



# **NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA**

<b>Orden ITC/3126/2005 .....</b>	<b>5</b>
<b>NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA .....</b>	<b>9</b>
NGTS-01 «Conceptos generales» .....	9
<b>1.1. Puntos de entrada y salida en el sistema gasista o alguna de sus partes .....</b>	<b>9</b>
<b>1.2. Sujetos en el sistema gasista .....</b>	<b>12</b>
<b>1.3. Procesos relacionados con la gestión del sistema .....</b>	<b>13</b>
<b>1.4 Otras definiciones. ....</b>	<b>15</b>
<b>1.5. Unidades de medida .....</b>	<b>21</b>
<b>1.6. Clasificación de buques metaneros .....</b>	<b>21</b>
NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista» .....	22
<b>2.1. Condiciones generales de acceso a las instalaciones del sistema gasista .....</b>	<b>22</b>
<b>2.2. Requisitos generales para las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3. Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema .....</b>	<b>25</b>
<b>2.4. Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte.....</b>	<b>25</b>
<b>2.5. Requisitos generales del uso de las redes de distribución. .</b>	<b>29</b>
<b>2.6. Requisitos generales para el uso de las plantas de regasificación de GNL.....</b>	<b>31</b>
<b>2.7. Requisitos generales de uso de los almacenamientos subterráneos.....</b>	<b>36</b>
<b>2.8. Principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones .....</b>	<b>37</b>
<b>2.9. Indisponibilidades en instalaciones de transporte .....</b>	<b>37</b>
<b>2.10. Indisponibilidades en instalaciones de distribución .....</b>	<b>38</b>
<b>2.11. Transparencia de las condiciones de acceso.....</b>	<b>38</b>

NGTS-03 «Programaciones» .....	39
<b>3.1 Definiciones</b> .....	39
<b>3.2 Sujetos implicados</b> son: .....	39
<b>3.3 Condiciones generales</b> .....	39
<b>3.4 Programación de redes de transporte</b> .....	41
<b>3.5 Programación de almacenamientos subterráneos</b> .....	41
<b>3.6 Programación de plantas de regasificación de GNL</b> .....	41
NGTS-04 «Nominaciones y Renominaciones» .....	45
<b>4.1 Definiciones</b> .....	45
<b>4.2 Sujetos implicados</b> .....	45
<b>4.3 Condiciones generales</b> .....	46
<b>4.4 Procesamiento y confirmación de una nominación o renominación en la red de transporte</b> .....	47
<b>4.5 Denegación de una nominación o renominación de operaciones de buque</b> .....	48
NGTS-05 «Medición» .....	49
<b>5.1. Propósito y alcance de la medición</b> .....	49
<b>5.2. Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición</b> .....	50
NGTS-06 «Repartos» .....	52
<b>6.1 Definiciones.</b> .....	52
<b>6.2 Procedimientos de reparto</b> .....	55
<b>6.3 Procedimiento de cuadro excepcional del reparto en PCTD y PCDD</b> .....	62
<b>6.4 Plazos para la elaboración del reparto</b> .....	62
<b>6.5 Publicación de información sobre repartos</b> .....	67
NGTS-07 «Balance» .....	68
<b>7.1 Balances físicos de las instalaciones.</b> .....	68
<b>7.2 Balances individuales de los usuarios</b> .....	72
<b>7.3 Publicación de información sobre los balances</b> .....	77

NGTS-08 «Plan de mantenimiento» .....	78
<b>8.1. Mantenimientos e intervenciones.....</b>	<b>78</b>
<b>8.2. Planificación de mantenimiento. ....</b>	<b>78</b>
<b>8.3. Repercusiones del plan de mantenimiento. ....</b>	<b>78</b>
<b>8.4. Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos. ....</b>	<b>79</b>
<b>8.5. Modificaciones del plan de mantenimiento.....</b>	<b>80</b>
NGTS-09 «Operación normal del sistema» .....	81
<b>9.1. Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema. ....</b>	<b>81</b>
<b>9.2. Operación Normal del Sistema. ....</b>	<b>83</b>
<b>9.3. Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema. ....</b>	<b>85</b>
<b>9.4 Desbalances individuales. ....</b>	<b>85</b>
<b>9.5. Medidas a adoptar por el usuario ante la previsión de un desbalance. ....</b>	<b>86</b>
<b>9.6 Medidas y cargos económicos aplicables a los usuarios que se encuentren en desbalance de gas en el sistema gasista.....</b>	<b>87</b>
<b>9.7 Seguimiento del sistema. ....</b>	<b>91</b>
NGTS-10 «Operación del sistema en situación excepcional» ....	93
<b>10.1. Objeto. ....</b>	<b>93</b>
<b>10.2. Situación de Operación Excepcional. Consideraciones generales. ....</b>	<b>93</b>
<b>10.3. Evaluación previa de la Situación de Operación Excepcional. ....</b>	<b>94</b>
<b>10.4. Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.....</b>	<b>95</b>
<b>10.5. Coordinación de la operación del sistema entre operadores en Situaciones de Operación Excepcional.....</b>	<b>96</b>
<b>10.6. Situación de Operación Excepcional de Nivel 0.....</b>	<b>97</b>
<b>10.7. Situación de Operación Excepcional de Nivel 1.....</b>	<b>99</b>

<b>10.8. Situación de Operación Excepcional de Nivel 2.....</b>	<b>101</b>
<b>10.9. Retorno a la Situación de Operación Normal. ....</b>	<b>102</b>
NGTS-11 «Situación de emergencia del sistema» .....	103
NGTS-12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema» .....	104
<b>12.1. Objeto. ....</b>	<b>104</b>
<b>12.2. Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista ...</b>	<b>104</b>

### **Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista**

*El artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, conforme a la redacción dada por el artículo 7 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, dispone que «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».*

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, y en su artículo 13.1 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».

De acuerdo con la distribución de competencias establecida en los Reales Decretos 1552/2004 y 1554/2004, ambos de 25 de junio, las referencias que el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre y el artículo 13 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, hicieron al suprimido Ministerio de Economía deben entenderse realizadas al actual Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista, Enagás, S. A., en colaboración con los sujetos implicados, ha elaborado y presentado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista.

La indicada propuesta de aprobación de dichas normas, con las modificaciones pertinentes, ha sido hecha suya por la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero.1. Segunda, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la presente Orden ministerial, incluidas las normas que aprueba, ha sido sometida al preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Constituye el objeto de esta Orden la aprobación de dichas Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista.

En su virtud, dispongo:

### **Artículo 1. Aprobación de las Normas**

Se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista, que se insertan a continuación.

### **Artículo 2. Ámbito de aplicación**

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista serán de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema, a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores.

Las Normas se aplicarán en todas las instalaciones del sistema gasista español, según se determinan por el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

### **Disposición transitoria única.**

#### **Transparencia de los procedimientos de gestión y suministro de información**

- 1.** En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente Orden, los contratos actualmente en vigor deberán adaptarse a lo dispuesto en la presente Orden, siendo de aplicación lo dispuesto en ella desde su entrada en vigor con independencia de la adaptación o no del contrato.
- 2.** En el mismo plazo de tres meses establecido en el apartado anterior, los titulares de las instalaciones remitirán en el mismo plazo a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio todos los acuerdos, manuales, modelos de contrato, protocolos, documentos-tipo o procedimientos que se están utilizando en la actualidad.
- 3.** Asimismo, en idéntico plazo de tres meses, las empresas distribuidoras y transportistas implantarán un procedimiento informático para proporcionar a los comercializadores y a los responsables del suministro a tarifa, acceso de forma telemática a los datos de teled medida de sus respectivos clientes.

## Disposición derogatoria única.

### 1. Derogación normativa

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta Orden.

### 2. Disposiciones Finales

#### **Disposición final primera. *Aplicación y ejecución de lo dispuesto en la Orden y en las Normas de Gestión Técnica del Sistema***

1. La Dirección General de Política Energética y Minas adoptará las medidas necesarias para la aplicación y ejecución de lo dispuesto en la presente Orden.

2. En particular, 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.

En todo caso, la aprobación o modificación de los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema deberá efectuarse de acuerdo con lo previsto en el párrafo tercero del artículo 13.1 del 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.

*Resolución 13 marzo 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 («B.O.E.» 4 abril).*

#### **Disposición final segunda. *Autorización para la modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema***

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar las Normas de Gestión Técnica del Sistema de gas natural que se aprueban por esta Orden, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, a fin de mantener su estructura y contenido permanentemente actualizados, conforme a los cambios en el estado de la técnica y la normativa internacional. Toda resolución por la que se modifiquen esas normas deberá ser publicada en el «Boletín Oficial del Estado».



### **Disposición final tercera. *Entrada en vigor***

Esta Orden entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

## NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

### NGTS-01 «Conceptos generales»

La normativa de gestión técnica del sistema gasista tiene por objeto el fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando, en todo caso, los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

#### 1 Conceptos generales

Además de las definiciones ya incorporadas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y las normas que la desarrollan (sistema gasista, Red Básica de gas natural, redes de transporte primario, redes de transporte secundario, redes de distribución, instalaciones complementarias, plantas de regasificación de gas natural licuado [GNL], plantas satélites de GNL, líneas directas, acometidas ...), a efectos de estas Normas de Gestión Técnica del Sistema se consideran las siguientes definiciones:

##### 1.1. Puntos de entrada y salida en el sistema gasista o alguna de sus partes

Cualesquiera lugares físicos pertenecientes al sistema gasista por los que el gas entra al mismo o a una de sus partes (punto de entrada) o sale del mismo o de una de sus partes (punto de salida).

Cuando un punto conecta dos partes del sistema gasista o el sistema gasista o alguna de sus partes con otros sistemas gasistas se denomina punto de conexión.

Cuando el punto por el que el gas sale del sistema conecta con las instalaciones del consumidor final del gas se denomina punto de suministro.

##### 1.1.1. Punto de entrada al sistema gasista

Es aquel punto por el que el gas entra en el sistema.

Son puntos de entrada al sistema gasista:

- Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- Los puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL.
- Los puntos de descarga de GNL en las plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución.

- Los puntos de conexión con yacimientos nacionales.
- Los puntos de conexión con almacenamientos que no formen parte del sistema.

### **1.1.2. Punto de salida del sistema gasista**

Es aquel punto por el que el gas sale del sistema.

Son puntos de salida del sistema gasista:

- Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- Los puntos de carga de buques en las plantas de regasificación de GNL.
- Los puntos de carga de cisternas de GNL en las plantas de regasificación.
- Los puntos de suministro del sistema gasista.
- Los puntos de conexión con almacenamientos que no formen parte del sistema.

### **1.1.3. Punto de entrada a la red de transporte**

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas entra en la red de transporte de un transportista.

Se consideran como puntos de entrada a la red de transporte:

- Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- Las plantas de regasificación.
- Los puntos de conexión entre gasoductos de Transporte.
- Los puntos de conexión con almacenamientos.
- Los puntos de conexión con yacimientos nacionales.
- Los puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.

### **1.1.4. Punto de salida de la red de transporte**

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas sale de la red de transporte.

Se consideran como puntos de salida de la red de transporte:

- Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- Los puntos de conexión entre gasoductos de Transporte.
- Los puntos de conexión con almacenamientos.
- Los puntos de conexión entre redes de transporte y redes de distribución.

- Los puntos de carga de cisternas de las plantas de regasificación.
- Los puntos de conexión con una línea directa de un consumidor.

### **1.1.5. Punto de entrada a la red de distribución**

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas entra en la red de distribución.

Se consideran como puntos de entrada a la red de distribución:

- Los puntos de conexión entre redes de transporte y redes de distribución.
- El punto de conexión con la planta satélite de GNL para la descarga de cisternas.
- El punto de conexión entre dos redes de distribución.

### **1.1.6. Punto de salida de la red de distribución**

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas sale de la red de distribución.

Se consideran como puntos de salida de la red de distribución:

- Los puntos de la red de distribución en los que el gas se entrega al cliente final para su consumo.
- El punto de conexión entre dos redes de distribución.

### **1.1.7. Otras clasificaciones de los puntos de entrada y salida**

Los puntos del sistema gasista se clasifican también:

a) Por la existencia y la periodicidad de la medición:

- Puntos con medición:
  - Con medición horaria.
  - Con medición diaria.
  - Otros.

- Puntos sin medición.

b) Por el número de usuarios:

- Punto compartido, si el punto lo utilizan varios sujetos simultáneamente.
- Punto no compartido, si el punto lo utiliza un solo sujeto.

c) Por la existencia de telemedición de los datos:

- Con telemedición.

- Sin telemedición.

### 1.2. Sujetos en el sistema gasista

Son sujetos del sistema gasista el Gestor Técnico del Sistema gasista, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores, todos ellos tal y como se definen en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como los consumidores.

#### 1.2.1. Usuarios

Los usuarios son aquellos sujetos del sistema gasista que utilizan las instalaciones pertenecientes al mismo.

#### 1.2.2. Operadores

Los operadores son aquellos sujetos del sistema gasista autorizados para la gestión de cualquier instalación de transporte, licuación, regasificación de GNL, almacenamiento o distribución, conforme a lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 octubre, del Sector de Hidrocarburos.

#### 1.2.3. Consumidores

Los consumidores son aquellos sujetos del sistema gasista que compran gas natural exclusivamente para su consumo propio. A los efectos de estas normas se incluyen también aquellos que compran gas manufacturado por canalización para su propio consumo.

Se distinguirá entre los consumidores en función de que ejerzan o no su derecho a autoabastecerse y a acceder al sistema para llevar el gas hasta su punto o puntos de consumo.

A efectos de estas normas, además de la clasificación por la presión de diseño del gasoducto al que están conectados, utilizada para la definición de la estructura tarifaria y para las nominaciones, repartos y balances, los consumidores se clasifican en función de la periodicidad de la lectura de su consumo:

- Consumidores cuya lectura se efectúa diariamente (telemedida).
- Consumidores cuya lectura tiene lugar mensualmente.
- Consumidores que pueden tener una periodicidad de lectura superior a un mes.

A efectos de las nominaciones, repartos y balances, se distinguirá también entre los consumidores en función de que puedan condicionar o no la operación normal de la red a la que estén conectados.

Se consideran consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectados:

- Todos los consumidores conectados a redes de presión superior a 16 bar con caudales horarios contratados iguales o superiores a 25.000 m<sup>3</sup>(n)/h.
- Aquellos otros consumidores conectados a redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipología o ubicación en la red puedan condicionar la operación normal de las redes a las que estén conectados. Estos últimos consumidores serán definidos anualmente por el Gestor Técnico del Sistema o el distribuidor y comunicados a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

### 1.3. Procesos relacionados con la gestión del sistema

#### 1.3.1. Operación del sistema gasista

Proceso de aplicación de las Normas de Gestión Técnica, protocolos de detalle y demás requisitos, reglas y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema según criterios de eficacia, eficiencia, seguridad y mejor servicio al cliente.

#### 1.3.2. Programación

Proceso de comunicación periódica de los sujetos del sistema gasista por el que se informa a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión/planificación de utilización de las infraestructuras en un período determinado.

#### 1.3.3. Nominación

Proceso de comunicación diaria de los sujetos del sistema gasista a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión de utilización de las infraestructuras en un día determinado.

#### 1.3.4. Validación

Aceptación por parte del titular de una infraestructura de una propuesta de programación o nominación realizada por un usuario de la misma.

#### 1.3.5. Medición y análisis

Proceso de determinación de la cantidad y calidad del gas que ha transitado por los puntos del sistema gasista definidos en el punto 1.1.

#### 1.3.6. Repartos

Proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado por los distintos sujetos del sistema gasista involucrados,

realizado por los operadores de las instalaciones en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

### **1.3.7. Balance**

Proceso de evaluación de las existencias de gas. Físico, para cada una de las instalaciones; y físico y comercial, para cada usuario. Con el cálculo del balance se podrán determinar las existencias que cada usuario tiene, globalmente en el sistema y por instalación. Este proceso será realizado por el Gestor Técnico del Sistema en coordinación con los operadores de las instalaciones del sistema gasista.

### **1.3.8. Facturación**

Cálculo y remisión de los importes a pagar por los servicios prestados en la utilización del sistema.

### **1.3.9. Confirmación metrológica**

Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto, según establezcan la normativa de control metrológico del Estado y, en su caso, las normas técnicas aplicables.

La confirmación metrológica generalmente incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

### **1.3.10. Calibración**

Se entiende por calibración el conjunto de operaciones que establecen las condiciones especificadas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento de medida o un sistema de medida, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

### **1.3.11. Verificación**

Se entiende por verificación el conjunto de actividades por las que se comprueba que un instrumento o sistema de medida, sometido a control metrológico legal, mantiene las características metrológicas establecidas en la reglamentación específica aplicable, antes de finalizar el período de tiempo que en ésta se encuentre establecido.

### 1.3.12. Reparación/ajuste

Acción tomada sobre un equipo de medida cuya verificación ha resultado no conforme, con objeto de convertirlo en aceptable para su utilización prevista. (UNE-EN ISO 10012).

### 1.4 Otras definiciones.

*Apartado 1.4 de la norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-01 «Conceptos generales», redactado conforme establece la letra a) del artículo segundo de la Resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle (B.O.E. 14 mayo).*

*Vigencia: 15 de mayo de 2007*

#### 1.4.1. Año de gas

Período de tiempo que comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre del mismo año y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período.

#### 1.4.2. Día de gas

*Apartado 1.4.2 «Día de gas» redactado según la Resolución de 17 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 «conceptos generales» y NGTS-04 «Nominaciones» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 «Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa». (B.O.E. 13 de octubre de 2012)*

*Apartado 1.4.2 «Día de gas» redactado según la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre de 2014, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014. (B.O.E. 16 de diciembre de 2014)*

*Vigencia: 1 de noviembre de 2015*

Período de tiempo que comienza a las 5 horas UTC y termina a las 5 horas UTC del día siguiente en invierno, y entre las 4 horas UTC de un día y las 4 horas UTC del día siguiente en verano, y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período. Es la unidad temporal de referencia para todas las actividades diarias que incluyen estas Normas.



### **1.4.3. Día posterior de gas**

Es el día posterior al día de gas.

### **1.4.4. Día previo de gas**

Es el día anterior al día de gas.

### **1.4.5. Contrato de acceso a las instalaciones del sistema gasista**

Contrato suscrito entre un usuario del sistema gasista, y el operador de una infraestructura para acceder a las instalaciones.

### **1.4.6. Mecanismo de comunicación**

Canal y procedimiento físico o electrónico para realizar los procesos y enviar las comunicaciones necesarias (incluyendo cualquier notificación, envío de información, confirmación, petición, aprobación o aceptación relacionadas con dichos procesos) en el sistema gasista.

### **1.4.7. Protocolo de medición**

Conjunto de procedimientos y especificaciones técnicas según las cuales se realizan las medidas y análisis del gas, así como, entre otros, los controles y confirmación metrológica de las instalaciones de medición.

### **1.4.8. Planes de mantenimiento**

Documentos que recogen todas aquellas actividades programadas de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas.

A los efectos de la aplicación de la presente normativa de gestión técnica del sistema, se entiende como planes de mantenimiento de los sujetos del sistema gasista aquellas actividades planificadas de mantenimiento preventivo o correctivo que puedan suponer restricciones en puntos de entrada y salida de la Red Básica o afectar a la capacidad de las instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario, así como requerir en éstas, condiciones específicas de presión, caudal y/o velocidad.

### **1.4.9. Indisponibilidad**

Se define como indisponibilidad cualquier situación de limitación total o parcial en el funcionamiento de alguna instalación del sistema gasista, ya sea motivada por mantenimientos planificados, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia que se defina.

### **1.4.10. Reglas y procedimientos de operación**

Conjunto de procedimientos, reglas y requisitos que complementan a las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) y a sus protocolos de desarrollo.

### **1.4.11. Presión máxima de diseño de gasoductos**

Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.

### **1.4.12. Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte**

Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción.

### **1.4.13. Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de suministro de la red de distribución**

Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural.

### **1.4.14. Capacidad nominal**

Será la capacidad autorizada por el organismo competente en la correspondiente autorización administrativa de la instalación. Ésta coincidirá con la capacidad de diseño utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

### **1.4.15. Capacidad máxima de una instalación (o capacidad punta)**

Será la capacidad que, respetando en todo momento los parámetros de seguridad y fiabilidad de la propia instalación (márgenes operacionales) y desde un punto de vista técnico, puede proporcionar la instalación utilizando todos los equipos de la misma, incluidos los de reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

### **1.4.16. Capacidad mínima de operación**

Es aquella, que de existir, por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación así como el cumplimiento de los requisitos

medioambientales. No se considerará esta capacidad mínima a la hora de contratar la capacidad de un gasoducto al ser este un flujo.

### 1.4.17. Capacidad útil de una instalación

Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación en caso de existir. No obstante, es posible que esta capacidad útil puede verse reducida por otras limitaciones dependiendo de su integración en el conjunto del sistema.

### 1.4.18. Capacidad contratada

Es la parte correspondiente de la capacidad útil que está contratada por los usuarios del sistema.

### 1.4.19. Capacidad disponible

Es la diferencia entre la capacidad útil y la cantidad contratada o reservada.

Las definiciones de los puntos 1.4.14, 1.4.15, 1.4.16, 1.4.17, 1.4.18 y 1.4.19 se pueden representar de la manera siguiente:

Capacidad máxima o punta.	Capacidad de los equipos de reserva.		
	Capacidad nominal.	Capacidad útil, operativa o técnica.	Capacidad disponible.
			Capacidad contratada.
		Capacidad mínima de operación.	

### 1.4.20. Capacidad máxima de almacenamiento de un almacenamiento subterráneo

Es la cantidad de gas natural contenida en un almacenamiento cuando la presión del mismo coincide con la presión máxima de operación del almacén.

### 1.4.21. Gas colchón de un almacenamiento subterráneo

Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas útil a la presión de diseño del gasoducto.

### 1.4.22. Gas útil de un almacenamiento subterráneo

Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es susceptible de ser extraído a la presión de diseño del gasoducto sin la utilización de medios mecánicos, conforme a la curva de declino experimentada. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.

### 1.4.23. Gas extraíble por medios mecánicos de un almacenamiento subterráneo

Parte del gas colchón que puede ser extraído mediante medios mecánicos, a una presión inferior a la de diseño del gasoducto, de manera reversible, sin dañar la estructura del almacenamiento. La parte correspondiente al gas colchón extraíble por medios mecánicos solo podrá ser extraída en situaciones de emergencia.

### 1.4.24. Capacidad máxima extraíble de un almacenamiento subterráneo

Es el gas útil más el gas extraíble por medios mecánicos.

Las definiciones de los puntos 1.4.19, 1.4.20, 1.4.21, 1.4.22, 1.4.23 y 1.4.24 se pueden representar de la manera siguiente:

Capacidad máxima del almacenamiento subterráneo.	Gas útil.	Capacidad máxima extraíble.	Capacidad disponible.
	Gas extraíble por medios mecánicos.		Capacidad contratada.
	Gas colchón.		

### 1.4.25. Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo

La capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo son los caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de introducir gas en el almacenamiento subterráneo y de extraer gas del almacenamiento subterráneo, respectivamente.

### **1.4.26. Nivel mínimo de llenado de gasoductos**

Nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista. Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización.

### **1.4.27. Almacenamiento útil en la red de gasoductos de transporte**

Volumen de gas que es posible almacenar en la capacidad útil de la red de gasoductos de transporte. Este volumen se expresará también a efectos de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

### **1.4.28. Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte**

Volumen de gas propiedad de cada usuario que se emplea para ajustar diariamente las entradas de gas a la red de gasoductos de transporte con el consumo realizado por los consumidores suministrados por el usuario. A efectos de estas normas se expresará en días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

### **1.4.29. Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Talones**

Es el nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de gas licuado (GNL) necesario para el correcto funcionamiento de las plantas de regasificación.

Su valor depende de las características constructivas de cada tanque y será acreditado por los titulares de las instalaciones en base a sus características técnicas y a lo establecido en estas Normas y sus protocolos de detalle.

Como valor provisional se tomará el 9 por 100 de la capacidad de almacenamiento en tanques de (GNL).

### **1.4.30. Almacenamiento útil en tanques de plantas de regasificación**

Volumen de GNL que es posible almacenar en la capacidad útil de los tanques de las plantas de regasificación. Este volumen se expresará también a efectos de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada

### **1.4.31. Almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución**

Almacenamiento al que los usuarios del servicio de transporte y distribución tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

### **1.4.32. Almacenamiento incluido en el peaje de regasificación**

Almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación al que los usuarios del servicio de regasificación tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de regasificación contratada diaria.

## **1.5. Unidades de medida**

En estas NGTS se consideran las siguientes unidades:

Las unidades volumétricas utilizadas son:

- Para GNL: m<sup>3</sup> de GNL.
- Para GN: m<sup>3</sup>(n), en condiciones normales de presión y temperatura.
- La unidad energética será el kWh.
- Las capacidades de entrada y salida se expresarán en kWh/h o kWh/día, en m<sup>3</sup> de GNL/h, m<sup>3</sup>(n)/h, m<sup>3</sup>(n)/día y millones de m<sup>3</sup>(n)/año (bcm/año);
- La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh, m<sup>3</sup>(n), y la capacidad almacenada en kWh y en m<sup>3</sup>(n);
- La unidad de presión es el bar;
- La unidad de temperatura es el °C.

Estas unidades serán de uso obligatorio para efectuar balances, mediciones y facturación entre sujetos.

## **1.6. Clasificación de buques metaneros**

A efectos de estas normas se consideran buques pequeños aquellos cuya capacidad de transporte es inferior a 60.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques medianos aquellos cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 60.000 m<sup>3</sup> de GNL y 110.000 m<sup>3</sup> de GNL; y buques grandes aquellos cuya capacidad de descarga excede los 110.000 m<sup>3</sup> de GNL.

### **NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista»**

#### **2 Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista**

##### **2.1. Condiciones generales de acceso a las instalaciones del sistema gasista**

Se podrá solicitar el acceso a las instalaciones del sistema gasista incluidas en el régimen de acceso de terceros, conforme al artículo 3 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Los usuarios son los sujetos del sistema gasista que tienen derecho a reservar o a contratar reserva de capacidad con los operadores de las instalaciones de regasificación, transporte, distribución o almacenamiento sujetas al régimen de acceso a terceros.

El acceso de los sujetos con derecho de acceso a instalaciones del sistema gasista se realizará conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema integrado de gas natural.

Para hacer uso del derecho de acceso y utilizar los servicios de las instalaciones de las plantas de regasificación de GNL, de los gasoductos de transporte, de los gasoductos de distribución o de las instalaciones de almacenamiento se deberá o contratar o reservar, en su caso, parte de la capacidad útil disponible de la instalación correspondiente.

Todos los aspectos relacionados con las actuaciones de los sujetos durante estas actividades se desarrollarán en los correspondientes protocolos de detalle.

Las reservas de capacidad para el acceso de terceros a las instalaciones se formalizarán mediante documento al efecto, incluidos sistemas electrónicos, con análogos derechos y obligaciones.

La contratación de capacidad se realizará mediante los modelos normalizados de contrato de acceso, aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Ninguno de los contenidos del contrato de acceso podrá ir en contra de lo establecido en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o en la legislación vigente y se considerará como no válida cualquier cláusula o

condición particular de los contratos de acceso que se oponga a lo dispuesto en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o a la legislación vigente.

### **2.2. Requisitos generales para las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista**

Las reglas, procedimientos o acuerdos recogidos en los manuales para las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista cuando proceda, en los aspectos que no sean regulados por los protocolos de desarrollo de estas normas o según se recoge en las presentes NGTS, se regirán o se someterán a las condiciones siguientes:

#### a) Condiciones de recepción, entrega y calidad del gas

Estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o sus protocolos de desarrollo establecerán los límites de calidad en términos de presión, temperatura, y otras características del gas entregado y del que se debe entregar.

El gas introducido por los puntos de entrada del sistema gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad de gas natural que se determinen en estas Normas o en sus protocolos de desarrollo.

El operador no tendrá la obligación de entregar al usuario en los puntos de salida exactamente las mismas características de gas natural que dicho usuario haya introducido por los puntos de entrada, siempre que el gas cumpla con la especificación de calidad de gas natural establecida en las presentes Normas de Gestión Técnica del Sistema o en sus protocolos de desarrollo, y se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

El gas introducido por los usuarios en el sistema gasista se mantendrá indiferenciado con el resto de gas que, en cada momento, se encuentre en las instalaciones de regasificación, transporte o almacenamiento del sistema gasista.

Los operadores deberán informar al Gestor Técnico del Sistema y a todos los operadores y usuarios afectados tan pronto como sea posible de cualquier deficiencia en la calidad del gas estimando la duración posible del incumplimiento y realizando las correcciones necesarias para que el gas cumpla con la especificación.

Los puntos que se relacionan a continuación deberán contar con analizadores de composición, PCS, densidad y telemedida digital:

- Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL (no es necesaria telemedida).



- Puntos de carga de cisternas de GNL (no es necesaria telemedida).
- Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
- Puntos de conexión con yacimiento nacional.
- Puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- En todos aquellos puntos que puedan alterar la composición del gas, o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición.
- Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.

### b) Condiciones para los procedimientos de comunicación

Los procedimientos de comunicación establecerán como mínimo:

- El intercambio de información relativo al flujo del gas.
- Comunicación de los planes de inspección, reparación, verificación y mantenimiento entre los sujetos que interactúen dentro del mismo punto o aquellos de distribución que afecten a los operadores a los que estén conectados aguas arriba.
- Comunicación de actuaciones de mutua colaboración que eviten posibles indisponibilidades al sistema gasista.
- Comunicación de programaciones.
- Comunicación de nominaciones.
- Comunicación de balances, existencias operativas y mínimas de seguridad de los sujetos involucrados.
- Comunicación del Gestor Técnico del Sistema a los operadores para asegurar la correcta explotación del sistema gasista.

### c) Condiciones para las reglas o protocolos de medición y para la telemedida

Las reglas o protocolos de medición establecerán los requisitos mínimos de los sistemas para la medición y el análisis de la calidad del gas en cada caso.

Asimismo, establecerán los siguientes procedimientos y métodos estándares:

- Procedimiento de cálculo para medida y análisis.
- Procedimiento en caso de anomalías en los equipos de medida o análisis.
- Procedimiento de confirmación metrológica de equipos de medida y análisis.

- Procedimiento de precintado de equipos de medida y análisis.
- Procedimiento para realizar las regularizaciones.
- Procedimiento de mantenimiento de los equipos y sistemas de medición y análisis.

Para los niveles de consumo que la legislación determine, será requisito imprescindible para efectuar la puesta en servicio de las instalaciones en los nuevos puntos de suministro disponer de un sistema de telemedida y las instalaciones auxiliares necesarias. En caso de no instalación o de falta de operatividad del mismo se aplicará lo que al respecto establezca la legislación.

d) Condiciones para las reglas o protocolos de reparto

Las reglas o protocolos de reparto establecerán el procedimiento a seguir para determinar en cada punto del sistema gasista las cantidades de gas asignadas a cada uno de los sujetos, en particular en los puntos compartidos.

### **2.3. Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema**

Las nuevas instalaciones que se integren en el sistema gasista o que se conecten al mismo:

- Deberán cumplir la normativa técnica vigente de construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.
- Serán técnica y operativamente compatibles con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Se mantendrán en buen estado de funcionamiento y serán operadas de manera compatible con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Serán accesibles para el personal técnico de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas según los términos acordados en los contratos y manuales de operación.
- Contarán en todo momento con la capacidad necesaria para cubrir adecuadamente los compromisos de servicio adquiridos.

### **2.4. Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte**

Se establecen las siguientes condiciones generales para las redes de transporte:

### **2.4.1. Nivel mínimo de llenado de los gasoductos**

Todos los sujetos que incorporen gas al sistema aportarán una cantidad de gas de su propiedad con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista (los transportistas harán frente a esta obligación en lo referente a sus ventas de gas a los Distribuidores conectados a sus redes para atender suministros a tarifa). Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización. Como valor inicial se tomará una vez el caudal máximo diario contratado o reservado por el usuario. Este valor deberá ser revisado y aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de las redes de transporte, sin que los usuarios puedan hacer uso de ella.

De los dos días de almacenamiento incluidos en el peaje de transporte y distribución, se entenderá que uno corresponde al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de gasoductos, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.

### **2.4.2. Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte**

El almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte no podrá exceder la capacidad útil de la red de gasoductos de transporte y se entenderá situado en esta, salvo en los períodos en que no haya suficiente capacidad en la red o haya restricciones técnicas. Se entenderá que tiene esta función el almacenamiento incluido en el peaje de

transporte y distribución menos la cantidad empleada para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos.

En los períodos en que no haya suficiente capacidad en la red o haya restricciones técnicas, el almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución la capacidad que supere la capacidad útil del gasoducto podrá situarse en los almacenamientos subterráneos o en los tanques de las plantas de regasificación, preferentemente en el lugar de mayor disponibilidad.

El Gestor Técnico del Sistema informará a los usuarios de la red de transporte y distribución de las limitaciones de almacenamiento en la red de gasoductos de transporte previstas en la próxima semana (cada día, los siete días siguientes) mes y año.

Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema, diariamente, en el día «n+2» y de forma telemática, de la parte del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos que se encuentra en los gasoductos y de la que se encuentra en las instalaciones de almacenamiento.

### **2.4.3. Mermas y autoconsumos**

El operador de transporte asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada de la red de transporte hasta que es entregado en el punto de salida de la red de transporte correspondiente.

En todo caso, de la totalidad del gas entregado por los usuarios en un punto de entrada a las redes de transporte, el transportista titular del gasoducto de entrada al sistema retendrá, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

La totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los transportistas, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en

ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

- EE.CC.: 80 %.
- ERM.: 10 %.
- Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.

Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERMs de que dispongan.

Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el Gestor Técnico del Sistema deberá determinar el volumen de mermas correspondiente a cada transportista y realizar una propuesta de liquidación entre los mismos que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía antes del 31 de enero del año siguiente. Una vez aprobada, el Gestor Técnico del Sistema procederá a comunicársela a los sujetos implicados, quienes deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales posteriores a la fecha de la comunicación.

#### **2.4.4. Presiones mínimas de garantía**

La red básica de gasoductos de transporte debe dimensionarse de tal forma que se pueda mantener una presión mínima de 40 bar.

Las presiones mínimas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las acordadas, de forma transparente y no discriminatoria, entre las partes en función de la ubicación del punto de conexión. En cualquier caso, el operador de la red de transporte informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

Con carácter general las presiones mínimas garantizadas en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las siguientes:

- Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico, de líneas directas y de redes de distribución que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final: el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar;
- Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico de otros gasoductos de transporte básico o secundario:
  - Si el punto de conexión se encuentra situado dentro de un sistema mallado, el valor mínimo de la presión se establece en 40 bar;
  - Si el punto de conexión es en una extensión lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo, el valor mínimo de la presión se establece en 30 bar.
- Puntos de conexión a gasoductos de transporte secundario: el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar.

Cuando en alguna zona de la Red Básica, por incremento de los caudales transportados, se alcansasen o se previese que se pueden alcanzar las presiones mínimas establecidas en este apartado, se actuará de la siguiente manera:

- El transportista lo pondrá en conocimiento del Gestor Técnico del Sistema;
- El Gestor Técnico del Sistema analizará la situación y, en su caso, declarará los gasoductos afectados como saturados, proponiendo las medidas correctoras necesarias que incluirán propuestas para la planificación obligatoria;
- Se podrán aplicar medidas restrictivas a nuevas contrataciones o incrementos de las existentes;
- En función de lo anterior, quedará en suspenso la obligatoriedad de cumplir con las presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación hasta la entrada en servicio de las medidas correctoras propuestas.

### **2.5. Requisitos generales del uso de las redes de distribución.**

#### **2.5.1. Mermas**

El operador de la red de distribución asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en el punto de

conexión de la red de transporte con la red de distribución hasta que es entregado en el punto de suministro correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por el transportista para el mercado liberalizado y para el mercado regulado de distribuidores terceros en un punto de entrada a las redes de distribución, el distribuidor retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca en cada momento.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

### **2.5.2. Presiones relativas mínimas de garantía**

Las presiones mínimas en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural, por debajo de las cuales se considerará interrupción de suministro, son las siguientes:

- 18 mbar relativos si están situados en una red de presión no superior a 0,05 bar.
- 50 mbar relativos si están situados en una red de presión superior a 0,05 bar y hasta 0,4 bar.
- 0,4 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 0,4 bar y hasta 4 bar.
- 3 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 4 bar y hasta 16 bar.
- 16 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 16 bar.

En cualquier caso, el operador de la red de distribución informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

En caso de que un usuario necesite presiones de suministro por encima de las establecidas en cada rango, se llegará a acuerdos particulares entre las partes, sobre bases objetivas, transparentes y no discriminatorias.

### **2.6. Requisitos generales para el uso de las plantas de regasificación de GNL.**

#### **2.6.1. Nivel mínimo operativo. Talones**

Todos los usuarios que accedan a una planta de regasificación de GNL, aportarán una cantidad de GNL de su propiedad con el objeto de contribuir al nivel mínimo operativo (talones) de los tanques de GNL de la planta de regasificación. Como valor inicial de esta cantidad se tomará el 9 % de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, que se repartirá entre los usuarios de la planta en función de su capacidad de regasificación contratada, con revisiones mensuales. Este valor deberá ser aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad, según el procedimiento acordado en el manual de operación.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de plantas, sin que los sujetos puedan hacer uso de ella.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de GNL de la planta de regasificación, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual, y si ello es posible, en otro plazo y forma que las partes acuerden.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.

#### **2.6.2. Almacenamiento para la operación comercial en tanques de plantas de regasificación de GNL**

El almacenamiento para la operación comercial en tanques de plantas de regasificación no podrá exceder de la capacidad útil de los tanques y se entenderá situado en estos, siempre que la capacidad útil supere a los cinco días incluidos en el peaje de regasificación.



Los usuarios podrán utilizar el almacenamiento incluido en el peaje de regasificación para cubrir sus necesidades de operación comercial en tanques de plantas hasta los cinco días incluidos en el peaje.

### **2.6.3. Almacenamiento en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del incluido en peaje**

Se podrá contratar el servicio de almacenamiento de GNL en planta, adicional al incluido en el peaje de regasificación, por la capacidad necesaria para la descarga de buques empleados para el transporte de GNL, con el límite de la capacidad máxima de atraque.

No obstante, en caso de no tener capacidad suficiente o haber razones técnicas que lo impidan podrá denegarse una solicitud en este sentido. En cualquier caso, para facilitar la operación, el Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con el transportista afectado, podrá decidir una variación sobre el lugar y forma en el que el usuario tiene disponible el gas natural correspondiente con el GNL descargado, siempre que ello no implique coste o perjuicio alguno para el usuario.

Adicionalmente, los sujetos con derecho de acceso podrán contratar capacidad de almacenamiento, por encima del almacenamiento incluido en el peaje, en tanques de GNL de las plantas de regasificación, siempre que exista capacidad disponible.

### **2.6.4. Mermas y autoconsumos**

El operador de la planta de regasificación de GNL asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en los puntos de descarga de buques hasta que es entregado en el punto de conexión correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por los sujetos en los puntos de descarga de buques, el operador retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

El Gestor Técnico del Sistema con la información aportada por los operadores de las instalaciones realizará los estudios de seguimiento de la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá, antes del 15 de octubre de cada año, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos. Si la cantidad propuesta fuese

modificada respecto a la vigente en ese momento, el cambio propuesto deberá ser justificado adecuadamente.

### **2.6.5. Requisitos del aprovisionamiento mediante buques.**

#### *2.6.5.1. Información requerida para la contratación de aprovisionamiento mediante buques*

Los operadores de plantas de regasificación de GNL proporcionarán la siguiente información al usuario que lo solicite con anterioridad a la realización del contrato correspondiente:

- Capacidad disponible de descarga, almacenamiento y producción en estas plantas;
- Características específicas de puertos, atraques y brazos de descarga;
- Otras informaciones que el usuario deba conocer.

El procedimiento de transmisión de información de los siguientes datos referidos al usuario será el establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema o en sus protocolos de detalle:

- Cantidades anuales que el usuario aportará (bcm/año);
- Calidad de los cargamentos;
- Tipo de aprovisionamientos y origen;
- Puertos en los que se realizará la descarga;
- Tipo de buques utilizados;
- Procedimientos operativos y de comunicación entre las partes.

Los operadores de las plantas de regasificación informarán a los sujetos con contratos de acceso en vigor de cualquier modificación o cambio en curso o previsto que afecte, o pueda afectar, a las características o a la operatividad de estas plantas.

#### *2.6.5.2. Requisitos de descarga/carga de buques metaneros*

La comprobación de compatibilidades entre barcos y puertos, brazos y amarres para cada planta de regasificación de GNL, teniendo en cuenta sus características respectivas, conducirá a un acuerdo contractual que otorgue el derecho de acceso del buque a la descarga de GNL en la planta considerada

Aun así, la primera vez que un buque vaya a descargar/cargar en una terminal de una planta de regasificación de GNL, deberá ser cualificado para

este propósito por el titular de la planta mediante un procedimiento de compatibilidad, de acuerdo con el correspondiente protocolo de detalle.

El titular de la instalación será responsable de la emisión de un certificado de compatibilidad para cada nuevo barco que vaya a descargar por primera vez en una terminal y enviará copia del mismo al Gestor Técnico del Sistema, al menos, 48 horas antes de que se empiece a efectuar la primera descarga. La información que reciba el Gestor Técnico del Sistema se encontrará a disposición de todas las plantas de regasificación de GNL y comercializadores. Asimismo, deberán realizarse inspecciones periódicas o ante modificaciones declaradas en buque o terminal para comprobar que se mantiene la compatibilidad de descarga.

Se seguirá el Procedimiento de Descarga Segura de Buques (Ship-Shore Safety Procedure) establecido por la «International Maritime Organization», o una norma equivalente de reconocido prestigio internacional.

La contratación del servicio de carga de GNL en buque o puesta en frío sólo será posible siempre y cuando esas actividades no interfieran con las operaciones relacionadas con el suministro de gas en el sistema.

Todos los aspectos recogidos en este apartado, se desarrollarán en el correspondiente protocolo de detalle.

### **2.6.6. Requisitos de carga de cisternas de Gas Natural Licuado (GNL)**

A efectos de estas normas, se entenderá por:

- Cargador-Descargador: la persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan las operaciones de carga y descarga de la mercancía. Se entenderá por Cargador al titular de la planta de regasificación donde tiene lugar la carga. Se entenderá como Descargador al titular de la planta de GNL donde tiene lugar la descarga.
- Expedidor: la persona física o jurídica por cuya orden y cuenta se realiza el envío de la mercancía peligrosa, para lo cual se realiza el transporte figurando como tal en la carta de porte.
- Transportista de cisternas: la persona física o jurídica que asume la obligación de realizar el transporte, contando a tal fin con su propia organización empresarial.
- Transporte de cisternas: toda operación de transporte de cisternas por carretera realizada total o parcialmente en vías públicas, incluidas las actividades de carga y descarga de las mercancías peligrosas. No se

incluyen los transportes efectuados íntegramente dentro del perímetro de un terreno cerrado.

- Pedido: confirmación de la viabilidad a una petición de carga, ya sea en formato escrito o electrónico, que implicará la asignación de un código, por parte del Cargador, para que el Expedidor pueda cargar una cisterna de GNL.

El transporte y manipulación del gas natural licuado (GNL) en cisternas, así como las relaciones entre los sujetos intervinientes, deberán cumplir la legislación vigente.

El Cargador denegará la carga en caso de no disponer el transportista de cisternas del pedido declarado viable por el Cargador y debidamente autorizado por el Expedidor, así como en el caso de no acreditarse debida y fehacientemente que, tanto conductor como vehículo, disponen de los permisos y autorizaciones necesarios para poder efectuar el transporte previsto, conforme a la normativa aplicable para el transporte de mercancías peligrosas por carretera.

Antes de efectuar la primera carga de GNL por medio de una nueva cisterna, el transportista de cisternas deberá poner a disposición del Cargador toda la documentación establecida en la reglamentación vigente y en los acuerdos entre partes.

Cuando una cisterna retorna a realizar una nueva carga, el Cargador requerirá al transportista de cisternas la documentación establecida en la reglamentación vigente y no vencida en plazo, con el albarán de retorno firmado por el Expedidor, identificando que transporta GNL y especificando si la cisterna está o no inertizada. Asimismo, solicitará al transportista de cisternas, antes del inicio de cada carga, mediante el Pedido, el/los destino/s de la carga (identificación y ubicación de la planta satélite). Sin dicha documentación no se podrá realizar la operación.

El Cargador entregará al transportista de cisternas, para cada carga:

- Albarán de entrega de GNL, donde se especifica el peso y calidad de gas entregado, Cargador, destinatario, datos del transportista y hora de salida de la planta.
- Carta de Porte, firmada entre el transportista de cisternas y el Expedidor.
- Lista de comprobación, firmada entre el transportista de cisternas y el Cargador.

*Apartado 2.6.6 redactado conforme establece el artículo primero de la Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», se establece el protocolo de detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite» y se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, calidad y odorización de gas» («B.O.E.» 23 de abril de 2012).*

*Vigencia inicial: 23 enero 2013 (9 meses desde su publicación en el B.O.E), modificada por la Resolución de 5 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 «intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema», publicada en B.O.E. el 17 de diciembre de 2012: «Con excepción del apartado relativo a la modificación del Protocolo de Detalle PD-01, que será de aplicación al día siguiente de su publicación, la presente resolución entrará en vigor el 1 de julio de 2013.*

*Hasta dicha fecha se considerarán viables por los procesos automáticos del SL-ATR todas las cisternas programadas/nominadas mediante el nuevo sistema, generándose automáticamente un Pedido que incluirá la capacidad solicitada, quedando únicamente limitada la carga de dichas cisternas por la capacidad efectiva del Cargador»*

*Vigencia: 1 de julio de 2013*

## **2.7. Requisitos generales de uso de los almacenamientos subterráneos.**

### **2.7.1. Capacidad de inyección y extracción en almacenamientos**

Los usuarios tendrán el derecho a disponer en cada almacenamiento de capacidad de inyección y extracción de gas, proporcional a la capacidad de almacenamiento contratada para el mercado liberalizado o reservada para el mercado a tarifa respecto de la capacidad útil del almacenamiento.

Esta capacidad disponible se entenderá limitada por las restricciones técnicas necesarias para poder atender los requerimientos en la operación del sistema relacionados con la cobertura de la modulación invernal y eventos imprevisibles que puedan afectar a la seguridad de suministro del sistema, en especial durante la época invernal.

La limitación de capacidad de inyección y extracción no será de aplicación siempre que existan posibilidades técnicas para incrementarlas.

### 2.8. Principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones

Los titulares de las instalaciones desarrollarán y publicarán los procedimientos para determinar las capacidades de sus instalaciones de acuerdo con lo recogido en el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la Capacidad de las Instalaciones del Sistema Gasista».

Asimismo, dado su carácter fundamental, los titulares de las instalaciones deberán publicar las capacidades de sus instalaciones con el detalle y alcance recogido en el citado protocolo, para que de esta forma se garantice que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de una misma información, uniforme y suficiente, que posibilite una eficaz toma de decisiones en el ejercicio de su derecho acceso de terceros.

*Apartado 2.8 de la norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», redactado conforme establece la letra b) del artículo segundo de la Res. de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle («B.O.E.» 14 mayo).*

*Vigencia: 15 mayo 2007*

### 2.9. Indisponibilidades en instalaciones de transporte

En caso de indisponibilidad, el operador de la instalación con indisponibilidad deberá comunicar a los usuarios con capacidades contratadas con él y a los titulares de instalaciones conectadas a las suyas cual es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de las instalaciones afectadas por la indisponibilidad realizará todos los esfuerzos a su alcance para reducir al mínimo la duración de la misma y sus efectos sobre la normal prestación del servicio.

En caso de que, como consecuencia de la indisponibilidad planteada, se redujese la capacidad de suministro a los usuarios finales, la capacidad remanente se repartirá, en coordinación y supervisión del Gestor Técnico del Sistema, entre los sujetos afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

### **2.10. Indisponibilidades en instalaciones de distribución**

En caso de indisponibilidad, el operador de la instalación con indisponibilidad comunicará a los usuarios con capacidades contratadas con él y a los titulares de instalaciones conectadas a las suyas cual es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de las instalaciones afectadas por la indisponibilidad realizará todos los esfuerzos a su alcance para reducir al máximo la duración de la misma y sus efectos sobre la normal prestación del servicio.

En caso de que, como consecuencia de la indisponibilidad planteada, se redujese la capacidad de suministro a los usuarios finales, la capacidad remanente se repartirá, si procede, entre los sujetos afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

### **2.11. Transparencia de las condiciones de acceso**

El Gestor Técnico del Sistema y los operadores de las instalaciones deberán publicar en sus páginas en Internet todos aquellos acuerdos, manuales, modelos de contrato o procedimientos que complementen lo regulado en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o en sus protocolos de desarrollo, así como cualquier información necesaria para garantizar la transparencia en la gestión técnica del sistema.

Ninguno de los contenidos de los acuerdos suscritos entre los sujetos del sistema podrá ir en contra de lo establecido en la legislación vigente.

Los titulares de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y conexiones a gasoductos internacionales publicarán con la periodicidad que se establezca la capacidad contratada, reservada y disponible en cada una de estas instalaciones, distinguiendo la capacidad asignada a los contratos de acceso y la reservada para el mercado a tarifa.

## NGTS-03 «Programaciones»

### 3 Programaciones

#### 3.1 Definiciones

Información que deben emitir los sujetos que hacen uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estiman introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un período determinado.

#### 3.2 Sujetos implicados son:

- Los usuarios con cartera de balance habilitados por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para el envío de notificaciones de transferencias de titularidad de gas bilaterales o de plataforma de comercio. Los comercializadores y/o consumidores directos en mercado podrán agruparse para constituirse como un único usuario.
- Los usuarios del resto de instalaciones gasistas de acuerdo con la definición del apartado 2.1 de la NGTS-02.

Un comercializador o un consumidor directo en mercado, puede constituir diferentes usuarios. En cualquier caso, a cada usuario le corresponde una única cartera de balance.

Los agentes registrados como usuarios estarán obligados a realizar programaciones para que los operadores de las instalaciones puedan organizar la gestión de las mismas y, en especial, para que el GTS pueda desarrollar las funciones asignadas como responsable de la gestión técnica del sistema gasista.

#### 3.3 Condiciones generales

Las programaciones tendrán carácter informativo, salvo las programaciones de descarga de buques de GNL, que tendrán carácter vinculante según lo dispuesto en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema». Será necesario realizar al menos programaciones relacionadas con:

- Demanda convencional.
- Demanda para la generación de energía eléctrica.



- El transporte: la entrada o salida de gas por los puntos de conexión de las redes de transporte con plantas de regasificación, yacimientos, conexiones internacionales y almacenamientos subterráneos.
- La utilización de los almacenamientos subterráneos. • La utilización de las plantas de GNL.
- El gas para autoconsumos necesario para el funcionamiento de las distintas infraestructuras del Sistema y el nivel mínimo de llenado de las nuevas infraestructuras. El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para autoconsumos y para el nivel mínimo de llenado, se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación o cualquier otra que la modifique.

Las programaciones, su procesamiento y su posterior confirmación o viabilidad (en el caso de buques y cisternas) se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema».

Toda la información y comunicación relativa a los procesos de programación se realizará a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR). El usuario emitirá una programación por cada punto del sistema gasista y para los servicios que correspondan del que pretenda hacer uso dentro de los períodos de programación establecidos.

El usuario emitirá una cantidad para cada combinación de los siguientes conceptos: día, punto/servicio, sujeto contraparte (donde aplique) y sentido del flujo (donde aplique).

El reparto de las cantidades confirmadas o viables entre los contratos se realizará conforme a lo establecido en el PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema».

El GTS dará acceso al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la siguiente información:

- Programaciones realizadas, confirmadas, viables y rechazadas.
- Capacidad programada y disponible para cada instalación.

### 3.4 Programación de redes de transporte

Las programaciones de demanda tanto para el sector convencional como para la generación de energía eléctrica a través de ciclos combinados o centrales térmicas, serán enviadas por parte de los usuarios para que estén a disposición del GTS.

Los usuarios enviarán las programaciones asociadas al resto de puntos de entrada o salida de la red de transporte y de los servicios que se oferten, de acuerdo a lo establecido en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema», para que el operador de la red, en los servicios que corresponda, y el GTS, dispongan de dichas programaciones.

### 3.5 Programación de almacenamientos subterráneos

Los usuarios de los almacenamientos subterráneos enviarán sus programaciones de acuerdo a lo establecido en el protocolo de detalle PD-07. El GTS dispondrá de dicha información, que incluirá al menos las inyecciones y extracciones correspondientes del período de programación.

Las programaciones de los almacenamientos subterráneos básicos se harán sobre la base de un almacenamiento único.

Una vez confirmada la programación global de los almacenamientos subterráneos, el GTS comunicará a los operadores el programa físico de inyección y extracción por cada almacenamiento.

### 3.6 Programación de plantas de regasificación de GNL

El GTS, con la información suministrada por los operadores de plantas de regasificación, informará en los plazos establecidos en las normas de gestión técnica del sistema de las fechas de mantenimientos programados, así como de otros condicionantes adicionales, tales como días afectados por mareas vivas y restricciones nocturnas.

Los usuarios de las plantas de regasificación, enviarán programaciones asociadas a los servicios que se presten conforme a lo establecido en el protocolo de detalle PD-07 para que el operador de la instalación y el GTS dispongan de dicha información.

El operador de la planta de regasificación simulará el conjunto de programaciones antes de confirmarlas. Cuando la programación no sea

confirmada, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que cambien su programación.

Cuando la programación sea confirmada, el operador lo comunicará a los usuarios implicados.

La programación anual definitiva debe incluir al menos las fechas tentativas de descarga para cada uno de los grandes buques dedicados de forma continua al tráfico desde largas distancias y con un mismo origen, con la finalidad de facilitar en todo lo posible y con carácter prioritario la continuidad del empleo de estos buques a los tráficos asignados.

En el caso de que se trate de cargamentos compartidos por distintos usuarios, cada uno especificará la cantidad de GNL que le corresponda.

La asignación de las fechas de descarga de buques en las programaciones de plantas de regasificación se realizará conforme a lo dispuesto en el protocolo de detalle PD-13 «Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación». La programación de descarga de un buque sólo podrá ser modificada o eliminada por causas justificadas y previo conocimiento y aceptación del operador de la planta de regasificación y del GTS, salvo que se ponga en peligro la seguridad del sistema.

Se publicará un registro en el SL-ATR, mantenido por el GTS, de las ventanas de descarga asignadas, no asignadas y libres de cada una de las plantas.

Cuando el operador de cada planta de regasificación confirme la programación trimestral, fijará y comunicará la fecha de descarga de cada buque (ventana). Cada usuario recibirá la información relativa a sus correspondientes buques.

El procedimiento de descarga de buques se detalla en el protocolo de detalle PD-06 «Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros».

Diariamente, los usuarios proporcionarán a los operadores de las plantas de regasificación y al GTS cualquier modificación sobre el programa de descargas de buques (fecha, buque y cantidad), utilizando para ello el SL-ATR.

La confirmación descrita en los párrafos anteriores no es aplicable a la regasificación pero se tendrá en cuenta para confirmar la programación de la planta en su conjunto, pudiendo condicionar la confirmación de la descarga de buques.

### 3.6.1 Cargos económicos por exceso de GNL en plantas

A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el GTS aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El GTS determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

En el caso de que dicho valor supere la energía equivalente a quince veces la capacidad de regasificación contratada, el GTS aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:

Exceso inferior o igual a cuatro días: dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Exceso superior a cuatro días: diez veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a quince días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite.

Para aquellos usuarios que hayan realizado cargas de buques y hubieran incurrido en desbalance de exceso de GNL, dicho desbalance, será minorado en una cantidad igual a las existencias cargadas en el mes, hasta un valor límite de 300 GWh, priorizando el tramo de precio superior.

Estos pagos serán adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL facturado por el operador de la planta de regasificación y tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a modificar el procedimiento de cálculo anterior en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento.

### **3.6.2 Publicación de las programaciones de descarga de buques**

Una vez confirmada la programación mensual de descarga de buques de los usuarios, el GTS publicará en el SL-ATR la siguiente información para cada planta:

- Buques previstos, indicando clasificación de buque según su tamaño.
- Cantidad de gas a descargar.
- Ventanas libres de descarga si las hubiera, indicando para cada mes los días concretos en los que podrían descargar nuevos buques y sus tamaños admisibles. Esta información también se publicará en la página web del GTS y de los operadores de las plantas de regasificación.

## NGTS-04 «Nominaciones y Renominaciones»

### Nominaciones y renominaciones

#### 4.1 Definiciones

**Nominación:** Información que envían en el día d-1 los usuarios de las instalaciones del sistema gasista en relación con los servicios que se prestan, y en particular con el gas que estima introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas d, siguiendo el calendario establecido.

**Renominación:** Información que envían los usuarios de las instalaciones del sistema gasista una vez cerrado el plazo de envío de nominaciones en relación con los servicios que se prestan, y en particular con el gas que estima introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas d, siguiendo el calendario establecido.

Cuando, para un día de gas d, un usuario realice una renominación en el día anterior al día de gas d, dicha renominación afectará al uso de la instalación por el usuario durante todo el día de gas d. Si la renominación se realiza dentro del día de gas d, sólo afectará a las horas restantes del día de gas, una vez finalizado el ciclo de renominaciones en la que se produce.

#### 4.2 Sujetos implicados

Son los definidos en el apartado 3.2. «Sujetos implicados» de la NGTS-03 «Programaciones»:

- Los usuarios con cartera de balance habilitados por el GTS para el envío de notificaciones de transferencias de titularidad de gas bilaterales o de plataforma de comercio. Los comercializadores y/o consumidores directos en mercado podrán agruparse para constituirse como un único usuario.
- Los usuarios del resto de instalaciones gasistas de acuerdo con la definición del apartado 2.1 de la NGTS-02. Los sujetos implicados podrán realizar nominaciones y renominaciones sobre el uso que prevén hacer de dichas instalaciones.

### 4.3 Condiciones generales

Las nominaciones y renominaciones, y su procesamiento y confirmación de los servicios prestados en cada instalación se realizarán conforme a lo establecido en el PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema».

El mecanismo de comunicación de las nominaciones y renominaciones incluirá el acuse de recibo a los usuarios.

En cualquier momento, en función de las necesidades específicas del Gestor Técnico del Sistema, y siempre que esté justificado, éste podrá exigir a los usuarios de las instalaciones, una revisión precisa, actualizada y suficientemente detallada de sus entradas y salidas.

Toda la información y comunicación relativa a los procesos de nominación y renominación se realizarán a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR). Se podrán enviar las nominaciones y renominaciones según una de las siguientes opciones:

El usuario podrá emitir una cantidad para cada combinación de los siguientes conceptos: día, punto/servicio, contrato, sujeto contraparte (donde corresponda) y sentido del flujo (donde corresponda). La nominación o renominación del usuario en ese punto/ servicio, día, sujeto contraparte y sentido, será la suma de las cantidades indicadas en cada contrato.

El usuario podrá emitir una única cantidad para cada combinación de los siguientes conceptos: día, punto/servicio, sujeto contraparte (donde corresponda) y sentido del flujo (donde corresponda), independientemente del número de contratos realizados sobre el punto/servicio.

El reparto de las cantidades confirmadas entre los contratos, se realizará conforme a lo establecido en el PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema».

Se podrá aceptar una nominación o una renominación por encima de la capacidad contratada, siempre que exista capacidad disponible y no se oponga a la legislación vigente.

### 4.4 Procesamiento y confirmación de una nominación o renominación en la red de transporte

El GTS no aceptará una nominación o renominación en los siguientes casos:

- a) Si no se ajusta al contenido establecido.
- b) Si no la envía un usuario autorizado.
- c) Si da lugar a un flujo que no puede suceder físicamente.
- d) Si la reglamentación vigente así lo requiere.

En el caso de que no se acepte una nominación o renominación de un usuario, el GTS, comunicará dicho rechazo indicando el motivo del mismo y considerará como nominación o renominación la última confirmada.

El GTS sólo podrá modificar la cantidad de gas de una nominación o renominación en casos excepcionales y, en particular, en situaciones de emergencia en las que haya un peligro evidente para la seguridad y estabilidad del sistema, en cuyo caso, el GTS deberá informar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia justificando su actuación.

En este caso, el SL-ATR comunicará a todos los usuarios afectados mediante correo electrónico la cantidad final confirmada y su justificación.

El GTS no podrá rechazar una nominación o renominación de un usuario, por el mero hecho de que la nominación o renominación de sus entradas al sistema no coincida con la nominación o renominación de sus salidas.

El procesamiento de las nominaciones o renominaciones en los puntos de entrada o salida del sistema de transporte desde ambos lados del punto, se realizará de acuerdo a lo establecido en el PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema» y tendrá en cuenta lo siguiente:

- La capacidad contratada por el usuario y tipo del contrato.
- El saldo neto de nominaciones y renominaciones de todos los usuarios en ese punto/ servicio.
- La capacidad nominal diaria en ese punto/servicio.
- Para el caso de renominaciones dentro del día de gas, deberá tenerse en cuenta la capacidad nominal en un momento concreto como resultado de considerar el gas vehiculado para el conjunto de usuarios y las horas que quedan del día.



- Si en el punto se ha aplicado el mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad.
- Si se ha ejecutado por parte del GTS una acción de balance que consista en la adquisición de un producto local o un servicio de balance en ese punto.

En los supuestos que se determinen en las NGTS y en sus protocolos de detalle, para los casos de indisponibilidad de alguna de las instalaciones en el procesamiento de las nominaciones y renominaciones, se tendrá en cuenta, a partir de ese momento, la capacidad en ese punto considerando tanto la indisponibilidad como los acuerdos que permita realizar la normativa vigente, pudiendo reducirse las nominaciones y renominaciones de acuerdo con lo establecido en el PD-07 «Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras del sistema». Asimismo, se informará a los usuarios de dicha indisponibilidad conforme a lo establecido en la NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista».

Una vez finalizado el procesamiento de las nominaciones y renominaciones se procederá a realizar la casación en los puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes. Las cantidades confirmadas serán las procesadas y sometidas posteriormente al proceso de casación.

### **4.5 Denegación de una nominación o renominación de operaciones de buque**

Las posibles causas de denegación de una nominación o de una renominación son las siguientes:

- La nominación ha sido enviada fuera del periodo marcado para este fin.
- El usuario no está reconocido en el punto de entrada o de salida para el que se nomina.
- El usuario no dispone de existencias en la planta o, disponiendo de ellas, necesita disminuir su almacenamiento por debajo de las existencias mínimas establecidas en la normativa vigente, para afrontar la nominación,
- Indisponibilidad justificada en la planta que afecte a su capacidad total o parcial. En todo caso, la denegación de una nominación o renominación irá acompañada del motivo de denegación.

## NGTS-05 «Medición»

### 5 Medición

#### 5.1. Propósito y alcance de la medición

El objeto de las mediciones es el determinar la cantidad y calidad de los flujos de gas en todos aquellos puntos de sistema gasista en que sea legalmente preceptivo o se considere necesario, a fin de efectuar de forma precisa y correcta las siguientes funciones y actividades:

- La supervisión y gestión de control integral de la operación del sistema gasista.
- Los repartos y balances a los que se refieren las correspondientes Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- La facturación de las entregas de gas efectuadas entre los sujetos que operan en el sistema.
- La facturación de los suministros efectuados a consumidores finales por parte de distribuidores y comercializadores.
- La facturación de los servicios de ATR (acceso de terceros a las instalaciones gasistas) prestados por los titulares de las instalaciones que componen el sistema a los usuarios de los mismos.
- El seguimiento de programaciones y nominaciones así como el análisis de las viabilidades de las mismas.

A este fin, el alcance de estas normas se hace extensivo a todos aquellos aspectos exigibles a los equipos de medida y los procedimientos de medición, así como a aquellos relacionados con el control metrológico establecido en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología. Caso de no existir legislación específica al respecto se cumplirá con la norma UNE correspondiente.

Además, para poder efectuar el necesario seguimiento, se realizarán mediciones y análisis para determinar la cantidad y calidad del gas transportado, regasificado, descargado, distribuido o almacenado por las instalaciones correspondientes. Se mantendrá un registro histórico de resultados de mediciones y análisis durante cuatro años.

### 5.2. Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición

Los criterios generales que reglarán la elaboración del protocolo de detalle correspondiente y cualquier sistema y procedimiento de medición que se desarrolle serán los siguientes:

La instalación de medida contará con los equipos necesarios para la correcta medida de la cantidad entregada y, en su caso, de la calidad del gas.

Por lo general, las instalaciones de medida no dispondrán de los equipos para la determinación de las características del gas entregado. En este caso, los parámetros necesarios para establecer la calidad se obtendrán de otro punto del sistema, aceptado por los sujetos involucrados, que sí disponga de este tipo de equipos y que esté recibiendo gas de calidad igual o similar y que cuente con los equipos pertinentes.

Sólo serán válidos los equipos y procedimientos de medida y determinación de la calidad que estuvieran expresamente referenciados en el correspondiente protocolo de medición. Dichos equipos y procedimientos estarán sometidos al control metrológico del Estado y, en su caso, cumplirán con las normas UNE-EN que les sean de aplicación.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores que carezcan de equipo de corrección,  $m^3$ , a la unidad de medida establecida en las tarifas y peajes, kWh, se utilizará un coeficiente, que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas medido a 0 °C y 1,01325 bar. Dichos coeficientes deberán detallarse en la facturación de cesión de gas para su venta a tarifa y en la de las tarifas y peajes como variables que sirven de base para el cálculo de las cantidades resultantes. A estos efectos el Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía y a las empresas distribuidoras y comercializadoras los coeficientes a aplicar a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos. Las empresas distribuidoras publicarán la información del PCS y factores de corrección aplicables a los consumidores para cada municipio.

En relación con la instalación de los equipos de medida, su mantenimiento y cualquier operación relacionada con ellos, se respetará en todo momento la normativa de seguridad aplicable, así como la correspondiente y exigible en las instalaciones en que tales equipos estuviesen situados.

Los sistemas y equipos de medida y análisis de calidad estarán sujetos a las verificaciones establecidas por la legislación de control metrológico, para comprobar que se mantienen sus características metrológicas dentro de los niveles de exactitud y fiabilidad establecidos.

El titular de la instalación de medida deberá disponer de los equipos de teled medida correspondientes cuando su nivel de consumo o características de la red a la que se encuentre conectado lo haga necesario según la legislación vigente. Los equipos de teled medida deberán ser compatibles con los sistemas de gestión de teled medida del distribuidor y/o transportista, permitiendo así la comunicación para transmisión de datos al mismo.

Las instalaciones de medida dotadas de un sistema de teled medida permitirán la visualización de los parámetros de entrega de gas en campo y desde el centro gestor de teled medida del distribuidor y/o transportista que entrega gas a esas instalaciones.

Para la determinación de las cantidades y calidades finales entregadas, confirmación metrológica de los sistemas de medida o cualquier otra comprobación que pudiera acordarse, los sujetos del sistema podrán designar sus representantes respectivos, los cuales actuarán en nombre de sus correspondientes empresas y de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Los sujetos afectados notificarán, de forma escrita, a los restantes sujetos implicados la designación de sus representantes o aquello que se establezca en caso de que los representantes no puedan cumplir con los deberes de las presentes Normas de Gestión Técnica del Sistema. Cualquier cambio de representante deberá ser notificado al resto de los sujetos implicados de forma escrita.

Cualquier modificación de los procedimientos de cálculo y control de la cantidad y calidad del gas, sustitución de algún equipo de medida y calidad de los patrones, será acordada entre las partes afectadas por la medida.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida en el ámbito de cantidad y calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la instalación de medida y el resto de las partes (incluyendo el Gestor Técnico del Sistema) se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos de medida, o de sustituir a los ya utilizados.

## NGTS-06 «Repartos»

### 6 Repartos

*Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 11 de octubre de 2005.*

*Modificado por Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 23/10/2018)*

#### 6.1 Definiciones.

##### 6.1.1 Reparto

El reparto es el proceso de asignación del gas que transita a través de las infraestructuras a los usuarios de las mismas, que es atribuido a cada usuario a la entrada o salida del área de balance, con el propósito de determinar su balance. Este proceso será realizado por el responsable del reparto en los puntos de reparto, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

##### 6.1.2 Puntos de reparto del sistema gasista.

Se realizarán repartos en los siguientes puntos del sistema gasista:

- Puntos de entrada a la red de transporte:
  - Puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI).
  - Puntos de conexión de gasoductos de transporte con almacenamientos subterráneos. (PCAS).
  - Puntos de conexión de gasoductos de transporte con yacimientos y plantas de biogás (PCY).
  - Puntos de conexión de gasoductos de transporte con plantas de regasificación de GNL (PCPR)
  
- Puntos de salida a la red de transporte:
  - Puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución (PCTD).
  - Puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD).

- Otros puntos del sistema gasista:
  - Puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD).
  - Puntos de conexión de plantas de producción de biogás con gasoductos de distribución (PPBD). Puntos de conexión de carga de cisternas en plantas de regasificación (PCCC).
  - Puntos de carga o descarga de buques (PCDB).

### **6.1.3 Responsables de la medida del gas transitado.**

El responsable de la medida del gas transitado a repartir será el titular de la unidad de medida, con las siguientes excepciones:

- En puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución (PCTD) la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD) la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En puntos de conexión de plantas de producción de biogás con redes de distribución (PPBD), la medida del gas introducido en la red de distribución, será responsabilidad del distribuidor, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD) la medida del gas transitado será responsabilidad del transportista conectado aguas arriba, salvo que exista otro acuerdo entre las partes. Además, en los casos en que la unidad de medida del transportista no esté disponible, podrá utilizarse la unidad de medida del consumidor.
- En puntos de carga o descarga de buques (PCDB) y puntos de conexión de carga de cisternas en plantas de regasificación (PCCC), la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la planta de regasificación donde ha tenido lugar la carga o la descarga. El responsable de la medida facilitará al responsable del reparto, a través

del SL-ATR, la cantidad a repartir. El Gestor Técnico del Sistema publicará en el SL-ATR, un listado actualizado de los responsables de la medida del gas transitado en cada uno de los puntos de conexión del sistema gasista.

### **6.1.4 Responsables del reparto.**

El responsable de realizar el reparto del gas transitado será, con carácter general, el responsable de la medida, con las siguientes excepciones:

- En puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución (PCTD) el responsable de reparto será el titular de la red de distribución.
- En puntos de conexión entre redes de distribución de dos titulares diferentes (PCDD) el responsable del reparto será el titular de la red situada aguas abajo.
- En puntos de conexión de plantas de producción de biogás con redes de distribución (PPBD), el responsable del reparto será el titular de la red de distribución.
- En puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI), el responsable del reparto se acordará entre los transportistas interconectados.
- En puntos de conexión de gasoductos de transporte con plantas de regasificación (PCPR) el responsable del reparto será el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con el titular de la planta de regasificación.
- En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD), el responsable del reparto será el transportista conectado aguas arriba.
- En los puntos de conexión de los gasoductos de transporte con los almacenamientos subterráneos (PCAS) el responsable del reparto será el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con los operadores de los almacenamientos subterráneos.

El responsable del reparto asignará entre los usuarios la medida facilitada por el responsable de la medida y se la comunicará a través del SL-ATR. El Gestor Técnico del Sistema publicará en el SL-ATR un listado actualizado de todos los puntos de reparto del sistema gasista, indicando el responsable del mismo.

### 6.2 Procedimientos de reparto

#### 6.2.1 Criterios generales.

Los procedimientos de reparto serán los establecidos en los correspondientes protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Cualquier modificación a los procedimientos de reparto será comunicada a los usuarios afectados con, al menos, un mes de antelación.

El reparto se elaborará en los plazos establecidos en el apartado 6.4.

Todos los envíos de información y la comunicación del reparto a los usuarios se realizarán a través del sistema SL-ATR.

Los usuarios podrán reclamar las medidas y los repartos conforme a lo dispuesto en el protocolo de detalle correspondiente.

A este respecto, los repartos se considerarán:

- Abiertos: cuando todavía no ha finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones.
- Cerrados: una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones.

#### 6.2.2 Repartos en puntos de entrada a la red de transporte (PCI, PCAS, PCY y PCPR).

En estos puntos se realizará un único reparto, el reparto diario (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna a los usuarios el gas transitado en el día de gas. Este reparto se elaborará tomando como base las nominaciones y renominaciones de los agentes en el día de gas, conforme a lo establecido en el protocolo de detalle PD-11.

Estos repartos diarios (repartos d+1) serán replicados como repartos m+3 y m+15 en estos puntos.

En consecuencia, tanto el reparto m+3 como el reparto m+15 coincidirán con el reparto d+1.

#### 6.2.3 Repartos en los puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD).

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

- Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna a los usuarios el gas entregado en el día de gas.



- Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3 con la información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas entregado cada uno de los días de gas del mes m.
- Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15 con la información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas entregado cada uno de los días de gas del mes m.

Estos repartos se elaborarán conforme a lo establecido en el protocolo de detalle PD-02. Para la realización del reparto, los consumidores se clasificarán en:

- Consumidores tipo 1 con telemedida: son los consumidores con puntos de suministro que cuentan con telemedida, independientemente de su grupo tarifario.
- Consumidores tipo 1 sin telemedida: son los consumidores con puntos de suministro que no disponen de telemedida, y que no pertenecen a los grupos de peaje 3.1, 3.2 y 3.3; a su vez, se clasifican en:
  - o Pertenecientes al grupo de peaje 3.4.
  - o No pertenecientes al grupo de peaje 3.4.
- Consumidores tipo 2: son el resto de consumidores, representados por aquellos consumidores con puntos de suministro con peaje 3.1, 3.2 y 3.3. Finalmente, a los efectos de calcular estos repartos, en el caso de que exista una red de distribución alimentada mediante varios PCTD/PCDD, se considerará que todos ellos constituyen un único punto de conexión.

### **6.2.4** Repartos en puntos de conexión de producción de biogás con redes de distribución (PPBD).

En estos puntos, se asignará a los usuarios, una entrada en el PVB calculada mediante la siguiente expresión:

$$\text{Reparto Usuario PPBD} = \text{Emisión PPBD} \times \text{Porcentaje Asignación Usuario}$$

Siendo:

– Emisión PPBD: Cantidad de gas inyectada en la red de distribución desde la planta de producción de biogás en kWh.

Porcentaje asignación usuario: El SL-ATR dispondrá de una asignación comercial por usuario y punto de conexión PPBD, expresada en porcentaje. Esta asignación, que podrá ser distinta en los repartos diarios provisionales, repartos diarios finales provisionales y repartos diarios finales definitivos, será definida en el SL-ATR por el distribuidor titular de la red de distribución a la que está conectada la planta de producción de biogás. Cualquier modificación en la asignación deberá ser notificada por los usuarios, con antelación suficiente, al titular de la red de distribución y al Gestor Técnico del Sistema.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

– Reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ), realizado el día posterior al día de gas, que asigna a los usuarios de la red de distribución la cantidad entregada desde la planta de producción de biogás en el día de gas.

– Reparto diario final provisional (reparto  $m+3$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+3$  con la información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios de la red de distribución la cantidad entregada desde la planta de producción de biogás para cada uno de los días de gas del mes  $m$ .

– Reparto diario final definitivo (reparto  $m+15$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+15$  con la información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios de la red de distribución la cantidad entregada desde la planta de producción de biogás para cada uno de los días de gas del mes  $m$ .

### **6.2.5 Repartos en puntos de conexión de líneas directas (PCLD).**

El responsable del reparto identificará a través del SL-ATR a los usuarios afectados por el reparto en cada PCLD.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

– Reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ), realizado el día posterior al día de gas, que asigna al usuario el gas entregado en el día de gas. Este reparto se realizará asignando la cantidad correspondiente a la medida. Si dicha medida no estuviera disponible, podrá emplearse la medida realizada por el consumidor. En su defecto, se estimará según

el procedimiento establecido en el PD-02 para la estimación de consumos telemedidos cuando éstos no están disponibles.

– Reparto diario final provisional (reparto  $m+3$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+1$ , que podrá ser revisado hasta el mes  $m+3$  con la información disponible en ese momento (consumos consolidados). Este reparto asigna al usuario el gas entregado en cada uno de los días de gas del mes  $m$ . El envío al SL-ATR del reparto diario final provisional (reparto  $m+3$ ) no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ).

– Reparto diario final definitivo (reparto  $m+15$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+15$  con la información disponible en ese momento, que asigna al usuario el gas entregado en cada uno de los días de gas del mes  $m$ . El envío al SL-ATR del reparto diario final definitivo (reparto  $m+15$ ) no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto diario final provisional (reparto  $m+3$ ).

### **6.2.6 Repartos en los puntos de conexión de carga de cisternas en plantas de regasificación (PCCC).**

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

– Reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ), realizado el día posterior al día de gas, que asigna el gas cargado en cisternas en el día de gas entre los usuarios que tengan puntos de suministro ligados a la planta satélite de destino de la cisterna. Los usuarios deberán tener capacidad contratada en todas las plantas de regasificación asignadas a la planta satélite.

– Reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+1$  con la información de la cantidad medida, que asigna a los usuarios el gas cargado en cisternas con destino a plantas satélite en cada uno de los días de gas del mes  $m$ . Los usuarios deberán tener capacidad contratada en todas las plantas de regasificación asignadas a la planta satélite. La cantidad medida de la carga no podrá ser modificada con posterioridad a este reparto. El envío al SL-ATR del reparto diario final definitivo no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto diario provisional. Estos repartos se elaborarán conforme a lo establecido en el PD-12.

Los repartos de cisternas podrán incluir, de forma separada, para su identificación:

– Ajustes, positivos o negativos, derivados de la diferencia entre el reparto diario provisional (repartos  $d+1$ ) y el reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ). Estos ajustes se calcularán comparando el acumulado mensual de los repartos diarios provisionales (repartos  $d+1$ ) correspondientes al mes  $m$  y el acumulado mensual de los repartos diarios finales definitivos (repartos  $m+1$ ) del mismo mes. Los ajustes así calculados se introducirán en el reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ) del usuario del mes  $m+2$ , prorrateados entre todos los días del mes.

– Ajustes, positivos o negativos, derivados de la detección de errores que afectaran al reparto diario provisional y no se hubieran revisado o reclamado, o éstos no se hubieran resuelto en plazo. En estos casos, el responsable del reparto incorporará un ajuste correspondiente al error en el reparto diario provisional del día siguiente a la detección del mismo, informando de ello a los usuarios afectados. El plazo máximo para imputar este ajuste será de 7 días a contar desde el día afectado por el error.

– Ajustes, positivos o negativos, derivados de la detección de errores en los repartos diarios finales definitivos (repartos  $m+1$ ) y de la disponibilidad de lecturas de consumo en las redes de distribución alimentadas por plantas satélite.

Este tipo de ajustes corresponderán a reasignaciones del gas cargado entre los usuarios que comparten las cisternas, no siendo posible modificar la cantidad medida de la carga con posterioridad al reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ). El plazo máximo para que el responsable del reparto envíe al SL-ATR estos ajustes correspondientes al mes  $m$  será el mes  $m+15$ . Se calcularán comparando el nuevo reparto elaborado por el responsable del reparto con la nueva información disponible y el reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ). Los ajustes así calculados se introducirán en el reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ) del usuario del mes siguiente a su envío al SL-ATR, prorrateados entre todos los días del mes.

Si un usuario tuviese ajustes pendientes de asignación, pero no va a continuar teniendo reparto, podrá acordar con otro usuario que se apliquen dichos ajustes sobre el reparto de este último. Tal acuerdo

será comunicado por ambas partes al Gestor Técnico del Sistema y al responsable del reparto con una antelación mínima de 7 días con respecto a la fecha inicial de aplicación del ajuste al nuevo usuario.

### **6.2.7 Repartos en los puntos de carga o descarga de buques (PCDB).**

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

- Reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ), realizado el día posterior al día de gas, tomando como base el cálculo de la energía neta cargada o descargada, que asigna el gas cargado o descargado al usuario en el día de gas.

- Reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ), realizado antes de la finalización del mes  $m+1$ , una vez se disponga del cálculo de la energía cargada o descargada, que asigna al usuario el gas cargado o descargado en cada uno de los días de gas del mes  $m$ . El envío al SL-ATR del reparto diario final definitivo (reparto  $m+1$ ) no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto diario provisional (reparto  $d+1$ ).

Cuando el buque sea compartido por varios usuarios, con suficiente antelación al inicio de la carga o descarga, los usuarios afectados comunicarán el criterio de reparto libremente acordado entre ellos a través del SL-ATR. Dicho criterio deberá asegurar el reparto completo de las cantidades medidas en términos energéticos, debiendo definirse siempre un usuario a resto.

El cálculo de la energía neta cargada o descargada y de las mermas asociadas se realizará de acuerdo a lo establecido en el protocolo de detalle PD-05. En caso de que no se disponga del cálculo en los términos anteriores, la cantidad a introducir por el responsable en el SL-ATR se obtendrá con la mejor información disponible de entre las siguientes:

a) Para la carga de buques:

- Cálculo teniendo en cuenta datos estimados por la terminal, tanto para el volumen cargado, como para la calidad del GNL.

- Cálculo teniendo en cuenta el volumen cargado y una calidad del GNL.

- Datos de la cantidad bruta cargada y una estimación de mermas.

b) Para la descarga de buques

- Cálculo teniendo en cuenta el volumen y la calidad de GNL descargados y una calidad de boil-off estimada.
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen descargado y una calidad de GNL estimada.
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen descargado y la calidad de GNL en origen.
- Cálculo teniendo en cuenta los datos de origen de volumen y de calidad del GNL.

Los repartos de carga y descarga de buques podrán incluir, de forma separada, para su identificación, ajustes positivos o negativos, derivados de la diferencia entre el reparto diario provisional (repartos d+1) y reparto diario final definitivo (reparto m+1).

Estos ajustes se calcularán comparando el acumulado mensual de los repartos diarios provisionales (repartos d+1) correspondientes al mes m y el acumulado mensual de los repartos diarios finales definitivos (repartos m+1) del mismo mes. Los ajustes así calculados se introducirán en el reparto diario provisional (reparto d+1) del usuario del mes m+2, prorrateados entre todos los días del mes.

No obstante, lo anterior, si se detectase un error que afectara al reparto diario provisional y no se hubiese revisado o reclamado, o éstas revisiones o reclamaciones no se hubieran resuelto en plazo, el responsable del reparto incorporará un ajuste correspondiente al error en el reparto diario provisional del día siguiente a la detección del mismo, informando de ello a los usuarios afectados. El plazo máximo para imputar este ajuste será de 7 días a contar desde el día afectado por el error.

Adicionalmente, si la corrección a realizar sobre el reparto diario provisional del usuario, o usuarios, en caso de buque compartido, supera la cantidad de 20.000.000 kWh, la corrección se realizará sobre el reparto correspondiente al día de gas afectado. Igualmente, el plazo máximo para imputar esta corrección será de 7 días a contar desde el día afectado por el error.

Si un usuario tuviese ajustes pendientes de asignación, pero no va a continuar teniendo reparto, podrá acordar con otro usuario que se apliquen dichos ajustes sobre el reparto de este último. Tal acuerdo

será comunicado por ambas partes al Gestor Técnico del Sistema y al responsable del reparto con una antelación mínima de 7 días con respecto a la fecha inicial de aplicación del ajuste al nuevo usuario.

### **6.3 Procedimiento de cuadro excepcional del reparto en PCTD y PCDD**

Cada responsable de reparto repartirá la cantidad neta medida por el responsable de la medida del gas transitado. No obstante, si con carácter excepcional, la cantidad repartida y enviada al SL-ATR por un responsable de reparto no coincidiese con la cantidad a repartir que registra el SL-ATR, el Gestor Técnico del Sistema podrá utilizar los siguientes procedimientos al objeto de cuadrar ambas cantidades.

- Repartos  $d+1$ . Se aplicará el procedimiento de cuadro excepcional del reparto descrito en el protocolo de detalle PD-02.
- Repartos  $m+3$  y  $m+15$ . Se rechazarán los repartos y se informará a los responsables del reparto para que los corrija dentro de los plazos establecidos en el apartado 6.4. En el SL-ATR quedarán identificados aquellos repartos que hayan sido sometidos a un proceso de cuadro excepcional del reparto.

### **6.4 Plazos para la elaboración del reparto**

La elaboración de los repartos seguirá los calendarios expuestos en los apartados siguientes.

En el caso de los repartos  $m+1$ ,  $m+3$  y  $m+15$ , si alguno de los hitos establecidos en los calendarios correspondiesen a un sábado, domingo o festivo nacional, éste será desplazado al día laborable inmediatamente posterior. Antes del 15 de diciembre de cada año el GTS publicará el calendario del proceso de repartos  $m+1$ ,  $m+3$  y  $m+15$  del año siguiente, con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los envíos y publicaciones de esta información. En cualquier caso, los repartos  $m+1$ ,  $m+3$  y  $m+15$ , ya cerrados, deberán ser publicados en el SL-ATR antes de la finalización del mes  $m+1$ ,  $m+3$  y  $m+15$  respectivamente.

#### **6.4.1 Reparto $d+1$ .**

- Antes de las 4 horas posteriores al cierre del día de gas  $d$ , los responsables de la medida facilitarán, a través del SL-ATR, la medida del día de gas en los puntos de reparto a los operadores que la necesiten para poder realizar el reparto (envío de ficheros de mensajería de emisiones al SL-ATR).

- Antes de las 4 horas y 15 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables de realizar el reparto recibirán las medidas a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las cantidades a repartir).
  - Antes de las 6 horas y 15 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto comunicarán al GTS los repartos correspondientes al día d en sus instalaciones (envío de ficheros de mensajería de cantidades repartidas al SL-ATR).
  - Antes de las 6 horas y 30 minutos posteriores al cierre del día de gas, el SL-ATR publicará la información sobre el reparto.
  - Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas, los usuarios, el Gestor Técnico del Sistema o los operadores podrán solicitar la revisión del reparto diario provisional d+1.
  - Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables de la medida comunicarán, a través del SL-TR, las revisiones de medidas que hayan de ser modificadas con respecto al envío inicial.
  - Antes de las 8 horas posteriores al cierre del día de gas, los responsables de realizar el reparto recibirán, en su caso, las nuevas medidas a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las nuevas cantidades a repartir).
  - Antes de las 9 horas posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto revisarán y calcularán de nuevo el reparto del día d, si fuera necesario, comunicando a través del SL-ATR el resultado de dicha revisión. -
- Antes de las 9 horas y 30 minutos posteriores al día de gas, el SL-ATR publicará el reparto d+1.
- Adicionalmente, y solo en el caso de la información del reparto en los puntos de carga o descarga de buques (PCDB):
- Antes de las 13 horas posteriores al cierre del día de gas, los usuarios podrán solicitar la revisión del reparto d+1.
  - Antes de las 13 y 30 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto revisarán y calcularán de nuevo el reparto del día d, si fuera necesario, comunicando a través del SL-ATR el resultado de dicha revisión.
  - Antes de las 14 horas posteriores al cierre del día de gas, el SL-ATR publicará el nuevo reparto diario provisional para PCDB.



Las solicitudes de la revisión del reparto diario provisional  $d+1$  serán comunicadas automáticamente a través del SL-ATR al GTS y a todos los usuarios cuyo reparto  $d+1$  pueda verse afectado. Igualmente, se comunicará el resultado de la revisión a los mismos.

### **6.4.2 Reparto $m+1$ .**

– Antes de la finalización del día 10 de cada mes  $m+1$ , los responsables de las medidas de los puntos PCCC y PCDB, enviarán las medidas diarias del mes  $m$  al SL-ATR, como medidas finales definitivas  $m+1$ , y los repartos  $m+1$  correspondientes al mes  $m$  en dichos puntos.

Antes de la finalización del día 11 del mes  $m+1$ , el SL-ATR pondrá a disposición de los usuarios la información indicada en el punto anterior.

– Antes de la finalización del día 21 de cada mes  $m+1$ , usuarios, operadores y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar la revisión de los repartos  $m+1$ .

– Antes de la finalización del día 27 del mes  $m+1$ , los responsables de las medidas y repartos podrán enviar rectificaciones diarias a los mismos correspondientes al mes  $m$ .

– Antes de la finalización del día 28 del mes  $m+1$ , el SL-ATR publicará los repartos  $m+1$  correspondientes al mes  $m$ , así como los ajustes derivados que se imputarán en los repartos de los usuarios en el mes  $m+2$ .

### **6.4.3 Reparto $m+3$ .**

– Antes de la finalización del día 25 del mes  $m+1$ , los responsables de los repartos en PCLD enviarán con detalle diario al SL-ATR, la información sobre el reparto del mes  $m$  con detalle diario. Este envío no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto diario provisional.

– Antes de la finalización del día 28 de cada mes  $m+1$  el SL-ATR publicará el reparto en los puntos PCLD.

– Antes de la finalización del día 5 del mes  $m+3$  el responsable de medida de puntos PCTD y PCDD enviarán al SL-ATR, la medida de cada uno de los días del mes  $m$ , como medidas finales provisionales  $m+3$ . Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

– Antes de la finalización del día 6 del mes  $m+3$ , el SL-ATR pondrá a disposición de los responsables del reparto las medidas diarias finales provisionales  $m+3$  del mes  $m$  en cada PCTD y PCDD.

- Antes de la finalización del día 15 de cada mes  $m+3$ , los responsables del reparto en PCTD, PCDD remitirán al SL-ATR los repartos  $m+3$ .
- Antes de la finalización del día 16 de cada mes  $m+3$ , el SL-ATR publicará los repartos  $m+3$  del mes  $m$  de puntos PCTD y PCDD.
- Antes de la finalización del día 22 de cada mes  $m+3$ , los usuarios, operadores y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar la revisión de reparto  $m+3$  en puntos PCTD, PCDD y PCLD.
- Antes de la finalización del día 23 de cada mes  $m+3$ , los responsables de las medidas podrán enviar rectificaciones diarias de las mismas en PCTD y PCDD correspondientes al mes  $m$ .
- Antes de la finalización del día 24 del mes  $m+3$ , el SL-ATR pondrá a disposición de los responsables del reparto las nuevas medidas rectificadas en los PCTD y PCDD, si las hubiera.
- Antes de la finalización del día 27 de cada mes  $m+3$ , los responsables del reparto en PCTD, PCDD y PCLD remitirán al SL-ATR los repartos  $m+3$ , de todos los días del mes  $m$ . Este envío no será necesario si el responsable de reparto no realiza ninguna revisión con respecto a las ya informadas antes de la finalización del 15 del mes  $m+3$ .
- Antes de la finalización del día 28 de cada mes  $m+3$  y una vez se disponga de toda la información de repartos  $m+3$  de puntos PCTD, PCDD y PCLD, el SL-ATR publicará dichos repartos diarios  $m+3$  cerrados del mes  $m$ .

#### **6.4.4 Reparto $m+15$ .**

- Antes de la finalización del día 1 de cada mes  $m+15$  el responsable de medida de puntos PCTD, PCDD y PPBD enviará al SL-ATR la medida de cada uno de los días del mes  $m$ , como medida diaria final definitiva. Si llegada la fecha límite, los responsables del reparto no hubieran actualizado el reparto diario final provisional  $m+3$  de alguno de los días del mes  $m$ , se tomarán como repartos diarios finales definitivos  $m+15$ , los repartos diarios finales provisionales  $m+3$ .
- Antes de la finalización del día 2 del mes  $m+15$ , el SL-ATR pondrá a disposición de los responsables del reparto las medidas diarias finales definitivas  $m+15$  del mes  $m$  en cada PCTD, PCDD y PPBD.

- Antes de la finalización del día 5 del mes  $m+15$ , el responsable de medida podrá enviar al SL-ATR rectificaciones de las medidas diarias finales definitivas correspondientes al mes  $m$  en los puntos PCTD, PCDD y PPBD.
- Antes de la finalización del día 6 del mes  $m+15$ , el SL-ATR pondrá a disposición de los responsables del reparto las medidas diarias finales definitivas  $m+15$  del mes  $m$  en cada PCTD, PCDD y PPBD.
- Antes del día 14 de cada mes  $m+15$ , los responsables del reparto en PCTD, PCDD, PPBD y PCLD remitirán al SL-ATR los repartos diarios finales definitivos  $m+15$  de todos los días del mes  $m$ . Si llegada la fecha límite, los responsables del reparto no hubieran actualizado el reparto  $m+3$  de alguno de los días del mes  $m$ , se tomarán como  $m+15$ , los repartos  $m+3$ .
- Antes de la finalización del día 14 de cada mes  $m+15$ , los responsables del reparto en PPBD remitirán al SL-ATR los Porcentajes de Asignación de cada PPBD. Estos porcentajes serán empleados en el cálculo del reparto de cada uno de los días del mes  $m$ . Este envío no será necesario si el responsable del reparto no modifica el porcentaje de asignación previamente comunicado al SL-ATR en el mes  $m+3$ .
- Antes de la finalización del día 15 de cada mes  $m+15$ , el SL-ATR publicará los repartos  $m+15$  del mes  $m$  de todos los puntos PCTD, PCDD y PPBD.
- Antes de la finalización del día 24 de cada mes  $m+15$ , los usuarios, operadores y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar la revisión de reparto  $m+15$  en puntos PCTD, PCDD, PPBD y PCLD.
- Antes de la finalización del día 27 de cada mes  $m+15$ , los responsables del reparto en PCTD, PCDD, PPBD y PCLD remitirán al SL-ATR los repartos  $m+15$  de todos los días del mes  $m$ . Este envío no será necesario si el responsable de reparto no realiza ninguna revisión con respecto a los repartos ya informados antes del 15 del mes  $m+15$ . Los responsables del reparto también podrán enviar al SL-ATR las revisiones de los porcentajes de asignación en cada PPBD.
- Antes de la finalización del día 28 de cada mes  $m+15$  y una vez se disponga de toda la información de repartos  $m+15$  de los puntos PCTD, PCDD y PCLD, el SL-ATR publicará dichos repartos diarios  $m+15$  cerrados del mes  $m$ .

### **6.5 Publicación de información sobre repartos.**

Los responsables del reparto y el GTS deberán poner a disposición de cada agente, en el SL-ATR, toda la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo de los repartos d+1, m+1, m+3 y m+15.

## NGTS-07 «Balance»

### 7 Balance

*Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 11 de octubre de 2005.*

*Modificado por Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 23/10/2018)*

#### 7.1 Balances físicos de las instalaciones.

##### 7.1.1 Conceptos generales.

Los operadores de las infraestructuras del sistema gasista deberán realizar, para cada día de gas, el balance físico diario del gas que transita por sus instalaciones y enviar diariamente al SL-ATR toda la información necesaria para la reproducción de los cálculos.

Los balances físicos servirán al operador de cada infraestructura de instrumento para:

- Garantizar la correcta operación de cada infraestructura.
- Controlar, minimizar y supervisar el volumen de las mermas asociadas a las pérdidas, fugas, venteos y diferencias de medición.
- Proporcionar el gas entregado a lo largo del día de gas a los usuarios en cada punto de entrada y de salida de las instalaciones.

Los balances físicos relativos a las instalaciones de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte serán supervisados por el Gestor Técnico del Sistema, quién determinará su alcance y su frecuencia, así como el nivel de detalle, en función de su incidencia en la operación del Sistema. Esta información servirá al Gestor Técnico del Sistema para garantizar la correcta operación del sistema en su conjunto.

##### 7.1.2 Cálculo de los balances físicos.

Los balances físicos por instalación se calcularán empleando las mediciones efectuadas en los diferentes puntos de medición del sistema gasista, incluyendo la medición de existencias y autoconsumos. Los puntos de medición y de reparto del sistema se encuentran definidos en la NGTS-06. El Gestor Técnico del Sistema publicará en el SL-ATR un listado actualizado de

los responsables de la medida del gas transitado en cada uno de los puntos de medición del sistema gasista.

### 7.1.2.1 Balance en las plantas de regasificación.

Se calculará un balance por instalación, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos} + \text{Merzas reales}$$

Siendo:

- Existencias iniciales: existencias iniciales de GNL en tanques en la planta a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Entradas: descarga de buques durante el periodo considerado, en kWh.
- Salidas: carga de buques, regasificación, carga de cisternas, «bunkering» y puesta en frío de buques («gassing up and cooling down») durante el periodo considerado, en kWh.
- Existencias finales: existencias finales de GNL en tanques en la planta al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Autoconsumos: consumos de gas en la planta durante el periodo considerado, en kWh. Su determinación se realiza mediante equipos de medida instalados a tal fin.
- Merzas reales: merzas producidas en la planta durante el periodo considerado, en kWh. Se calculan como resultado de la ecuación anterior.

### 7.1.2.2 Balance en las redes de transporte.

Se calculará un balance por el conjunto de redes de transporte de cada titular, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos} + \text{Merzas reales}$$

Siendo:

- Existencias iniciales: existencias iniciales en el conjunto de las redes de transporte del titular a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.

- Entradas: entradas al conjunto de las redes de transporte del titular desde las plantas de regasificación, almacenamientos, yacimientos, conexiones internacionales, puntos de producción de biogás y puntos de conexión transporte-transporte (PCTT), en kWh.
- Salidas: salidas del conjunto de las redes de transporte del titular a puntos de conexión con líneas directas (PCDL, almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales, puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y puntos de conexión transporte-transporte (PCTT), en kWh.
- Existencias finales: existencias finales en el conjunto de las redes de transporte del titular al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Autoconsumos: consumos de gas en la operación normal de los equipos de las instalaciones del conjunto de las redes de transporte del titular durante el periodo considerado, en kWh. Su determinación se realiza mediante equipos de medida instalados a tal fin
- Mermas reales: mermas producidas en el conjunto de las redes de transporte del titular durante el periodo considerado, en kWh. Se calculan como resultado de la ecuación anterior.

### 7.1.2.3 Balance en los almacenamientos subterráneos.

Se calculará un balance por instalación, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos} + \text{Mermas reales}$$

Siendo:

- Existencias iniciales: existencias iniciales en el almacenamiento subterráneo a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Entradas: inyección al almacenamiento subterráneo desde la red de transporte, en kWh.
- Salidas: extracción del almacenamiento subterráneo a la red de transporte, en kWh.
- Existencias finales: existencias finales en el almacenamiento subterráneo al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh.

- Autoconsumos: consumos de gas en el almacenamiento subterráneo, en kWh. Su determinación se realiza mediante equipos de medida instalados a tal fin.
- Mermas reales: mermas producidas en el almacenamiento subterráneo durante el periodo considerado, en kWh.

#### 7.1.2.4 Balance en la red de distribución.

Se calculará un balance por el conjunto de redes de distribución de cada titular, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Mermas reales}$$

Siendo:

- Entradas: entradas al conjunto de las redes de distribución del titular desde la red de transporte (PCTD), redes de distribución de otros distribuidores (PCDD) y puntos de producción de biogás, en kWh.
- Salidas: salidas del conjunto de las redes de distribución del titular a puntos de conexión con redes de distribución de otros distribuidores (PCDD) y puntos de consumo, en kWh.
- Mermas reales: mermas producidas en el conjunto de las redes de distribución del titular durante el periodo considerado, en kWh.

#### 7.1.3 Calendario para la comunicación de medidas.

La comunicación de las medidas correspondientes a los puntos de reparto seguirá el calendario establecido en la Norma NGTS-06.

Con carácter adicional se comunicará la siguiente información:

- Antes de las 4 horas posteriores al cierre del día de gas  $d$ , se enviarán al SL-ATR las mediciones en los puntos PCI, PCY, PCAS, PPBD, PCPR y PCTT. Adicionalmente, se enviarán al SL-ATR las medidas de existencias en redes de transporte y plantas de regasificación de cada titular, así como de autoconsumos en todas las instalaciones. Todas estas medidas podrán ser revisadas por el operador antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas.



- Antes de la finalización del día 10 de cada mes  $m+1$ , los responsables de la medida en los puntos PCPR y PCAS enviarán las medidas diarias del mes  $m$  al SL-ATR en estos puntos. Adicionalmente, se enviarán al SL-ATR las medidas de existencias finales de GNL en tanques de cada planta de regasificación, así como, las medidas de autoconsumos de planta de regasificación y almacenamiento subterráneo para cada día del mes  $m$ . Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida remitida en el día posterior al día de gas.
- Antes de la finalización del día 10 de cada mes  $m+ 1$ , los responsables de la medida de los puntos PCI y PCY enviarán las medidas diarias del mes  $m$  al SL-ATR. Adicionalmente, se enviarán al SL-ATR las medidas de existencias diarias y autoconsumos en redes de transporte de cada titular. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida remitida en el día posterior al día de gas.
- Antes de la finalización del día 25 del mes  $m+1$ , los responsables de las medidas de los puntos PCTD, PCDD, PPBD y PCTT enviarán con detalle diario al SL- ATR la medida diaria de cada uno de los días del mes  $m$ .
- Antes de la finalización del día 28 de cada mes  $m+1$  el SL-ATR publicará las medidas diarias finales provisionales de los puntos PCTD, PCDD, PPBD y PCTT.
- Antes de la finalización del día 22 de cada mes  $m+3$ , operadores y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar la revisión de medidas de PCI, PCY, PCTD, PCDD, PPBD y PCTT.
- Antes de la finalización del día 1 de cada mes  $m+15$  el responsable de la medida de puntos PCI, PCY, PPBD y PCTT enviará al SL-ATR, la medida de cada uno de los días del mes  $m$ . Adicionalmente, se enviarán al SL-ATR las medidas de existencias en redes de transporte de cada titular. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida remitida en el día posterior al día de gas.

## 7.2 Balances individuales de los usuarios

### 7.2.1 Conceptos generales.

El Gestor Técnico del Sistema realizará balances individuales para todos y cada uno de los usuarios que utilicen las instalaciones del sistema gasista. Estos balances contendrán toda la información relativa a los repartos y nivel

de existencias de los usuarios y serán puestos a disposición de los mismos a través del SL-ATR.

Se realizarán balances individuales de los usuarios en cada una de las plantas de regasificación, en el Punto Virtual de Balance (PVB), en el almacenamiento en el PVB y en el conjunto de los almacenamientos subterráneos.

Los balances se considerarán:

- Abiertos: cuando todavía no ha finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones de los repartos de los usuarios.
- Cerrados: una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones de los repartos de los usuarios.

**7.2.2 Balances individuales de los usuarios en las plantas de regasificación.** En las plantas de regasificación se realizarán, para cada usuario presente en la misma, un balance diario final del día de gas (balance d+1), realizado el día posterior al día de gas, con la información de los repartos d+1 en los puntos de reparto PCDB, PCCC y PCPR contenidos en el SL-ATR. Este balance se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias finales diarias} = \text{Existencias iniciales diarias} + \text{Entradas} - \text{Mermas retenidas} - \text{Salidas} + \text{Operaciones de compraventa}$$

Siendo:

- Existencias finales: existencias finales de GNL del usuario en tanques en la planta al final del día de gas, en kWh.
- Existencias iniciales: existencias iniciales de GNL del usuario en tanques en la planta a comienzos del día de gas, en kWh
- Entradas: reparto d+1 del usuario en puntos PCDB cuando su valor es positivo, así como reparto d+1 en los puntos PCPR cuando se produce una salida de gas del PVB a planta de regasificación, en kWh.
- Salidas: reparto d+1 del usuario en puntos PCDB cuando su valor es negativo, reparto d+1 en puntos PCPR cuando se produce una salida de gas de la planta al PVB y reparto d+1 en puntos PCCC, en kWh.

- Mermas retenidas: mermas reconocidas en vigor por las operaciones realizadas, en kWh. Las mermas en operaciones de carga de GNL en buques corresponderán a las mermas reales asociadas a dicha operación.
- Operaciones de compraventa: saldo, positivo o negativo, del usuario por transacciones de cambio de titularidad de adquisición o cesión de existencias de GNL en tanques en el día de gas.

### 7.2.3 Balances individuales de los usuarios en el PVB.

En el PVB se realizarán los siguientes balances para los usuarios con cartera de balance:

- Balance diario provisional del día de gas (balance d+1): realizado el día posterior al día de gas, con la información de los repartos d+1 contenidos en el SL-ATR.
- Balance diario final provisional del día de gas (balance m+3): realizado antes de la finalización del mes m+3, con la información de los repartos m+3 contenidos en el SL-ATR.
- Balance diario final definitivo del día de gas (balance m+15): realizado antes de la finalización del mes m+15, con la información de los repartos m+15 contenidos en el SL-ATR.

#### 7.2.3.1 Balance diario provisional d+1

El balance diario provisional d+1 del usuario en el PVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Mermas retenidas} = \text{Desbalance del usuario}$$

Siendo:

- Entradas: reparto d+1 del usuario en puntos PCPR, PCY, PCAS, PCI y PPBD, así como compras realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.
- Salidas: reparto d+1 del usuario en puntos PCI, PCAS, en los puntos PCPR cuando se produce una salida de gas del PVB a planta de regasificación, en las salidas del PVB para lo que se tendrá en consideración los repartos en

PCTD, PCDD y en PCLD en redes de transporte, así como ventas realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.

– Mermas retenidas: mermas reconocidas en vigor por el uso de la red de transporte, en kWh.

Los usuarios no tendrán existencias a su nombre en el PVB al finalizar el día de gas (desbalance = 0), salvo que el usuario hubiera adquirido algún servicio en vigor a tal efecto.

### 7.2.3.2 Balance diario final provisional m+3.

El balance diario final provisional m+3 del usuario en el PVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Mermas retenidas} = \text{Desbalance del usuario}$$

Siendo:

– Entradas: reparto m+3 del día de gas d del usuario en puntos PCPR, PCY, PCAS, PCI y PPBD, así como compras realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.

– Salidas: reparto m+3 del día de gas d del usuario en puntos PCI, PCAS y en los puntos PCPR cuando se produce una salida de gas del PVB a planta de regasificación, reparto m+3 en las salidas del PVB para lo que se tendrá en consideración los repartos en PCTD, PCDD y PCLD en redes de transporte, así como ventas realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.

– Mermas retenidas: mermas reconocidas en vigor por el uso de la red de transporte, en kWh.

### 7.2.3.3 Balance diario final definitivo m+15.

El balance diario final definitivo m+15 del usuario en el PVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Mermas retenidas} = \text{Desbalance del usuario}$$

Siendo:

- Entradas: reparto m+15 del día de gas d del usuario en puntos PCPR, PCY, PCAS, PCI y PPBD, así como compras realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.
- Salidas: reparto m+15 del día de gas d del usuario en puntos PCI, PCAS y en los puntos PCPR cuando se produce una salida de gas del PVB a planta de regasificación, reparto m+15 en las salidas del PVB para lo que se tendrá en consideración los repartos en PCTD, PCDD y PCLD en redes de transporte, así como ventas realizadas por el usuario en el PVB en el día de gas, en kWh.
- Mermas retenidas: mermas reconocidas en vigor por el uso de la red de transporte, en kWh.

### **7.2.4 Balances individuales de los usuarios en los almacenamientos subterráneos.**

En el conjunto de los almacenamientos subterráneos se realizarán, para cada usuario presente en los mismos, un balance diario final del día de gas (balance d+1), realizado el día posterior al día de gas, con la información de los repartos d+1 en los puntos de reparto PCAS contenidos en el SL-ATR. Este balance se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias finales diarias} = \text{Existencias iniciales diarias} + \text{Entradas} - \text{Salidas} + \text{Operaciones de compraventa}$$

Siendo:

- Existencias finales: existencias finales de GN del usuario en el conjunto de los almacenamientos subterráneos al final del día de gas, en kWh.
- Existencias iniciales: existencias iniciales de GN del usuario en el conjunto de los almacenamientos subterráneos a comienzos del día de gas, en kWh.
- Entradas: reparto d+1 del usuario en puntos PCAS, en kWh.
- Salidas: reparto d+1 del usuario en puntos PCAS, en kWh. - Operaciones de compraventa: saldo, positivo o negativo, del usuario por transacciones de cambio de titularidad de adquisición o cesión de existencias de GN en el conjunto de los almacenamientos subterráneos en el día de gas, bien a través

de operaciones bilaterales, o bien, a través de operaciones en las que intervengan múltiples usuarios de los almacenamientos subterráneos.

### **7.2.5 Calendario para la elaboración de los balances individuales de los usuarios**

La elaboración de los balances individuales de los usuarios seguirá los calendarios siguientes

- Balances d+1 en el PVB y almacenamientos subterráneos: el Gestor Técnico del Sistema publicará el balance diario provisional d+1 en el SL-ATR antes de las 9 horas y media posteriores a la finalización del día de gas.
- Balances d+1 en plantas de regasificación: el Gestor Técnico del Sistema publicará el balance diario final d+1 en el SL-ATR antes de las 14 horas posteriores a la finalización del día de gas. Este balance podrá ser modificado durante los 7 días siguientes conforme a lo expuesto en el apartado 6.2.6 de la NGTS-06.
- Balances m+3: el Gestor Técnico del Sistema publicará el balance diario final provisional m+3 correspondiente al mes m en el SL-ATR el primer día del mes m+4.
- Balances m+15: el Gestor Técnico del Sistema publicará el balance diario final definitivo m+15 correspondiente al mes m en el SL-ATR, el primer día del mes m+16. En el caso de los balances m+3 y m+15, si alguno de los hitos establecidos en los calendarios correspondiesen a un sábado, domingo o festivo nacional, éste será desplazado al día laborable inmediatamente posterior. Antes del 15 de diciembre de cada año el GTS publicará el calendario del proceso de balances m+3 y m+15 del año siguiente, con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los hitos de envío y publicación de esta información.

### **7.3 Publicación de información sobre los balances**

El Gestor Técnico del Sistema deberá poner a disposición de cada agente, en el SL-ATR, toda la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo de los balances diarios d+1, m+1, m+3 y m+15.

## NGTS-08 «Plan de mantenimiento»

### 8 Plan de mantenimiento

#### 8.1. Mantenimientos e intervenciones.

El mantenimiento incluye todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas. El mantenimiento puede ser preventivo o correctivo, pudiendo ser este último planificado o no planificado. Las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado. Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y la programación anual de descargas de buques.

Los distribuidores y los transportistas deberán mantener el suministro de forma permanente a los consumidores conectados a su red, si bien para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones podrán realizar cortes temporales de suministro de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

Al objeto de valorar y reducir, si procede, las consecuencias de los trabajos planificados, los sujetos involucrados podrán acordar la forma más conveniente de actuar, cuando sea posible, desde el punto de vista técnico, operativo y de seguridad.

En caso de concurrencia de intervenciones de varios sujetos que puedan afectar a la Red Básica o de transporte secundario, o falta de consenso en los planes de mantenimiento, el Gestor Técnico del Sistema propondrá la mejor solución posible comunicándola a todos los sujetos implicados y en su caso a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

#### 8.2. Planificación de mantenimiento.

Los operadores de las instalaciones de transporte y distribución dispondrán de sus correspondientes planes de mantenimiento. Este plan recogerá un año de gas.

#### 8.3. Repercusiones del plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento puede tener como repercusiones principales:

- Cortes de suministro planificados en la Red Básica y de transporte secundario.

- Restricciones en puntos de entrada al sistema gasista.
- Restricciones en puntos de salida del sistema gasista.
- Restricciones de caudales: condiciones específicas de presión y caudal.
- Restricciones de capacidad en el sistema gasista.

En el caso de operaciones especiales que requieran determinadas condiciones de flujo, se pedirá la colaboración de los usuarios, transportistas o distribuidores, para la consecución de dichas condiciones de presión y caudal con el fin de minimizar el tiempo de modificación o corte de suministro.

### **8.4. Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos.**

Los operadores de las redes de la Red Básica y de transporte elaborarán antes del 1 de noviembre, la programación de las actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones para el año siguiente. En ella se recogerá, al menos:

- Tipo de intervención o mantenimiento.
- Instalación.
- Consumidores y otros sujetos afectados.
- Fecha propuesta y duración estimada.
- Repercusiones sobre la operación y el suministro.

El primer día hábil de noviembre los transportistas enviarán sus planes de mantenimiento al Gestor Técnico del Sistema.

Antes del 22 de noviembre el Gestor Técnico del Sistema confirmará la viabilidad de los planes de mantenimiento presentados por los transportistas o, en su caso, presentará las modificaciones necesarias para que sean incorporadas en los planes de mantenimiento presentados.

Antes del 30 de noviembre, los operadores de la Red Básica y de transporte secundario comunicarán a los sujetos afectados las operaciones de mantenimiento propuestas a lo largo del siguiente ejercicio.

En todo caso, dos semanas antes de la realización de cada mantenimiento o intervención, los operadores de las redes de transporte y distribución, volverán a informar a los sujetos afectados.



### **8.5. Modificaciones del plan de mantenimiento.**

Cualquier modificación sobre el plan de mantenimiento, será comunicada lo antes posible a los sujetos implicados.

Si el plan de mantenimiento se modificase, por causa justificada, dentro de los 30 días anteriores a la fecha planificada, los sujetos afectados podrán presentar sus fechas alternativas que, en todo caso, deberán ser consensuadas entre las partes.

### **NGTS-09 «Operación normal del sistema»**

#### **9 Operación normal del sistema**

##### **9.1. Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.**

El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los procedimientos operativos necesarios para realizar las funciones encomendadas, basándose en la información aportada por los sujetos que hacen uso del sistema, a través de las programaciones, nominaciones y repartos establecidos, así como de las predicciones de demanda. A partir de dicha información el Gestor Técnico del Sistema elaborará los siguientes documentos operativos:

Previsión de la oferta y la demanda de gas con horizonte anual y detalle mensual, desglosando las entradas y salidas del gas al sistema, funcionamiento de las plantas de regasificación y gestión de los almacenamientos, identificando los posibles excesos o déficit de gas del sistema y de cada uno de los sujetos afectados.

Esta previsión se actualizará tantas veces como la situación del sistema lo requiera, tomando en consideración la última información aportada por los sujetos.

Plan de operaciones con detalle diario y alcance mensual sobre el funcionamiento de todas las instalaciones de transporte recogiendo la información recibida a través de las programaciones y nominaciones de los transportistas. Recogerá, al menos, la organización de todas las entradas de gas al sistema, el movimiento de gas en las plantas de regasificación y almacenamientos, el desglose de los aprovisionamientos y niveles de inventario, así como la autonomía del sistema.

Este plan se actualizará cuando la situación del sistema lo requiera, teniendo en cuenta la información sobre los mantenimientos previstos o programados que afecten a la capacidad de las instalaciones del sistema, así como la última información aportada por los sujetos.

Adicionalmente, los operadores de las redes de transporte y distribución elaborarán sus correspondientes planes de operación con periodicidad anual para el año siguiente. Este procedimiento definirá los criterios de funcionamiento y actuación ante posibles eventualidades de las distintas redes de transporte y distribución con el fin de garantizar que las condiciones de suministro sean las adecuadas.

A los efectos anteriores, se identificarán y comunicarán a los sujetos afectados las restricciones del sistema que afecten a la operación anual, mensual o diaria y se adoptarán las medidas pertinentes para anular o minimizar los efectos de aquellas. Estas restricciones se comunicarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a las Comunidades Autónomas afectadas en aquellos casos, que por su trascendencia, así se considerara por el Gestor Técnico del Sistema.

Estas restricciones se determinarán por instalación atendiendo a:

- Capacidad.
- Factor de utilización.
- Condiciones de diseño.
- Límites de seguridad, incluyendo al menos nivel mínimo de llenado y equipos de reserva.
- Estacionalidad.

El Gestor Técnico del Sistema publicará de forma accesible para los agentes del sistema la siguiente información agregada:

- Curvas de la demanda diaria real y prevista con detalle horario (real y previsto).
- Previsión de demanda mensual del mercado convencional con detalle diario, antes del día 20 del mes anterior.
- Actualizaciones de las previsiones de demanda cuando se produzcan variaciones significativas.
- Demanda real atendida por días vencidos y acumulado mensual.
- Demanda real atendida por meses vencidos y acumulada anual.
- Plan de cobertura de la demanda de gas en invierno.
- Programa anual de utilización de ventanas de descarga de buques en las plantas de regasificación.
- Nivel agregado de existencias previstas en GNL, almacenamientos subterráneos y almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte y entradas de gas a la red de transporte con horizonte mensual y detalle diario, de acuerdo con la última programación viable.

- Nivel de utilización de las plantas, incluyendo evolución histórica y previsiones futuras.

### 9.2. Operación Normal del Sistema.

Se entenderá que el sistema gasista se encuentra en situación de Operación Normal, cuando las variables básicas de control estén dentro de los rangos normales de operación del sistema.

Las variables básicas de control que determinan la situación del sistema gasista son:

- la demanda de gas,
- la capacidad disponible de gas en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural (GN) como gas natural licuado (GNL),
- la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, y de las estaciones de compresión, el flujo en los nudos del sistema y
- las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos y redes de transporte y distribución que sean críticos para el sistema gasista.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá el procedimiento operativo para el cálculo de los rangos admisibles para los valores de las variables de control al objeto de definir en qué nivel de situación se encuentra el sistema en cada momento, para su inclusión como protocolo de detalle a estas Normas.

En operación normal de la Red Básica y de transporte secundario, las consignas e instrucciones que imparta el Gestor Técnico del Sistema a los diferentes sujetos estarán basadas en los procedimientos operativos definidos en 11.1, teniendo en cuenta los condicionantes técnicos y de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad de suministro que se establezcan.

Cualquier alteración de las condiciones de operación previstas, o en su caso emergencias, podrán dar lugar a una revisión del programa mensual y, por tanto modificar las consignas de operación originalmente impartidas. En el caso de que estas alteraciones afectasen a alguno de los sujetos, se informará de su alcance con la mayor brevedad y con la justificación debida, procurando minimizar su efecto sobre los suministros afectados.

Al objeto de garantizar el correcto funcionamiento de la Red Básica y de transporte secundario y realizar el seguimiento de la operación diaria, los operadores de las infraestructuras y el Gestor Técnico del Sistema dispondrán

de un sistema de comunicaciones, de control, de gestión de la información y de herramientas de simulación, operativo durante las 24 horas del día.

Con el fin de que el Gestor Técnico del Sistema tenga conocimiento en todo momento de la situación del sistema, los diferentes operadores de las instalaciones de transporte le aportarán diariamente los partes de movimiento físico del gas vehiculado a través de sus instalaciones el día anterior. Asimismo, y con objeto de poder gestionar en todo momento posibles situaciones de operación excepcional o emergencia, el Gestor Técnico del Sistema deberá recibir de manera continua y en tiempo real los principales parámetros de todas las entradas al sistema, así como de los puntos de conexión entre las distintas redes de transporte.

El Gestor Técnico del Sistema elaborará diariamente un informe de operación que incluirá las previsiones y utilizaciones de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, conexiones internacionales y, en general, el funcionamiento de todas las instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario realizadas por los distintos titulares de las mismas o, si fuera necesario, impartiendo sus instrucciones con las modificaciones de operación de dichas instalaciones que considere oportunas para el buen funcionamiento del sistema. Dicho informe será enviado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía en un plazo máximo de tres días.

El Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará un plan de actuación invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

- Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales.
- Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos.

El detalle del plan de actuación será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año.

El Gestor Técnico del Sistema será el encargado de impartir las instrucciones necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema en Operación Normal, pudiendo emitir las instrucciones correspondientes para su aplicación

a las empresas de transporte, distribución, comercialización y a los consumidores que se autoabastezcan.

Las empresas de transporte, distribución, comercializadoras y consumidores cualificados que se autoabastezcan serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el Gestor Técnico del Sistema. En caso de incumplimiento de tales instrucciones, el Gestor Técnico del Sistema lo pondrá en conocimiento del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de la referida Ley del Sector de Hidrocarburos.

### **9.3. Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.**

El Gestor Técnico del Sistema publicará, antes de las 14:00 horas del día siguiente al día de gas, la siguiente información agregada correspondiente al día de gas:

Sobre la demanda de gas, en GWh/día:

- Demanda total del sistema, distinguiendo entre la demanda para el mercado regulado y el mercado liberalizado.

Sobre las existencias de gas en el sistema:

- Existencias reales de GNL en cada planta de regasificación a las 24:00 h, en m<sup>3</sup> y GWh/día.
- Existencias de gas totales en almacenamientos subterráneos.

Sobre las entradas de gas al sistema gasista, en GWh/día:

- Entradas totales al sistema.
- Descargas de GNL en cada planta de regasificación.
- Emisión de gas de cada planta de regasificación.
- Entradas o salidas de gas por cada conexión internacional, distinguiendo las cantidades destinadas a tránsito internacional.
- Inyección/Extracción de los almacenamientos subterráneos.
- Producción de gas por cada yacimiento.

### **9.4 Desbalances individuales.**

Se considerará que un usuario del sistema gasista está en situación de desbalance individual cuando sus niveles de existencias de gas en el sistema

no se encuentran dentro de los márgenes de tolerancia establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

*Apartado 9.4 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-9 «Operación normal del sistema» del anexo redactado por el apartado primero de la Res. 18 octubre 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican los apartados 9.4 «desbalances individuales» y 9.6 «medidas a adoptar en caso de desbalance», incluidos en la norma de gestión técnica del sistema gasista ngts-9 «operación normal del sistema» («B.O.E.» 7 noviembre).*

*Vigencia: 8 noviembre 2007*

*De acuerdo al apartado Quinto de la Resolución del 7 de febrero de 2013, modificado por la Resolución de 30 de abril de 2013. "A partir de la entrada en vigor de la presente resolución, toda referencia al balance o reparto «n+2» realizada en las normas de gestión técnica del sistema o en sus protocolos de detalle se entenderá referida al balance o reparto diario. Vigencia: 1 julio 2013*

### **9.5. Medidas a adoptar por el usuario ante la previsión de un desbalance.**

En el caso de que un usuario prevea que va a entrar en una situación de desbalance, utilizará, en su caso, alguno de los siguientes instrumentos:

- Operaciones de compraventa de gas a otros usuarios del sistema.
- Modificación del plan de programaciones y nominaciones previsto.
- Ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad con aquellos clientes con los que tenga suscritos contratos de suministro interrumpible.
- Negociar con sus propios clientes firmes interrupciones voluntarias de suministro.
- Negociar con otros usuarios para ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad de clientes ajenos.
- Utilización de las capacidades disponibles de los almacenamientos subterráneos.

El usuario informará al Gestor Técnico del Sistema de las medidas tomadas, quien valorará su suficiencia y adecuación a la naturaleza de la situación.

En caso de consumidores que se suministren directamente, deberán regular su consumo para poder corregir su propio desbalance. Cuando éste sea causado por la indisponibilidad no programada de una instalación, se aplicará

el procedimiento establecido en la NGTS dedicada a la Operación Excepcional del Sistema.

### **9.6 Medidas y cargos económicos aplicables a los usuarios que se encuentren en desbalance de gas en el sistema gasista.**

*Se modifican los apartados 9.6.1, 9.6.2, 9.6.4, 9.6.5 y 9.6.6 y se suprime el apartado 9.6.7 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09 «Operación normal del sistema», aprobada mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista, en la redacción dada por la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 18 de octubre de 2007*

*Apartado 9.6 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-9 «Operación normal del sistema» del anexo redactado por el apartado segundo de la Res. 18 octubre 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican los apartados 9.4 «desbalances individuales» y 9.6 «medidas a adoptar en caso de desbalance», incluidos en la norma de gestión técnica del sistema gasista ngts-9 «operación normal del sistema» («B.O.E.» 7 noviembre).*

*Vigencia: 8 noviembre 2007*

*Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre de 2014, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014. (B.O.E. 16 de diciembre de 2014)*

*Vigencia: 1 de mayo de 2015*

*Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre de 2015, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016. (B.O.E. 18 de diciembre de 2015) modifica apartados 9.6.2 y 9.6.4*

*Vigencia: 1 de enero de 2016 (hasta 1 de octubre de 2016)*

#### **9.6.1 Tipos de desbalances individuales.**

Los usuarios del sistema gasista deberán mantener sus niveles de existencias de gas en el sistema dentro de los márgenes de tolerancia establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

El balance de referencia para determinar los desbalances individuales será el balance diario (balance "n+1"), una vez cerrado el periodo de discrepancias.



Las regularizaciones posteriores no afectarán al balance de referencia para el cálculo de desbalances. Para el cálculo de los desbalances, cada día se tendrá en cuenta la capacidad diaria contratada del usuario que sea de aplicación.

Se consideran 4 tipos de desbalances:

- Por exceso de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos (AOC).
- Por exceso de GNL en plantas de regasificación.
- Por defecto de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos.
- Por defecto de GNL en una planta de regasificación.

Cuando un usuario del sistema se encuentre en situación de desbalance, le serán de aplicación los cargos económicos que se describen en los siguientes apartados, que tendrán la consideración de ingresos liquidables.

Los cargos económicos derivados de las situaciones de desbalance serán facturados por el Gestor Técnico del Sistema, excepto en el caso de defecto de GNL en una planta de regasificación (9.6.4), que será facturada por el titular de la misma.

Los cargos económicos descritos en este apartado para las situaciones de desbalance, se entienden sin perjuicio de la posibilidad de declaración de niveles de Situación de Operación Excepcional (SOE), así como de las posibles responsabilidades en que pudieran incurrir los usuarios en desbalance, actuando el Gestor Técnico del Sistema de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema en relación con la aprobación de la viabilidad de sus programaciones y nominaciones futuras, para minimizar la repercusión en el sistema y recuperar la operación normal en el plazo más breve posible.

Los usuarios y transportistas podrán informarse a través del SL-ATR.

### **9.6.2 Desbalance por exceso de gas en el Almacenamiento para la Operación Comercial en la Red de Gasoductos (AOC)**

Se considera que un usuario incurre en desbalance por exceso de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos (AOC) cuando sus existencias en el AOC superen los derechos de capacidad de almacenamiento operativo incluidos en el peaje de transporte y distribución.

El balance en el AOC se realizará para el conjunto de contratos de reserva de capacidad de entrada al sistema de transporte y distribución del usuario.

Cuando un usuario se encuentre en situación de desbalance por exceso de gas en el AOC, se le facturará diariamente un cargo económico equivalente al exceso de existencias multiplicado por el 5% del precio de referencia para desbalances por defecto de existencias operativas definido en el apartado 9.6.6.

### **9.6.3 Desbalance por exceso de GNL en plantas de regasificación.**

Se considera que un usuario se encuentra en desbalance de GNL en el sistema cuando sus existencias de GNL superan los valores indicados en el apartado 3.6.1 de la NGTS-03.

Este desbalance se facturará de acuerdo con los cargos previstos en el apartado 3.6.1.

### **9.6.4 Desbalance por defecto de existencias en una planta de regasificación o en el AOC.**

Cuando un usuario se encuentre en desbalance por existencias negativas en el AOC, se le facturará diariamente un cargo económico por el importe resultante de multiplicar la cantidad en defecto de gas por el 5 % del precio de referencia definido en el apartado para desbalances por defecto de existencias operativas definido en el apartado 9.6.6. Si el desbalance por existencias negativas se produce en una planta de regasificación se aplicará el 10% de dicho precio de referencia.

El usuario afectado deberá realizar sus nominaciones futuras en regasificación, conexiones internacionales, intercambios y/o almacenamientos subterráneos para adecuar las existencias en el AOC a los márgenes indicados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de manera que la duración del defecto de existencias se prolongue durante el mínimo tiempo posible.

Si un comercializador tuviera existencias negativas en un día con descarga de buque iniciada y no finalizada en dicho día, se comprobará las existencias a las 24 horas del día siguiente. Si el siguiente día las existencias son negativas deberá asumir el coste por defecto de existencias (EPRcd) de cada día y en el caso de no ser negativas no tendrá ningún coste por defecto de existencias (EPRcd).

Cuando exista desbalance por existencias negativas de un usuario en una planta de regasificación, el titular de la instalación, previa comunicación al

Gestor Técnico del Sistema y al usuario afectado, deberá suspender la regasificación por cuenta del usuario afectado, hasta que éste vuelva a tener existencias de GNL en la planta.

### **9.6.5 Gas para desbalances por defecto de existencias**

Con el fin de poder disponer del gas necesario ante posibles desbalances de gas natural, el Gestor Técnico del Sistema, en nombre de los usuarios, organizará una subasta diaria de gas entre los comercializadores. Con este objeto, el Gestor Técnico del Sistema solicitará a los comercializadores, para cada día y de forma anticipada, ofertas vinculantes de venta de gas a los usuarios. Las ofertas podrán ser presentadas con una semana de antelación y hasta el mismo día de la subasta, e incluirán la cantidad, localización y precio para cada día "n". La aceptación de la oferta por parte del Gestor Técnico del Sistema en su caso, será comunicada el día "n+1".

En el caso de que exista más de una oferta al mismo precio y el volumen de gas ofertado por ellas supere el necesario para cubrir el desbalance, se prorrateará en función del volumen ofertado.

Si dichas subastas se declarasen desiertas, o si la cantidad de gas ofertada no resultase suficiente para cubrir el desbalance por defecto de existencias operativas que permanecieran el día "n+1", el Gestor Técnico del Sistema requerirá, al día siguiente y previa comunicación al mismo, el suministro de gas necesario. Para ello, el Gestor Técnico del Sistema solicitará ofertas a todos los comercializadores para cubrir dicho desbalance. El usuario afectado, para corregir el desbalance, podrá solicitar al Gestor Técnico del Sistema el adelanto de la convocatoria de petición de ofertas de gas.

La petición de oferta será un proceso competitivo, transparente, abierto y no discriminatorio. El gas adquirido mediante los procedimientos descritos en los párrafos anteriores se facturará al Gestor Técnico del sistema, que lo abonará en nombre del usuario al que se suministre para cubrir su desbalance. Dicho usuario deberá abonar al Gestor Técnico del Sistema el gas adquirido.

En caso de impago por parte del usuario en desbalance al Gestor Técnico del Sistema, éste podrá ejecutar las garantías que estuvieran establecidas al efecto.

### **9.6.6 Precio de referencia para desbalances por exceso y defecto de existencias en AOC y defecto de existencias en una planta de regasificación.**

Cuando el desbalance del usuario no requiera la adquisición de gas por parte del Gestor Técnico del Sistema, cómo precio de referencia para desbalances por exceso de existencias en AOC y defecto de existencias en una planta de regasificación o en AOC se considerará la media aritmética del coste del gas natural en el "Henry Hub" y en el "National Balancing Point" (NBP) para dicho día.

Para la determinación del coste del gas en el "Henry Hub" y en el "National Balancing Point" (NBP), se tomará la media de las siete últimas cotizaciones disponibles, expresadas en cent €/kWh.

Se tomarán como cotizaciones disponibles, los valores publicados como precios de cierre para el contrato de futuros con vencimiento posterior más próximo al día de referencia en el "New York Mercantile Exchange" bajo el epígrafe "Henry Hub Natural Gas Future" y en el "Intercontinental Exchange (ICE)" bajo el epígrafe "ICE Natural Gas Future" respectivamente. Para convertir a € las cotizaciones, se aplicará el tipo de cambio oficial diario publicado en el Banco Central Europeo. En el caso de que, habiendo cotización de gas natural, no se haya publicado cambio oficial por parte del Banco Central Europeo se tomará el del día anterior. A los únicos efectos de convertir a kWh las cotizaciones citadas, se aplicará la igualdad  $1 \text{ kWh} = 0,00341 \text{ MMBtu} = 0,0341 \text{ therms}$ .

Cuando el desbalance del usuario requiera la adquisición de gas por parte del Gestor Técnico del Sistema, se procederá de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 9.6.5.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá, por Resolución y previo informe de la Comisión Nacional de Energía los Mercados y la Competencia, modificar el precio de referencia incluyendo otros mercados regionales que se consideren representativos del precio del gas natural en el mercado español.

### **9.7 Seguimiento del sistema.**

Se crea el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) como un órgano que tiene por objeto el seguimiento operativo del sistema, la coordinación entre los diferentes sujetos que actúan en el mismo, la

presentación de información sobre planes operativos de alcance temporal (periodos invernales) y cualquier otro tema de interés para el seguimiento del sistema.

Con el fin de facilitar el funcionamiento del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página Web al menos la siguiente información:

- Un boletín estadístico de gas mensual, en el que indicará los aspectos relevantes de la operación del sistema, evolución y cobertura de la demanda, usos e incidencias en la red de transporte, uso y niveles de los distintos almacenamientos, calidad de suministro y descargos.
- Informe anual del sistema gasista.
- Histórico del año anterior con detalle diario de las existencias en GNL, almacenamientos subterráneos y almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte y entradas de gas a la red de transporte.

El Comité de Seguimiento del Sistema Gasista se reunirá con carácter general de forma bimestral y a sus reuniones asistirán, además de los representantes de todos los sujetos del sistema, representantes de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de la Comisión Nacional de Energía y, atendiendo a los asuntos a tratar, del Operador del Sistema Eléctrico.

## **NGTS-10 «Operación del sistema en situación excepcional»**

### **10 Operación del sistema en situación excepcional**

#### **10.1. Objeto.**

Establecer las medidas generales de operación, coordinación y comunicación que deberán adoptar el Gestor Técnico del Sistema y que deberán ejecutar los sujetos afectados para maximizar en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de las personas y los bienes cuando el sistema gasista se encuentre en Situación de Operación Excepcional.

#### **10.2. Situación de Operación Excepcional. Consideraciones generales.**

Se define como Situación de Operación Excepcional (SOE) aquélla en la cual se prevé que no se cumplan cualquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero que no requieren la declaración de Situación de Emergencia.

En función de su gravedad, esta situación se clasifica en tres niveles: Nivel 0, Nivel 1 y Nivel 2.

La operación del sistema en esta situación requerirá declaración por parte del Gestor Técnico del Sistema y su comunicación previa al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía, y a todos los operadores y usuarios. Cuando existan situaciones de restricción del suministro a los usuarios, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Operación Excepcional, en el caso de que se retorne a la situación de Operación Normal o cuando se pase a la Situación de Emergencia.

Las situaciones de Operación Excepcional vendrán normalmente ocasionadas por la indisponibilidad de gas para su suministro en un área del sistema gasista, por la paralización o indisponibilidad, total o parcial, de una planta de GNL, por disminución del aporte de gas por un gasoducto internacional, por un fuerte incremento imprevisible en el consumo, por indisponibilidades de equipos en la red de transporte, por la falta de materia prima para la fabricación de gas manufacturado por canalización o por la existencia de una perturbación en el sistema.

El Gestor Técnico del Sistema es responsable de la correcta aplicación de este procedimiento de operación, para lo que emitirá las instrucciones correspondientes a las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural y gas manufacturado por canalización, así como a las empresas comercializadoras de gas natural y a los consumidores que se aprovisionen directamente.

Las empresas transportistas y distribuidoras serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el Gestor Técnico del Sistema Gasista, para lo que podrá ser preciso que sean transmitidas a las empresas comercializadoras de gas natural y a los consumidores que se aprovisionen directamente, por parte de las empresas transportistas y distribuidoras.

### **10.3. Evaluación previa de la Situación de Operación Excepcional.**

Ante una previsión de SOE, y salvo que razones de urgencia hagan aconsejable actuar de otro modo más inmediato, el Gestor Técnico del Sistema procederá a efectuar una primera evaluación teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Causa de la SOE.
- La predicción meteorológica, incluido el estado de la mar.
- El tiempo estimado de duración de la causa del desbalance o en su caso, de cierre de puertos.
- Los usuarios que van a ser afectados en su operativa.
- Las capacidades de emisión de las plantas de GNL y autonomía de las existencias.
- Las capacidades de las conexiones de gas natural de gasoductos internacionales, emisión de yacimientos y almacenamientos subterráneos, así como su nivel de existencias.
- Las limitaciones de transporte y distribución que generen restricciones en las capacidades de emisión.
- La determinación de la demanda atendible para la SOE.
- Cualquier otra información relevante.

Las conclusiones de la evaluación previa deberán ser remitidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía.

### **10.4. Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.**

Para la realización de evaluaciones ante SOE y para la adopción de medidas correctoras, el Gestor Técnico del Sistema utilizará la información puesta a su disposición por los distintos operadores, y podrá recabar de éstos cualquier información adicional que considere necesaria.

Los titulares de instalaciones deberán remitir al Gestor Técnico del Sistema la información sobre la disponibilidad y uso de las capacidades de descarga, de almacenamiento y emisión de GNL en plantas, de almacenamiento subterráneo, de inyección y emisión de los almacenamientos subterráneos y la capacidad de transporte y almacenamiento de los gasoductos de transporte, así como las restricciones operativas programadas. Dicha información deberá mantenerse permanentemente actualizada.

El Gestor Técnico del Sistema Eléctrico y el Gestor Técnico del Sistema Gasista actuarán coordinadamente sobre la base de los procedimientos que existan o se desarrollen al respecto, con el objetivo de garantizar la máxima cobertura de las necesidades de gas para generación eléctrica.

Por su parte, los distribuidores y comercializadores deberán tener previamente identificados los clientes industriales interrumpibles, clasificados por mercado, suministrador y ubicación física, que pudiesen verse afectados por las acciones correctoras ante previsible tipos de desbalance. También deberán tener previamente identificados todos los consumos superiores a 5 GWh/año correspondientes a los clientes industriales firmes, igualmente clasificados por mercado, suministrador y ubicación física. En los contratos de todos los clientes interrumpibles, ya sean industriales o de generación de energía eléctrica, tanto del mercado a tarifa como del mercado liberalizado deberá figurar el tiempo necesario de preaviso de corte de suministro de tal manera que sus instalaciones de producción no sean dañadas ante el corte citado como medida excepcional.

Con base en la información obtenida de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, todos los distribuidores y comercializadores deberán elaborar y remitir al Gestor Técnico del Sistema, un plan de posibles interrupciones de consumos interrumpibles y firmes, agrupados por zonas o salidas de la red de transporte, y con información referente a los preavisos necesarios para la interrupción. Esta información deberá estar permanentemente actualizada.



### **10.5. Coordinación de la operación del sistema entre operadores en Situaciones de Operación Excepcional.**

El Gestor Técnico del Sistema coordinará un Grupo de Operación dentro del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

El Grupo de Operación estará encargado de las actuaciones y de la prestación de apoyo al Gestor Técnico del Sistema en la toma de las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema, de acuerdo con los procedimientos operativos indicados en las NGTS-9 y NGTS-10. De este grupo podrán formar parte los usuarios del sistema así como la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y la Comisión Nacional de Energía.

Para participar en el Grupo de Operación, usuarios y operadores deberán nombrar un representante, que deberá estar localizable las 24 horas del día y durante todos los días del año.

El Gestor Técnico del Sistema coordinará la ejecución de los procedimientos operativos diarios previstos con todos los usuarios afectados y operadores de las infraestructuras y gestionará los desvíos que se produzcan.

Para los procedimientos operativos de alcance mensual y anual, así como para la toma de decisiones ante situaciones de las que pudieran derivarse problemas operativos de cualquier índole o bien, para analizar las alternativas adecuadas ante posibles SOE, el Gestor Técnico del Sistema convocará a los representantes del Grupo de Operación afectados.

Para poder realizar las funciones descritas y tomar las decisiones soportadas técnicamente, el Gestor Técnico del Sistema y el Grupo de Operación a través del primero, deberán tener en cuenta al menos la siguiente información, proporcionada por todos ellos en la medida de que sean de su competencia:

- Nominaciones y programaciones.
- Predicción meteorológica.
- Predicción de la demanda.
- Programas de carga y descarga de GNL en plantas.
- Planes de mantenimiento de las instalaciones.
- Programación de los gasoductos internacionales.
- Cualquier otra información que se considere necesaria.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Operación se incorporará como parte integrante del informe explicativo de las medidas adoptadas ante situaciones de Operación Excepcional.

### **10.5.1. Instrucciones operativas del Gestor Técnico del Sistema de carácter temporal**

La Dirección General de Política Energética y Minas por razones de urgencia y con carácter temporal, podrá autorizar al Gestor Técnico del Sistema a dictar instrucciones operativas que no estén incluidas en estas normas y que se destinen a reconducir al sistema a la situación de Operación Normal o a aminorar los efectos de una situación de operación excepcional.

### **10.6. Situación de Operación Excepcional de Nivel 0.**

Es una situación en la que se prevé que se pueda alcanzar una situación de déficit o superávit de gas en el sistema, alterando o pudiendo alterar la Operación Normal, sin que ello implique, en principio, una situación de riesgo para la garantía, seguridad y continuidad en el suministro en el mercado firme.

Esta situación podrá producirse, entre otros, en los siguientes casos:

- Desbalance individual de algún usuario de las instalaciones: Comercializadores, responsables del suministro a tarifa o clientes finales que introducen gas en el sistema.
- Falta de existencias de gas natural en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, debido a cierre de puertos de carga y/o descarga de GNL, incidentes en las instalaciones, o incumplimiento de programas de descarga por cualquier causa.
- Limitaciones de la emisión de gas natural de las plantas de regasificación, de las conexiones de gas natural con gasoductos internacionales, de las conexiones de gas natural con yacimientos y/o de las conexiones de gas natural con almacenamientos subterráneos debidas a contingencias en instalaciones o la existencia de una perturbación en el sistema.
- Limitaciones del transporte o distribución de gas debido a contingencias en las instalaciones o la existencia de una perturbación en el sistema.
- Incumplimiento de las comercializadoras, consumidores cualificados que se autoabastezcan o transportistas, del programa mensual vinculante de aprovisionamiento.

- En general, cualquier situación provocada por un incremento imprevisible de la demanda del mercado doméstico, o por el incremento de consumos no previstos como firmes y que, por razones de interés general, se conviertan en necesariamente atendibles.

### **10.6.1. Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0**

En el caso de que el desbalance sea causado por un comercializador, el Gestor Técnico del Sistema comprobará que se ha procedido a interrumpir el suministro de los clientes con los que aquél tenga establecidos contratos interrumpibles comerciales y, en caso contrario, no estará habilitado a hacerlo él.

*Párrafo primero del apartado 10.6.1 «Medidas a adoptar en situación de operación excepcional de nivel 0» del Capítulo «Operación del sistema en situación excepcional» de las normas de gestión técnica del sistema, redactado por Disposición Adicional primera de Res. 25 julio 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista («B.O.E.» 5 agosto).*

*Vigencia: 6 agosto 2006*

En el caso de que el desbalance sea causado por el responsable del suministro a tarifa, el Gestor Técnico del Sistema comprobará que se ha procedido a interrupción del suministro de los clientes con los que aquel tenga establecidos contratos interrumpibles a tarifa (grupo 4) y en caso contrario procederá a la interrupción.

Si dicha medida no fuera suficiente, o la situación estuviera causada por otro de los motivos, se adoptarán las siguientes medidas sin afectar a la operativa de otros usuarios:

- Gestión del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte del sistema.
- Modificación de la descarga de buques.
- Cambio de consignas de extracción/inyección de almacenamientos subterráneos.
- Reprogramación de gasoductos internacionales y yacimientos nacionales.

- Cualquier otra modificación en la programación de la operación del sistema que permita minimizar el impacto y las repercusiones de la causa de la SOE.

Por su propia naturaleza, alguna de las medidas citadas anteriormente se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial, debiendo ser el Gestor Técnico del Sistema quien determine la secuencia temporal de la aplicación de acuerdo con el plan de operación.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. Con esa finalidad, el Gestor Técnico del Sistema informará a los sujetos afectados por la aplicación de estas instrucciones. También informará de la existencia del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el plan de operación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones Públicas competentes. Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable la Situación de Operación Excepcional.

### **10.7. Situación de Operación Excepcional de Nivel 1.**

El sistema entrará en esta situación cuando las medidas previstas en la Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal.

#### **10.7.1. Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 1**

En caso de no ser posible resolver el problema con las medidas expuestas en el Nivel 0, el Gestor Técnico del Sistema podrá emplear, en este orden de prioridad, las siguientes medidas:

- Aplicar la interrumpibilidad a los clientes interrumpibles del mercado a tarifa y a los del mercado liberalizado que eventualmente hayan contratado un posible peaje interrumpible.
- Uso de las existencias mínimas de seguridad que no tengan carácter estratégico.
- Puesta en marcha, con carácter excepcional y previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas, de programas extraordinarios de importación de gas natural, bien por gasoducto o por buques metaneros (GNL), hasta los límites del sistema gasista español,

siempre que se justifique por razones de garantía de suministro a corto plazo. El procedimiento de compra será concurrencial si la situación así lo permite.

Cualquier alteración en el orden de aplicación de las medidas expuestas requerirá la autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso del corte de suministros interrumpibles será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones. Cuando se establezca una interrupción parcial de clientes interrumpibles, los clientes a interrumpir se repartirán entre todo el mercado, a tarifa y liberalizado (en el caso de que exista un eventual peaje interrumpible). En este último caso se repartirán proporcionalmente al mercado interrumpible de cada comercializador.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá, a las distribuidoras, las órdenes oportunas para que éstas procedan a cumplir las instrucciones en función de las cantidades de consumo afectadas y la ubicación física de dichos consumos. Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema Gasista se dirigirá al Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos operadores, para determinar las restricciones de los suministros para generación de electricidad.

El alcance de las interrupciones será determinado por el Gestor Técnico del Sistema, teniendo en cuenta que si se trata de desbalances generados por un fallo en una determinada instalación, las medidas afectarán, en primer lugar, y en tanto sea posible, a los consumidores interrumpibles de usuarios que estén utilizando capacidad contratada o reservada en la instalación afectada.

Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que correspondan a los titulares de las instalaciones o a los usuarios a quienes sea imputable la situación de desbalance.

En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible a tarifa (grupo 4) o con peaje interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el Gestor Técnico del Sistema lo pondrá en conocimiento del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

### 10.8. Situación de Operación Excepcional de Nivel 2.

El sistema gasista entrará en este estado cuando las medidas previstas en la Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 y Nivel 1 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal.

#### 10.8.1. Medidas a adoptar por el Gestor Técnico en Situación de Operación Excepcional de Nivel 2

En el caso de que a pesar de haber tomado todas las medidas establecidas en los niveles de operación 0 y 1 no se lograra corregir la situación y persistiese la SOE en el sistema, el Gestor Técnico del Sistema procederá a ordenar interrupciones al suministro firme, tanto en el mercado liberalizado como en el mercado a tarifa.

En el caso de que esta situación sea causada por el desbalance de un usuario, el Gestor Técnico del Sistema procederá a interrumpir a los clientes firmes de dicho usuario, atendiendo a lo establecido sobre prioridades de suministro. Se seguirán las siguientes prioridades a la hora de mantener el suministro:

1. Servicios declarados esenciales de acuerdo con lo establecido en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.
2. Consumidores domésticos.
3. Consumidores comerciales.
4. Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

En caso de restauración del servicio, el orden será el inverso del correspondiente al corte de suministros.

Sin perjuicio de lo anterior, el Gestor Técnico del Sistema elaborará a su vez un orden de prioridad de corte de suministro dentro del segmento de consumidores industriales con suministro de carácter firme basada en los siguientes principios:

- Minimizar los perjuicios económicos y técnicos derivados de la falta de suministro.
- Seleccionar los consumidores a partir de un determinado consumo, a fin de conseguir el máximo grado de operatividad y reducir el número de consumidores afectados.

- Procurar que el orden de corte en los consumidores industriales sea escalonado y que no se produzcan ceses de actividad inducidos, al romperse la cadena de materias primas básicas, productos intermedios y productos finales.
- Con carácter general serán los usuarios del sistema gasista los responsables de asegurar el suministro y, para el mercado liberalizado, las empresas comercializadoras y los consumidores que se aprovisionan directamente.
- Velar por mantener la ecuanimidad entre las empresas distribuidoras, comercializadores y consumidores afectados, de forma que los porcentajes de reducción a aplicar en los consumos de carácter firme, sean idénticos en condiciones similares.
- Actuar bajo los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquéllas que, dirigidas a solucionar las situaciones creadas, produzcan las menores distorsiones en el mercado gasista español y en los sujetos que intervienen en él, procurando siempre la máxima protección de los consumidores.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista, contando con la información aportada por las empresas transportistas, distribuidoras y comercializadoras, identificará y comunicará las acciones concretas que posibiliten reducir los flujos (consumos) que sean necesarios.

Se recabará de las autoridades correspondientes el apoyo a las medidas adoptadas.

### **10.9. Retorno a la Situación de Operación Normal.**

Una vez que el sistema retorne a la Operación Normal, el Gestor Técnico del Sistema lo declarará y efectuará un informe completo de lo sucedido, incluyendo su criterio sobre las causas que hayan motivado dicha situación, y las medidas adoptadas y los sujetos afectados por dichas medidas. Dicho informe será remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía.

Del mismo modo, tras la finalización de la situación de desbalance, los sujetos cuyos consumos o clientes se hayan visto afectados (con independencia de su carácter de firme o interrumpible) podrán plantear cuantas acciones estimen pertinentes para la reparación de los daños y perjuicios que el desbalance les haya ocasionado a ellos o sus clientes.

### **NGTS-11 «Situación de emergencia del sistema»**

#### **11 Situación de emergencia del sistema**

Se entenderá que el sistema gasista se encuentra en Situación de Emergencia cuando la escasez de suministro de gas pueda hacer necesario el uso de reservas estratégicas o pueda estar amenazada la seguridad de personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red.

La operación en Situación de Emergencia se basará en los principios establecidos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en lo previsto en el artículo 40 del Real Decreto 1716/2004.

En situaciones de emergencia el Gobierno establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

En concreto se determinará:

- El uso de las reservas estratégicas del sujeto afectado por la situación.
- El uso de las reservas estratégicas de otros sujetos obligados a su mantenimiento.



### **NGTS-12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema»**

#### **12 Actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema**

*Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema NGTS-12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema».*

*Vigencia: 22 mayo 2015*

##### **12.1. Objeto.**

Definir el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas de gestión técnica del sistema y sus protocolos de detalle, que se requieran para un funcionamiento óptimo del sistema gasista, a instancia de los sujetos que actúan en el mismo.

##### **12.2. Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista**

Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista. A efectos de la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema coordinará un grupo de trabajo específico del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

Este grupo de trabajo estará encargado de recibir, estudiar y elaborar las propuestas para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista para su remisión a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, a iniciativa del Gestor Técnico del Sistema o a propuesta del resto de sujetos del sistema gasista, al amparo de lo previsto en el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Asimismo, a petición tanto por mayoría simple de los miembros del Grupo, como de la Dirección de Política Energética y Minas o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el Grupo podrá elaborar estudios sobre cuestiones relacionadas con las materias de su competencia, y en especial sobre la operación y gestión de las instalaciones del sistema gasista.

### **12.2.1 Composición del Grupo. La composición del grupo de trabajo será la siguiente:**

- Un presidente designado por el Gestor Técnico del Sistema, con derecho a voto.
- Un vicepresidente designado por el Gestor Técnico del Sistema, sin derecho a voto y que ejercerá las funciones de Presidente en ausencia de éste.
- Un vocal designado por cada gestor de red de transporte (TSO), con derecho a voto.
- Un vocal elegido por y entre el resto de titulares de instalaciones de transporte, con derecho a voto. Dichos titulares no podrán pertenecer al grupo de empresas de los gestores de red de transporte.
- Un vocal elegido por y entre los titulares de plantas de regasificación, excluyendo a los gestores de red de transporte, con derecho a voto.
- Cuatro vocales elegidos por y entre los distribuidores registrados, con derecho a voto.
- Cinco vocales elegidos por y entre los comercializadores registrados, con derecho a voto.
- Un vocal elegido por y entre los consumidores directos en mercado, con derecho a voto.
- Un vocal elegido por y entre los consumidores industriales conectados a redes de presión superior a 16 bar, con derecho a voto.
- Un vocal designado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin derecho a voto.
- Un vocal designado por el Ministerio de Industria Energía y Turismo, sin derecho a voto.
- Un vocal designado por la Corporación de Reservas Estratégicas, sin derecho a voto.

- Cuando sea convocado, un vocal designado por el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, sin derecho a voto.
- El Secretario, que no tendrá derecho a voto y que será designado de entre el personal de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con la conformidad previa del Presidente y el Secretario, y a propuesta de ellos mismos o de tres o más miembros del Grupo se podrá invitar a sujetos no miembros del Grupo con el fin de informar sobre materias concretas, sin derecho a voto en ningún caso. Estas invitaciones deberán ser particulares para cada reunión.

**12.2.2 Elección de los miembros. Para votar o ser votado en la elección de los vocales a los que se refiere el apartado anterior deberá haberse demostrado actividad efectiva en la categoría correspondiente durante los doce meses anteriores al de elección:**

En el caso de comercializadores, la actividad efectiva se demostrará mediante las ventas a consumidores finales o a otros comercializadores.

En el caso de consumidores directos en mercado la actividad efectiva se demostrará mediante la contratación de la capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados, quedando excluidos aquellos que simultáneamente hayan realizado ventas de gas, que hayan suscrito un contrato de suministro ordinario con un comercializador o que no hayan realizado consumo efectivo de gas en el período.

En el caso de distribuidores y transportistas la actividad efectiva se acreditará mediante la titularidad de instalaciones gasistas que se encuentren operativas.

En el caso del consumidor industrial, la actividad efectiva se demostrará mediante la conexión a red y el consumo de gas.

Las plazas desiertas en una categoría no podrán adicionarse a ninguna otra.

Para la elección de los miembros se seguirán las siguientes normas:

Para la elección de los representantes de comercializadores se reservará una plaza para los agentes con una cuota de mercado inferior al 5%. En ningún caso podrán participar en esta categoría más de una empresa que pertenezca al mismo grupo empresarial.

Para la elección de los representantes de los distribuidores una plaza será reservada para los titulares de instalaciones de distribución con una retribución fija anual reconocida inferior al 10 % del total. En ningún caso

podrán participar en esta categoría más de una empresa que pertenezca al mismo grupo empresarial.

Para la elección del representante de los consumidores industriales, el Secretario del Grupo instará a los solicitantes presentados a alcanzar un acuerdo.

Cada miembro será designado por un período de dos años y deberá designar para el mismo período un representante suplente para las ocasiones en que el titular no pueda asistir.

La composición del Grupo se modificará cada dos años el 1 de abril. Para ello el Secretario del Grupo de Trabajo enviará una comunicación a los agentes concernidos con al menos un mes de antelación a la fecha de renovación, que elevarán una propuesta de representación elegida cumpliendo lo dispuesto en este apartado.

En el proceso de selección de los vocales, cada grupo empresarial, en cada categoría en la que participe, podrá emitir un voto. Todos los votos de todos los grupos empresariales tendrán el mismo peso.

Los resultados del proceso de elección de los vocales serán comunicados a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, detallando las empresas que han participado, cómo se ha desarrollado el proceso y los resultados.

### **12.2.3 Funcionamiento del Grupo de Trabajo.**

El Grupo de Trabajo se reunirá mensualmente Al objeto de facilitar la asistencia, el calendario de reuniones regulares se fijará anualmente. El Secretario convocará reuniones con carácter extraordinario por decisión del Presidente o a petición de más de cinco miembros del grupo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Se considerará válida cualquier reunión del Grupo de Trabajo a la que asistan más de siete miembros con derecho a voto. Cualquier decisión se adoptará por mayoría simple y, en caso de empate, se dirimirá por el voto de calidad del Presidente.

Para poder llevar a cabo cualquier sustitución de un miembro titular del Grupo, ésta se deberá comunicar al Secretario con anterioridad a la celebración de la reunión. En caso de no poder asistir ni el vocal titular ni el suplente, los vocales podrán delegar su voto en otro miembro del grupo,

aunque siempre con indicación expresa del sentido de su voto y comunicación previa al Secretario.

Cualquier sujeto del sistema gasista podrá presentar propuestas de modificación, revisión o actualización de las normas de gestión técnica del sistema y de sus protocolos de detalle.

Las propuestas deberán remitirse por escrito al Secretario del Grupo de Trabajo para su inclusión en el orden del día de la siguiente reunión y podrán ser presentadas directamente o a través de los vocales elegidos. Indicarán claramente la parte de las normas o protocolos a la que se refieren y su finalidad, incluyendo, al menos, título, resumen, proponente, fecha, carácter urgente o no, el texto completo de la propuesta y cualquier información de soporte necesaria.

El Secretario remitirá el orden del día de cada reunión siete días naturales antes de la fecha prevista para la celebración de la misma, indicando las propuestas a ser debatidas o sometidas a votación en la reunión, adjuntando las propuestas de modificación, revisión o actualización de las normas o protocolos a debatir, así como cualquier información adicional que considere necesaria.

El Grupo de Trabajo decidirá sobre cada propuesta:

- a) Si debe tramitarse con carácter urgente o no, para cuya consideración se analizará si se produce alguna de las siguientes circunstancias:

La seguridad o la sostenibilidad económica del sistema puede verse afectada.

La propuesta está asociada a un suceso de inminente acaecimiento.

- b) En caso de considerarse urgente, se constituirá un Subgrupo de Estudio para la elaboración inmediata de la propuesta de modificación, o bien se encomendará al Gestor Técnico del Sistema la preparación de dicha propuesta. Esta propuesta, deberá ser remitida a los miembros de este Grupo de Trabajo para su debate y votación, y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en un plazo máximo de dos semanas desde la constitución del Subgrupo de Estudio o desde que se encomienda esta tarea al Gestor Técnico del Sistema.
- c) Si no se considera urgente, se decidirá si puede comenzar a elaborarse la propuesta de modificación o actualización de las normas y protocolos, o

bien si la propuesta requiere un mayor estudio; en este último caso, el Presidente propondrá la creación de un Subgrupo de Estudio.

Si se considera que no es necesario un mayor estudio, o una vez elaborado éste, se constituirá un Subgrupo de Redacción encargado de elaborar la propuesta de actualización o modificación. El Presidente del Grupo de Trabajo propondrá la composición del subgrupo, integrado por miembros del Sistema Gasista y del que formará parte el sujeto que haya propuesto la revisión de la Norma, sea o no miembro del Grupo de Trabajo.

Los Subgrupos de Estudio o de Redacción, según corresponda, elaborarán, además de la propuesta de modificación o actualización, un informe sobre la propuesta, en el que se deberán indicar, al menos:

Las implicaciones de los cambios introducidos para la gestión del sistema.

Las implicaciones económicas para los agentes afectados.

Las implicaciones legales y para el marco regulatorio.

Los costes asociados a su implantación.

El impacto sobre el riesgo de la garantía de suministro del sistema.

Las opciones alternativas, de existir, y las posibles discrepancias en el seno del Subgrupo.

Un plan para su implantación, si fuera necesario.

Las propuestas aprobadas por el Grupo de Trabajo serán remitidas por el Presidente del Grupo en un plazo máximo de un mes a la Dirección General de Política Energética del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, indicando si la propuesta cuenta con el consenso de todos los miembros e incluyendo la siguiente información de soporte:

Informe que incluya las alegaciones de todas las partes, incluidos los posibles votos particulares en el seno del Grupo,

Impacto de las mismas sobre el funcionamiento del sistema y sus repercusiones económicas,

La petición de comentarios, así como los comentarios recibidos,

La conformidad de la CNMC sobre si la propuesta se ciñe a lo requerido por el Plan de Actuación,

Una vez celebrada la reunión del Grupo de Trabajo, el Secretario redactará el acta de la misma y la enviará a todos los miembros para su conformidad o comentarios.

El acta de cada reunión se aprobará definitivamente en la reunión siguiente.

Las actas aprobadas, junto con la documentación presentada en las reuniones, serán publicadas por el Gestor Técnico del Sistema, para que estén accesibles para los sujetos con actividad en el sector gasista español.

### **12.2.4 Funcionamiento de los Subgrupos de Estudio y Redacción.**

Los Subgrupos serán dirigidos por un Director y un Secretario elegidos entre los miembros del Grupo de Trabajo, no pudiendo pertenecer los dos al mismo grupo empresarial o a la misma categoría de las descritas en el apartado 12.2.1, salvo que se cuente con la conformidad del resto de los miembros del Grupo con derecho a voto. Una vez que dicha elección se haya realizado, el Presidente del Grupo de Trabajo realizará una invitación para tomar parte en el Subgrupo al resto de participantes en un plazo de quince días naturales.

Podrá participar en el Subgrupo cualquier miembro del Grupo de Trabajo, así como cualquier otra persona que pertenezca a alguna sociedad que pueda estar representada en el Grupo de Trabajo. Con carácter excepcional y con funciones de apoyo técnico, y previa autorización del Grupo de Trabajo, se podrá invitar a participar a personas distintas a las anteriores, siempre que su experiencia relacionada con la materia encomendada así lo aconseje.

No existirá inicialmente limitación al número de miembros, sin embargo, si a criterio unánime del Director y Secretario se considerase que el número de inscritos hiciese al grupo poco operativo, estos propondrán al Grupo de Trabajo que se fije una limitación al número de miembros. La limitación, en cualquier caso, garantizará una representación equitativa de las empresas y la participación de los mejores expertos en la materia.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Gestor Técnico del Sistema siempre podrán participar en todos los Subgrupos.

El Subgrupo elaborará su informe y propuesta de modificación o actualización, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 12.2.3, en un plazo no superior a seis meses. Dicho informe se incluirá en el orden del día del Grupo de Trabajo para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera.

La propuesta de norma o de protocolo de detalle deberá ser remitida a terceros que pudieran verse afectados por su contenido para que realicen comentarios que consideren oportunos en un plazo de veinte días naturales.