimiento en el cálculo del factor de corrección de volumen, afectaría a todas las transacciones en el sistema, lo que debería tenerse en cuenta para modificar simultáneamente el cálculo de las mermas. Así, por ejemplo, si con la misma cantidad de gas que entra al sistema se utiliza un factor de corrección que lleva a calcular una mayor energía suministrada, deberían reducirse en la misma cantidad las mermas del sistema.

En particular con el nuevo método, más preciso que el utilizado hasta ahora, es previsible que puedan disminuir las mermas de la actividad de transporte, ya que el cambio de método afecta en particular a las entregas transporte – distribución así como a las entregas a clientes en redes de más de 16 bares, donde se podría producir una mayor contabilización de energía suministrada que con el método actual.

### ***Sobre la comunicación del factor de corrección por las condiciones de medida***

Sería necesario completar el capítulo de medida con un anexo en el que se incluya el listado de municipios con los factores de corrección aplicables a los clientes que no disponen de correctores de presión y temperatura, incluyendo para cada municipio, la altitud y temperatura consideradas y el valor de este coeficiente de corrección para el suministro a diferentes presiones estandarizadas.

En el apartado 2 Procedimiento de Comunicación, se hace referencia a este listado, que se encontraría en el Sistema Logístico SL-ATR, y por lo tanto sólo es accesible para los usuarios que tienen instalado el sistema logístico, pero no es accesible para el consumidor.

Además, se estima que se debe mejorar la información que se facilita al cliente en la facturación sobre la aplicación los coeficientes de corrección, así como sobre la presión relativa a la que se realiza la medición de su consumo en el punto de suministro ( $P_c$  según la terminología del protocolo), para la cual el protocolo define 5 presiones relativas estandarizadas.

En la información del sistema, así como en la información de facturación de cada usuario, debería constar como información cuál es la presión relativa de referencia que se asigna a cada uno de los puntos de suministro ( $P_c$ ).

### **Conversión de la medida a unidades energéticas (Poder calorífico superior)**

Para convertir la medida de consumos en unidades energéticas se utilizan los valores de PCS medidos a partir de los diferentes equipos de análisis de calidad del gas presentes en las instalaciones del sistema, y que para cada punto de consumo se encuentra disponible con detalle diario y medio mensual.

En relación con el factor de corrección por PCS, se debería precisar qué valor temporal de PCS es el que se aplica a cada consumo individual.

Para ello se propone la introducción del siguiente redactado en el punto 1:

*“En el caso de consumidores de lectura mensual o superior, se aplicará la media aritmética de PCS diarios correspondientes a dicho punto de suministro y al periodo de lectura considerado.*

*En el caso de clientes con telemedida, se aplicará al menos la media diaria de PCS al consumo diario de cada cliente, pudiendo utilizarse los datos horarios en caso de disponer de dicha información “*

Además, sería aconsejable que el Gestor Técnico del Sistema publicara el PCS diario medido en los cromatógrafos de la red de transporte, de manera que los datos estuvieran disponibles para todos los consumidores, y no solamente los usuarios que disponen de acceso al SL-ATR.

### **Sobre la calidad del gas**

En los requisitos de calidad del gas se debería indicar que estos requisitos son aplicables tanto al gas introducido en los puntos de entrada al sistema gasista, *como al gas entregado a los consumidores.*

Además, se debería incluir como requisito genérico que el gas entregado al consumidor no debe contener otras impurezas en cantidades superiores a lo normal y que pudieran dañar las instalaciones de los clientes, en particular, partículas de polvo.

Para ello se propone incluir en las especificaciones de calidad el siguiente redactado:

“El gas entregado al consumidor no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades superiores a las habituales y que pudieran dañar las instalaciones de los consumidores”

### **Sobre la odorización**

Si bien se establece que en general el responsable de la odorización es el transportista en los puntos de entrega transporte - distribución, los distribuidores en sus alegaciones proponen que en el caso de nuevas instalaciones de transporte secundario, el responsable de la odorización sea el titular del punto de entrega transporte – transporte secundario, lo cual permitiría reducir de manera importante el número de equipos a instalar, con lo que se reducirían los costes de instalación y mantenimiento, que serían prácticamente independientes del caudal a odorizar.

Dado que se trata de una mejora en la eficiencia del sistema, se considera adecuada la introducción de la modificación propuesta por los distribuidores:

“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 odorización hasta los niveles indicados será el titular del punto de entrega transporte – transporte secundario.”

### **Sobre las especificaciones técnicas de los equipos de medida en los puntos de suministro**

Se consideran adecuadas las especificaciones de los equipos de medida que se indican en este documento para la instalación de equipos correctores de presión, temperatura y factor de compresibilidad, pues los criterios de su instalación no estaban regulados.

Sin embargo, dada la novedad de las mismas, sería conveniente disponer de una evaluación del parque actual de equipos de medida a dichas especificaciones, así como el coste de su implantación, para, en su caso, establecer un periodo transitorio para la adecuación de los equipos actualmente instalados.

En relación con el punto 4.1, en el tercer párrafo, se propone indicar que la validación de la instalación de medición y del equipo de medida consistirá en verificar la adecuación de la misma a las especificaciones técnicas indicadas en el apartado 8 de este protocolo de medición.

En relación con el punto 4.2, al final del primer párrafo deberá sustituirse la expresión “*estas Normas de Gestión Técnica*” por “*este Protocolo de Detalle*”, dado que es este último el que establece, concretamente, los requisitos de confirmación metrológica de los equipos de medida.

En el punto 7. Regularización de lecturas y mediciones, en el segundo criterio de los establecidos por el segundo párrafo del presente apartado para regularización de cantidades, se propone sustituir la frase final “*sin perjuicio de la sanción administrativa que podría corresponder por la no rectificación del error detectado*”, por la expresión “*sin perjuicio de la responsabilidad que pudiera derivare de la no rectificación del error detectado*”. De esta forma se evita la predeterminación de un error, que no siempre llevará aparejada una sanción administrativa.

### **Otros temas no contemplados en el protocolo de medición**

Aunque se trata de un protocolo muy completo, aún quedan temas importantes pendientes de definición, entre los cuales se pueden citar los siguientes:

- La definición de las normas de referencia que deben de cumplir los contadores, en función de su tipo y características, así como márgenes de error o tolerancias admitidos en los contadores de gas.

- Los protocolos o procedimientos para la estimación de consumos en caso de fallo de alguno de los equipos del sistema de medición.
- Las especificaciones mínimas de los equipos de telemedida y protocolos de comunicación. Al igual que se ha definido para otros equipos, como para los cromatógrafos, parece conveniente definir unas especificaciones mínimas de los equipos de telemedida: registro horario de caudales, capacidad de almacenamiento de datos de 31 días, etc.

Estos temas por desarrollar deberían ser objeto de debate en el Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, previsto en la NGTS -12

#### **4.2 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-2 CRITERIOS GENERALES DE ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE REPARTOS**

El reparto es el proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado por los distintos sujetos del Sistema Gasista, realizado por los operadores de las instalaciones en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

De acuerdo con los principios generales de las NGTS, cabe señalar que los procedimientos de reparto deben ser transparentes y no discriminatorios. Asimismo, el tratamiento en el reparto deberá ser igual para el mercado regulado y el liberalizado, tanto en los repartos realizados por el distribuidor como en los realizados por los transportistas.

Así se recoge en la norma NGTS-06, que determina las condiciones y requisitos para la realización de los repartos de gas, en la cual se establece que los procedimientos de reparto serán públicos y reproducibles por los distintos sujetos del sistema. Los repartos se establecerán con detalle diario, tanto para el mercado liberalizado como para el mercado a tarifa, en función de las mediciones y/o de las nominaciones y/o de las estimaciones.

Además, se indica que los procedimientos de reparto utilizados por los distribuidores y transportistas deben ser facilitados a todos los usuarios y a la CNE en el plazo de tres meses.

Por otra parte, se definen los demás puntos en los que se deben de hacer repartos:

“NGTS -06 REPARTOS. 6.2.3 Repartos en otros puntos del sistema gasista.

*Para los siguientes puntos:*

- *Puntos de conexión con gasoductos internacionales.*
- *Puntos de conexión con almacenamientos.*
- *Puntos de conexión con yacimientos.*
- *Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.*
- *Puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas.*
- *Punto de conexión con el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte incluido en tarifa.*
- *Puntos de conexión con líneas directas.*

*Todos los procedimientos de reparto de transportistas serán públicos y reproducibles por los distintos sujetos del sistema. De manera transitoria y hasta la aprobación de los protocolos de detalle con los procedimientos de reparto comunes para todo el sistema, los transportistas deberán publicar los procedimientos de reparto y perfiles de consumos, y comunicarlos a todos los usuarios y a la Comisión Nacional de Energía en el plazo de tres meses a partir de la publicación de estas normas.”*

En relación con el Protocolo PD-02 Criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto, este protocolo no cumple con los requisitos previamente establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema:

- No se definen los perfiles de consumo de aplicación a cada punto de suministro
- No se cumple el criterio de reproducibilidad y transparencia de los repartos, ya que sólo se citan condiciones generales.

- No se incluye ninguna referencia a los repartos en los puntos del sistema gasista, indicados en el apartado 6.2.3 de las NGTS (*puntos de conexión con gasoductos internacionales, puntos de conexión con almacenamientos, puntos de conexión con planta de regasificación de GNL, puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas, etc*).

Teniendo en cuenta que los criterios de reparto son básicos para la elaboración de los balances de gas de cada uno de los usuarios, este protocolo parece claramente incompleto e insuficiente, y necesita un grado de desarrollo y concreción mucho mayor que en su versión actual.

Por este motivo se propone remitir el protocolo PD-02 de Repartos al Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, previsto en la NGTS -12, para la elaboración de una nueva propuesta de protocolo de detalle de Repartos que incluya y desarrolle los criterios de reparto en todos los puntos del sistema gasista, así como los perfiles de consumo aplicables a los diferentes puntos de consumo.

#### **4.3 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-3 PREDICCIÓN DE LA DEMANDA**

En relación con este protocolo, se trata de un protocolo de contenido fundamentalmente teórico, donde se indica de manera general los factores y variables que influyen en la demanda en un horizonte a corto, medio y largo plazo.

La demanda energética tiene un comportamiento estacional y cíclico en el tiempo, por lo que se emplean comunmente metodologías de análisis estadístico de series temporales históricas para que las predicciones de consumo sean lo más ajustadas en la medida de lo posible a la realidad: media móvil, métodos estocásticos (ARIMA), etc.

#### **4.4 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-4 MECANISMOS DE COMUNICACIÓN**

En relación con el protocolo PD-04 Mecanismos de Comunicación, se considera adecuado, considerándose conveniente la introducción de las modificaciones de detalle propuestas por los comercializadores en sus alegaciones, en particular las siguientes:

- En relación con el punto 1.1 *Especificaciones del SL-ATR*, y 1.2 *Especificaciones del SC-TD* se deberían incluir las telemidas, así como toda la información indicada en el artículo 43 del Real Decreto 1434/2002
- En el punto 1.2 *Intercambio de información* se debería incluir la consulta del reparto diario provisional n+2, el balance comercial diario n+2, el reparto definitivo por posición y la justificación de los mismos, de acuerdo con lo indicado por las alegaciones de los comercializadores a este protocolo.

#### **4.5 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-5 PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE ENERGÍA DESCARGADA POR BUQUES METANEROS**

Los procedimientos técnicos y metodología para la medición del GNL descargado por un buque metanero que se describen en este protocolo no suscitan discrepancias en el sector gasista. Por lo tanto, se considera adecuado el protocolo y no se efectúa ningún comentario sobre el mismo.

#### **4.6 COMENTARIOS SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-6 REGLA OPERATIVA DE ACTIVIDADES LOGÍSTICAS**

Como comentario general, los procedimientos de operación de las plantas de GNL, y en particular los criterios de asignación de slots para la programación anual, mensual y diaria deben ser transparentes y no discriminatorios. En la mayoría de los casos la programación de buques es un ejercicio de casación “ad hoc”, que debe ajustarse en cada momento a diferentes casuísticas, y por lo tanto es un proceso muy difícil de sistematizar y convertir en reglas concretas de asignación, por lo que es fundamental garantizar la independencia del gestor que realiza la programación respecto a cualquier interés relacionado con el aprovisionamiento.

Por otra parte, los procedimientos empleados en las distintas terminales deberían ser lo más homogéneos posibles, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, en lo que respecta a programación, duración de la ventana de descarga o tiempos de plancha, siempre que lo permitan las diferentes características de las terminales de recepción y regasificación de GNL del sistema gasista español.

A título de ejemplo, en el protocolo se indica que la hora a partir de la cual comienza a contar el tiempo de duración para la ventana es a partir de las 0:00 horas en Bilbao, y 07:00 horas en las demás plantas, sin que exista una justificación técnica para esta diferencia horaria.

En relación con el contenido del protocolo, y a efectos de evitar pagos excesivos por desbalances a los usuarios con buques que llegan fuera de la ventana de descarga, se propone la introducción del siguiente criterio en el punto 6.4 Descarga de Buques, propuesto por los Comercializadores:

*“En el caso de que un buque no llegue en su ventana de descarga, debe establecerse que en los casos en los que el buque transporte gas de un comercializador que está en situación de desbalance individual éste tiene preferencia de descarga frente al resto de los buques que hubiesen llegado fuera de su ventana de descarga.”*

En relación con las demoras, parece adecuado una modificación en la redacción del primer párrafo del punto 6.9, ya que cuando una demora ha sido causada por ejemplo, por otro buque, este buque debe pagar demoras al titular de la planta (de acuerdo con el segundo párrafo), y el titular de la planta debería pagar por esta demora al buque perjudicado, siendo el saldo neutro para el titular de la planta. Con la redacción actual el titular de la planta (al que no se puede imputar la demora), ingresaría la demora del buque causante del retraso, pero no pagaría al buque afectado por la misma.

Por ello, se propone la siguiente modificación del punto 6.9 Demoras:

*Si la descarga del cargamento no ha sido completada por causas imputables al titular de la planta, ajenas al Buque Metanero o a su capitán dentro del Tiempo Permitido de Plancha, éste el titular de la planta deberá pagar demoras según la siguiente tabla de precios por día: [...]*

Por otra parte, en el apartado 6. Actividades logísticas de GNL, las referencias a “Comercializadoras” que se llevan a cabo en el texto del presente apartado, habrán de extenderse también a “Transportistas” y “Usuarios Cualificados”, como potenciales usuarios de las instalaciones a las que se refieren las normas logísticas contempladas en el mismo, por lo que se propone su específica inclusión en la redacción del citado texto.

En el apartado 6.1, Nominación de buques, se propone eliminar la referencia a las “*regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del Gas Natural Licuado*”, o alternativamente, indicar la referencia concreta de las normas que deben cumplirse.

## **5. CONCLUSIONES**

1. Los Protocolos de detalle propuestos, tienen en general un alto grado de contenido técnico, y vienen a resolver e incorporar a la normativa gasista numerosas reglas de detalle, de uso habitual en la industria gasista, pero que no se encontraban reflejadas en la reglamentación, por lo parece adecuada su aprobación, con la excepción del PD-02 Procedimientos de reparto de gas, por las razones expuestas en el punto tercero de estas conclusiones.
2. Sobre los protocolos de detalle se han efectuado varias propuestas de modificación o mejora que se relacionan en el cuerpo del informe, y entre las cuales podemos destacar las siguientes:
  - Se debe mejorar la información que se facilita al cliente en la facturación sobre la aplicación los coeficientes de corrección, así como sobre la presión relativa a la

que se realiza la medición de su consumo en el punto de suministro. Preferentemente esta información debe ser accesible a los consumidores a través de la página web de los operadores de las redes.

- Se propone la introducción del siguiente redactado en el punto 1 del PD-01:  
*“En el caso de consumidores de lectura mensual o superior, se aplicará la media aritmética de PCS diarios correspondientes a dicho punto de suministro y al periodo de lectura considerado.*  
*En el caso de clientes con telemedida, se aplicará al menos la media diaria de PCS al consumo diario de cada cliente, pudiendo utilizarse los datos horarios en caso de disponer de dicha información “*
- En relación con el método de cálculo del factor de compresibilidad Z, parece adecuada la propuesta, ya incluida en el protocolo, de utilizar los procedimientos de cálculo descritos en la UNE 60560, que disminuyen el error de medición. Sin embargo, hay que tener en cuenta que un cambio de procedimiento en el cálculo del factor de corrección de volumen, afectaría a todas las transacciones en el sistema, lo que debería tenerse en cuenta para modificar, en su caso, simultáneamente el cálculo de las mermas. En particular con el nuevo método, más preciso que el utilizado hasta ahora, podrían disminuir las mermas de la actividad de transporte, ya que el cambio de método afecta en particular a las entregas en alta presión transporte – distribución así como a las entregas a clientes en redes de más de 16 bares, donde podría producirse una mayor contabilización de energía suministrada que con el método actualmente empleado.
- Se propone incluir en las especificaciones de calidad el siguiente redactado:  
*“El gas entregado al consumidor no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades superiores a las habituales y que pudieran dañar las instalaciones de los consumidores”*
- Se considera adecuada la introducción de la modificación propuesta por los distribuidores sobre el apartado de odorización:

*“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 odorización hasta los niveles indicados será el titular del punto de entrega transporte – transporte secundario.”*

- Otros temas importantes no contemplados en el protocolo de medición y pendientes de desarrollo son:
  - o La definición de las normas de referencia que deben de cumplir los contadores, en función de su tipo y características, así como márgenes de error o tolerancias admitidos en los contadores de gas.
  - o Los protocolos o procedimientos para la estimación de consumos en caso de fallo de alguno de los equipos del sistema de medición.
  - o Las especificaciones mínimas de los equipos de telemedida y protocolos de comunicación.
  
- En relación con el protocolo PD-04 Mecanismos de Comunicación, se considera adecuado, con las modificaciones de detalle propuestas por los comercializadores en sus alegaciones.
  
- En el protocolo PD-06 se propone la introducción del siguiente criterio en el punto 6.4 Descarga de Buques:

*“En el caso de que un buque no llegue en su ventana de descarga, debe establecerse que en los casos en los que el buque transporte gas de un comercializador que está en situación de desbalance individual éste tiene preferencia de descarga frente al resto de los buques que hubiesen llegado fuera de su ventana de descarga.”*
  
- En el protocolo PD-06 se propone la siguiente modificación del punto 6.9 Demoras:

*“Si la descarga del cargamento no ha sido completada por causas imputables al titular de la planta, ajenas al Buque Metanero o a su capitán”*

*dentro del Tiempo Permitido de Plancha, éste el titular de la planta deberá pagar demoras según la siguiente tabla de precios por día: [...]"*

3. En relación con el Protocolo PD-02 Criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto, este protocolo no cumple con los requisitos previamente establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema:
- No se definen los perfiles de consumo de aplicación a cada punto de suministro
  - No se cumple el criterio de reproducibilidad y transparencia de los repartos, ya que sólo se citan condiciones generales.
  - No se incluye ninguna referencia a los repartos en los puntos del sistema gasista, indicados en el apartado 6.2.3 de las NGTS (*puntos de conexión con gasoductos internacionales, puntos de conexión con almacenamientos, puntos de conexión con planta de regasificación de GNL, puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas, etc*).

Este protocolo parece claramente incompleto e insuficiente, y necesita un grado de desarrollo y concreción mucho mayor que en su versión actual.

Por este motivo se propone remitir el protocolo PD-02 de Repartos al Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, previsto en la NGTS -12, para la elaboración de una nueva propuesta de protocolo de detalle de Repartos que incluya y desarrolle los criterios de reparto en todos los puntos del sistema gasista, así como los perfiles de consumo aplicables a los diferentes puntos de consumo.