



Comisión

Nacional

de Energía

**NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL
SISTEMA GASISTA
-
PROTOCOLOS DE
DETALLE
PD-01 A PD-11**

Diciembre 2008

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 telemedida de sus respectivos clientes.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA ÚNICA. DEROGACIÓN NORMATIVA

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

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.

Véase Res. 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 m³(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.

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.-Período de tiempo que comienza a las 0 horas y termina a las 24 horas del mismo día natural 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.

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 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

1.5. Unidades de medida.-En estas NGTS se consideran las siguientes unidades:

Las unidades volumétricas utilizadas son:
Para GNL: m³ de GNL.

Para GN: $m^3(n)$, 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^3 de GNL/h, $m^3(n)/h$, $m^3(n)/día$ y millardos de $m^3(n)/año$ (bcm/año);

La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh, $m^3(n)$, y la capacidad almacenada en kWh y en $m^3(n)$;

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^3 de GNL; buques medianos aquellos cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 60.000 m^3 de GNL y 110.000 m^3 de GNL; y buques grandes aquellos cuya capacidad de descarga excede los 110.000 m^3 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 telemida digital:

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

Puntos de carga de cisternas de GNL (no es necesaria telemida).

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 alcanzasen 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.

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.

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 (entendiéndose como tal al operador de la planta de regasificación) denegará la carga en 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 transportista de cisternas deberá entregar al cargador 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.

El transportista de cisternas acreditado por el propietario del GNL (cliente que aporta gas al sistema o comercializador que adquiere el gas para su venta a consumidores cualificados o distribuidor que adquiere el gas para su venta a consumidores a tarifa) informará al cargador, antes del inicio de cada carga, del destino de la carga (identificación y ubicación del consumidor final).

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.

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. Concepto de programación.-Información que debe emitir cualquiera de los sujetos que hace uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estima introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un período determinado.

Las programaciones tendrán carácter informativo, salvo las programaciones mensuales de entrada al sistema gasista por conexiones internacionales, por conexiones con yacimientos en producción, que tendrán carácter vinculante para los dos meses siguientes y en el caso de descarga de buques de GNL que tendrán carácter vinculante para un período entre mes y medio y dos meses en función de la capacidad del buque.

Se establecerán modelos o formularios estándares donde se recogerán las programaciones.

3.2. Sujetos obligados a realizar programaciones.-Todos los sujetos que utilicen las instalaciones de los operadores del sistema gasista, incluidos los responsables de suministrar al mercado a tarifa regulado, estarán obligados a realizar programaciones para que dichos operadores puedan organizar la gestión de las mismas y, en especial, para que el Gestor Técnico del Sistema pueda desarrollar las funciones asignadas como responsable de la gestión técnica del sistema gasista. Será necesario realizar programaciones relacionadas con:

El consumo en los puntos de suministro.

La distribución: por los puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución.

El transporte: la entrada de gas por los puntos de entrada de las redes de transporte.

La utilización de los almacenamientos.

La descarga de buques de GNL en plantas de regasificación y la utilización de estas plantas.

Los titulares de las infraestructuras de transporte y de distribución, a través del Gestor Técnico del Sistema, enviarán periódicamente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

1. Programaciones realizadas, validadas y rechazadas y concedidas.
2. Capacidad programada y disponible para cada instalación.

3.3. Programación de redes de distribución.-El operador de cada red de distribución recibirá las programaciones asociadas a los puntos de salida por parte de los usuarios de sus redes.

En el caso de conexiones entre redes de distribución, los distribuidores entregarán la información agregada al distribuidor situado aguas arriba.

Los operadores de cada red de distribución, teniendo en cuenta los datos proporcionados por los comercializadores y por los consumidores que aportan gas al sistema, añadiendo, en su caso, el consumo correspondiente a los clientes a tarifa y aportando el dato del distribuidor aguas abajo si lo hubiese, validarán la programación.

Cuando la programación sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y enviará su programación al operador de la red de transporte a la que está conectada su red de distribución.

En el caso de redes de distribución dependientes de plantas satélites de GNL, el operador de la red de distribución enviará la programación viable al operador de la planta de regasificación de GNL de la que dependa.

Las programaciones relativas a las redes de distribución y su viabilidad se realizarán con la periodicidad y alcance establecidos en el protocolo de detalle PD-08 «Programaciones y nominaciones de consumos en redes de distribución».

3.4. Programación de redes de transporte.-El operador de una red de transporte recibirá las programaciones asociadas a los puntos de entrada a la red de transporte por parte de los sujetos implicados y la de los puntos de salida de la red de transporte por parte de los operadores de las redes de distribución o grupo distribuidor. Por tanto, deberán enviarle programaciones:

Los operadores de las siguientes instalaciones conectadas a su red:

Almacenamientos.

Redes de transporte de otros transportistas.

Plantas de regasificación.

Redes de distribución.

Las conexiones de los gasoductos internacionales y yacimientos.

Igualmente deberán enviar programaciones los usuarios por el consumo que se vaya a realizar en las líneas directas.

Los operadores de cada red de transporte, teniendo en cuenta los datos proporcionados, simularán la viabilidad de la programación para la red de transporte.

Cuando la programación de la red de transporte sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados.

Las programaciones para las instalaciones de las redes de transporte y su viabilidad se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».

Los transportistas deberán proceder a casar las entradas y salidas de gas en los puntos de conexión de las distintas redes de transporte.

Cuando la programación no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que estos revisen los excesos de programación con respecto a las reservas de capacidad.

En el caso de programaciones vinculantes, la programación de entrada sólo podrá ser modificada o eliminada por causas justificadas y previo conocimiento y aceptación del titular del punto de entrada y del Gestor Técnico del Sistema, salvo que se ponga en peligro la seguridad del sistema.

3.5. Programación de almacenamientos subterráneos.-Los usuarios enviarán al operador de cada almacenamiento subterráneo la programación de sus actividades, que incluirá, como mínimo, la siguiente información:

Gas almacenado al inicio del período.

Inyecciones y extracciones correspondientes al alcance de programación en cada caso.

Cuando la programación del almacenamiento subterráneo no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que cambien su programación.

Cuando la programación del almacenamiento subterráneo sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y enviará su programación al operador de la red de transporte a la que esté conectado.

Las programaciones, nominaciones y balances relativos a los almacenamientos subterráneos se harán sobre la base de un almacenamiento único.

Las programaciones para los almacenamientos subterráneos se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».

3.6. Programación de plantas de regasificación de GNL.-Los usuarios de las plantas de regasificación, enviarán al titular de la instalación las programaciones asociadas a la descarga de los buques, y a la regasificación y salida de gas desde la planta de regasificación a la red de transporte correspondiente.

Asimismo, el operador de la planta de regasificación de GNL recibirá y tendrá en cuenta la solicitud de carga de cisternas que abastecen las redes de distribución y clientes industriales suministrados a través de las plantas satélites de GNL.

El operador de la planta de regasificación de GNL simulará la viabilidad del programa.

Cuando la programación no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que cambien su programación.

Cuando la programación sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y la enviara a los operadores afectados.

Las programaciones para las plantas de regasificación se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».

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 con otras comercializadoras, cada una especificará la cantidad de GNL que le corresponda.

En caso de no ser viable, y que no se llegue a un acuerdo entre los sujetos implicados, el Gestor Técnico del Sistema adoptará la mejor solución posible en base a criterios de objetividad, transparencia y

no discriminación, con el objetivo de conseguir la máxima eficacia para el sistema y la mayor seguridad para el suministro de los usuarios afectados.

En la programación mensual se respetará en todo lo posible y con carácter prioritario las fechas tentativas asignadas en la programación anual para las descargas de los grandes buques dedicados de forma continua a los tráficos de larga distancia desde un mismo origen.

La programación de descarga de un buque sólo podrá ser modificada o eliminada por causas justificadas y previo conocimiento y aceptación del titular de la planta de regasificación y del Gestor Técnico del Sistema, salvo que se ponga en peligro la seguridad del sistema.

Se creará un registro, mantenido por el Gestor Técnico del Sistema, de ventanas de descarga de buques asignadas, no asignadas y libres en cada una de las plantas, de libre acceso para los titulares de las plantas y los comercializadores.

En el caso de la liberación de una ventana de descarga en una planta, las prioridades de reasignación a otro usuario de esa capacidad de descarga serán las siguientes:

Aquella solicitud que, encontrándose en el registro de solicitudes de descarga no programadas de la planta con ventana disponible, la fecha solicitada de descarga que más se aproxime a la que ha quedado liberada.

Aquella solicitud que, encontrándose en el registro de solicitudes de descarga no programadas de otra planta, la fecha solicitada de descarga que más se aproxime a la que ha quedado liberada.

En el caso de que no exista ninguna solicitud en ninguna de las plantas de regasificación, se pondrá en conocimiento de todos los usuarios con capacidad de entrada.

Este procedimiento de reasignación de capacidad liberada será coordinado por el Gestor Técnico del Sistema.

Cuando el operador de cada planta de regasificación de GNL declare viable la programación mensual, 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 detallará en el protocolo de detalle correspondiente.

Diariamente, los usuarios proporcionarán a los operadores de las plantas de regasificación cualquier modificación sobre el programa mensual de descargas asignado.

3.6.1. Viabilidad de las programaciones de descarga de buques.- A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el Gestor Técnico del Sistema aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El Gestor Técnico del Sistema 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 30 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 el valor mayor de 300 GWh o de la energía equivalente a 8 veces la capacidad de regasificación contratada, el Gestor Técnico del Sistema aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:

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

Exceso superior a medio día: doce veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Estos pagos serán adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL facturado por el titular 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.

El Gestor Técnico del Sistema podrá dar consignas de operación diferentes a las nominaciones de los usuarios para facilitar la descarga de buques en las plantas de regasificación, lo que quedará reflejado en la cuenta de Balance Residual del Sistema (BRS-2, definido en protocolo de detalle PD-11).

Con independencia de lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento. El Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema.

Norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-03 «Programaciones», redactada conforme establece la Disposición final quinta de la Orden ITC/3802/2008 de 26 de diciembre de 2008, 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.» 31 diciembre).

Vigencia: 1 julio 2009

3.6.2. Publicación de las programaciones de descarga de buques.-Una vez declarada viable la programación mensual de descarga de buques de gas natural licuado en las plantas de regasificación por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema publicará la siguiente información para cada planta:

Número de buques previstos, por tamaño de buque.

Cantidad de gas a descargar.

Ventanas libres de descarga si las hubiera, indicando para cada mes los días concretos en los que podrían haber posibilidad de descarga de nuevos buques y posibles tamaños admisibles.

Norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-03 «Programaciones», redactada conforme establece la letra a) 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

NGTS-04 «Nominaciones»

4 Nominaciones

4.1. Concepto de nominación.-Información que debe emitir cualquiera de los sujetos que hace uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estima introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas, siguiendo el calendario establecido.

4.2. Sujetos obligados a realizar nominaciones.-Todos los sujetos, que utilicen las instalaciones de los operadores del sistema gasista estarán obligados a realizar nominaciones según los criterios que se desarrollan en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerarán afectados por esta obligación los responsables del suministro a tarifa y el propio Gestor Técnico del Sistema para las operaciones derivadas del cumplimiento de sus obligaciones.

Será necesario realizar las nominaciones que se relacionan a continuación:

Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios.

Nominaciones entre distribuidores que estén conectados.

Nominación a los operadores de las redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL por parte de los distribuidores.

Nominaciones a los operadores de redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL, conexiones internacionales, y/o de almacenamientos subterráneos por parte de los usuarios.

Nominaciones a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista a las que estén conectados por parte de operadores de redes de transporte, de las plantas de regasificación de GNL, conexiones internacionales, y/o de almacenamientos subterráneos.

4.3. Condiciones generales.-Las nominaciones de puntos de entrada a la red de transporte tendrán carácter vinculante y los operadores tienen que adecuarse a dicha nominación una vez aceptada.

El usuario emitirá una nominación por cada punto del sistema gasista en los que dicho usuario tenga capacidad contratada y dentro de los periodos de nominación correspondientes. En caso de falta de nominación en el horario establecido se considerará como nominación la última programación semanal realizada que afectaba al día en cuestión.

Cuando un usuario disponga de varios contratos de acceso sobre una misma instalación, el usuario deberá especificar sobre la cantidad que de dicha nominación se aplica a cada uno de ellos.

Los operadores del sistema gasista podrán aceptar una nominación por encima de la capacidad contratada, siempre que exista capacidad disponible, sin que ello suponga un aumento de la capacidad contratada. El criterio de reparto, para el caso de solicitudes coincidentes, será proporcional a la capacidad contratada.

El titular de la instalación de transporte correspondiente y, en su caso, el Gestor Técnico del Sistema podrán rechazar las nominaciones recibidas en caso de que dichas nominaciones supongan que el volumen correspondiente al almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte del usuario que ha realizado las nominaciones supere el almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución.

Toda nominación tendrá que ser aceptada o denegada, dentro de los límites horarios marcados para tal fin en el protocolo de detalle PD-07. En caso de que no haya comunicación en contra, una nominación emitida se supone aceptada.

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

En caso de que se haya denegado una nominación se tendrá en cuenta lo previsto en el punto 4.8.

En caso de que durante el proceso de nominación ocurran indisponibilidades no programadas se tendrá en cuenta lo previsto en el punto 4.9.

El Gestor Técnico del Sistema enviará de forma periódica a la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

1. Nominaciones realizadas, validadas, rechazadas y concedidas.
2. Capacidad nominada y disponible para cada instalación.

4.4. Procedimientos de nominación.

4.4.1. Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios.-Los usuarios enviarán al operador de cada red de distribución una nominación por el consumo previsto en sus redes.

Los operadores de la red de distribución, teniendo en cuenta las nominaciones realizadas por los usuarios y considerando su correspondiente consumo a tarifa, validarán la viabilidad de la operación del sistema relacionada con las nominaciones.

Cuando la Operación Normal del Sistema relacionada con una o varias nominaciones no sea viable y se deniegue, el operador comunicará a los usuarios afectados que les ha sido asignada la capacidad contratada.

Cuando la operación del sistema relacionada con las nominaciones sea viable, el operador de la red de distribución confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente, y nominará al operador de la instalación a la que esté conectado.

4.4.2. Nominación a los operadores de las redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación por parte de los distribuidores.-Cuando la operación del sistema relacionada con las nominaciones en la red de distribución correspondiente sea viable, el operador de la red de distribución confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente y nominará:

Al operador de la red de transporte a la cual está conectada su red de distribución, por los puntos de conexión entre ambas redes.

Al operador de la planta de regasificación para la carga de cisternas de GNL.

Los operadores de la red de distribución nominarán por la parte correspondiente al consumo a tarifa en su red de distribución. La nominación del consumo a tarifa se basará en predicciones de demanda realizadas con métodos de eficacia contrastables y de reconocido prestigio, tal y como se describe en el protocolo de detalle correspondiente.

4.4.3. Nominaciones a los operadores de redes de transporte por parte de los usuarios.-El operador de una red de transporte recibirá de los usuarios las nominaciones asociadas a los puntos de entrada a su red de transporte y a los puntos de salida de la red de transporte, dentro del periodo correspondiente de recepción de nominaciones.

Los operadores de las redes de transporte, teniendo en cuenta las nominaciones realizadas por los usuarios y los distribuidores según el apartado 4.4.2, validarán la viabilidad de las nominaciones.

Cuando la Operación Normal del Sistema relacionada con una o varias nominaciones no sea viable y se deniegue, el operador comunicará a los usuarios correspondientes que les ha sido asignada la capacidad contratada.

Cuando la operación del sistema relacionada con las nominaciones sea viable, el operador confirmará las nominaciones a los usuarios y operadores implicados antes de la hora límite.

4.4.4. Nominaciones a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista por parte de los usuarios.-Los operadores de otras instalaciones del sistema gasista: Plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, gasoductos internacionales, o yacimientos, recibirán las nominaciones correspondientes por parte de los usuarios con contrato de acceso, a estas instalaciones.

Si dicha comunicación se realiza dentro del periodo de recepción de nominaciones el usuario podrá volver a enviar la nominación correspondiente. En caso contrario deberá esperar al siguiente periodo de renominación.

Cuando la operación de la instalación relacionada con una o varias nominaciones no sea viable por superar la capacidad de la instalación y se deniegue, el operador se lo comunicará a los operadores y usuarios correspondientes prorrateándoles la capacidad solicitada de acuerdo a lo siguiente:

Se concederá la capacidad solicitada a todos los usuarios que hayan nominado una capacidad menor o igual a la contratada. Para el resto se les concederá la contratada, repartiendo la capacidad sobrante de forma proporcional a la capacidad contratada.

Cuando la operación de la instalación relacionada con las nominaciones sea viable, el operador confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente.

En el caso de los puntos de conexión entre las redes de transporte y las otras instalaciones del sistema gasista, los operadores de ambas infraestructuras deberán casar las entradas y salidas de gas en los puntos de conexión de sus instalaciones.

4.5. Renominaciones.-Una renominación es una revisión de una nominación previamente aceptada. Las renominaciones se enviarán al transportista y al distribuidor afectados simultáneamente.

La renominación tendrá el mismo contenido y formato que la nominación y seguirá el mismo procedimiento general en cada caso.

La renominación se realizará en los periodos establecidos a tal fin en el protocolo de detalle PD-07.

Para nominaciones de consumidores finales, sólo se podrá renominar en el caso de consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-01).

La aceptación de una renominación anulará en todo o en parte a la nominación.

La renominación realizada en el día previo al día de gas podrá afectar a todo el periodo horario del día de gas.

La renominación realizada en el día de gas afectará al período horario que va de las 12:00 horas a las 24:00 horas.

En concreto, para los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-01) se cambiará la nominación para ese periodo horario hora por hora. Para el resto de usuarios y dado que la renominación afecta a medio día, se considerará que sólo afecta a la parte del período diario posterior a las 12:00 horas del día de gas. Se

dividirá el valor total de la renominación entre 24 y se multiplicará por las 12 horas que restan para finalizar el día.

Los usuarios que nominen por consumos relacionados con la producción de energía eléctrica, en el caso de que dicha producción eléctrica se negocie y se acepte en el pool eléctrico, podrán renominar tantas veces como su mercado intradiario lo haga necesario. Excepcionalmente en este caso y para el correcto funcionamiento del sistema gasista, se enviará la nominación en paralelo a los transportistas y al Gestor Técnico del Sistema. Dicha nominación se aceptará o denegará en la hora siguiente al momento de su nominación.

4.6. Periodicidad y alcance de nominaciones y renominaciones.-Las nominaciones para las instalaciones de las redes de transporte se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y Nominaciones en Infraestructuras de Transporte».

Las programaciones para las instalaciones de las redes de transporte se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-08 «Programaciones Y Nominaciones de Consumos en Redes de Distribución».

4.7. Asignación de nominación o renominación en caso de denegación: En caso de denegación de una nominación y ante la falta de una nueva nominación al final del período de nominación se seguirá el siguiente procedimiento.

Se asignará como nominación la última programación semanal para el día de gas correspondiente. El operador comprobará la viabilidad de las nominaciones.

En caso de ser viable quedará asignada la programada.

En caso de no ser viable:

Si no hay indisponibilidad, se asignará como nominación la capacidad contratada.

Si hay indisponibilidad se estará a lo dispuesto en el punto 4.8.

En caso de denegación de una renominación, se aplicará el procedimiento anteriormente descrito a la última nominación existente.

4.8. Asignación de nominación en caso de indisponibilidades de determinadas instalaciones no programadas.-En caso de indisponibilidades no programadas se seguirá el siguiente procedimiento:

Se asignará como nominación la última programación para el día de gas correspondiente. El operador comprobará la viabilidad de las nominaciones.

En caso de ser viable quedará asignada como nominación la programación.

En caso de no ser viable se asignará como nominación la capacidad disponible. La asignación de capacidad disponible será proporcional a la capacidad contratada por cada usuario.

4.9. Denegación de una nominación o renominación.-Son posibles causas de denegación de una nominación o renominación 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 punto de salida para el que se nomina.

El usuario no dispone de existencias en el sistema, o bien para afrontar la nominación necesita disminuir su almacenamiento por debajo de las existencias mínimas operativas necesarias para garantizar el funcionamiento del sistema.

Las nominaciones efectuadas por cada usuario se denegarán si no se cumplen los balances que se indican en el apartado 7.2 de la norma NGTS-07 «Balance». En tal caso se avisará al usuario correspondiente para que normalice su situación.

Indisponibilidad justificada en determinadas instalaciones que afecte a la capacidad total o parcial del sistema gasista.

Una renominación puede ser denegada por las mismas causas que una nominación.

La denegación de una nominación o renominación irá acompañada del motivo de denegación.

4.10. Viabilidad de las programaciones y nominaciones.-El Gestor Técnico del Sistema, en función de los balances comerciales provisionales de cada sujeto, y de las programaciones mensuales, semanales y nominaciones recibidas, analizará la viabilidad de las mismas.

Podrá no ser viable alguna de las programaciones o nominaciones recibidas en el caso de que:

En programaciones semanales y diarias (nominaciones), se produjese una fuerte desviación entre las cantidades programadas o nominadas y la actualización de las mediciones que se vayan conociendo durante la generación de los balances provisionales de cada usuario, y que afecten a sus existencias operativas. Para reducir el alcance de este problema, el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de la información telemétrica de los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02).

A través del distribuidor dispondrá de información del reparto más actualizado del resto de los clientes:

En el caso de programaciones mensuales, si la diferencia entre entradas y salidas al sistema de transporte pudiesen, a juicio del Gestor Técnico del Sistema, afectar por exceso o defecto a la operativa del sistema de transporte.

Norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-04 «Nominaciones», redactada 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

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, m³, 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 telemedida 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 telemedida deberán ser compatibles con los sistemas de gestión de telemedida del distribuidor y/o transportista, permitiendo así la comunicación para transmisión de datos al mismo.

Las instalaciones de medida dotadas de un sistema de telemedida permitirán la visualización de los parámetros de entrega de gas en campo y desde el centro gestor de telemedida 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»

La Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-06 «Repartos», queda reemplazada por el texto publicado en la página Web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio <http://www.mityc.es/Gas/Seccion/NGTS> con fecha de 24 de junio de 2008, conforme establece el apartado primero de la Res. de 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», el protocolo de detalle PD-02 «criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto» y se aprueba el protocolo de detalle PD-11 «procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte» («B.O.E.» 15 julio).

6.1 Condiciones generales

6.1.1 Definición.- El reparto es el proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado entre los distintos sujetos del sistema gasista involucrados.

Este proceso será realizado por el responsable del reparto mediante los procedimientos de reparto correspondientes, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

Los repartos se realizarán con detalle diario en función de las mediciones y/o de las estimaciones y/o de las nominaciones.

6.1.2 Puntos de reparto del sistema gasista

- Puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución. (PCTD)
- Puntos de entrada al sistema de transporte:
 - o Puntos de conexión con gasoductos internacionales. (PCI)
 - o Puntos de conexión de gasoductos de transporte con almacenamientos. (PCA)
 - o Puntos de conexión de gasoductos de transporte con yacimientos. (PCY)
 - o Puntos de conexión de gasoductos de transporte con planta de regasificación de GNL. (PCPR)
- Puntos de carga de cisternas en plantas de regasificación (PSAT)
- Puntos de conexión entre gasoductos de transporte de dos titulares diferentes. (PCTT)
- Puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD).
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales. (PCLD), incluyendo los puntos de consumo de gas de operación.
- Puntos de descarga/carga de buques (PCDB).

6.1.3 Responsables del reparto.-El titular de la red de distribución será el responsable de hacer los repartos en los puntos de conexión de redes de transporte con redes de distribución.

En los puntos de conexión entre gasoductos de transporte de diferentes transportistas y en gasoductos internacionales, el responsable del reparto se acordará entre los transportistas interconectados.

En los puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales, el responsable del reparto será el transportista.

En los puntos de conexión de los gasoductos de transporte con los almacenamientos subterráneos básicos el responsable del reparto será el Gestor Técnico del Sistema.

En el resto de los puntos indicados en el apartado 6.1.2, el responsable será el titular de la unidad de medida.

En el plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente norma, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web un listado de todos los puntos de conexión del sistema donde debe realizarse un reparto, indicando el agente responsable de dicho reparto en cada punto de conexión al cual debe dirigirse el usuario en caso de discrepancias respecto al mismo.

6.1.4 Publicación de los procedimientos de reparto .-Todos los procedimientos de reparto de transportistas y distribuidores serán públicos y contrastables por los distintos sujetos del sistema.

Los distribuidores y transportistas deberán publicar los procedimientos de reparto y perfiles de consumos en su página web.

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

La Comisión Nacional de Energía resolverá las discrepancias que se pudieran presentar en relación con los procedimientos de reparto y su aplicación.

6.2 Procedimientos de reparto.

El reparto se enviará por el responsable del reparto al Gestor Técnico del Sistema, y en su caso, al otro titular interconectado aguas arriba, con el detalle y en los plazos establecidos en el apartado 6.4. Todos los envíos de información se realizarán a través de la conexión SL-ATR / SCTD.

Se podrá consultar la información del reparto a través de los sistemas SL-ATR ó SCTD, según corresponda de acuerdo con el nivel de detalle establecido en los protocolos de detalle correspondientes. En caso de discrepancias, los sujetos afectados podrán solicitar información adicional a los responsables del reparto.

El reparto se considerará:

a) Cerrado: una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones y repartido el total de la cantidad a repartir.

b) Abierto: en cualquier otro caso.

Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida enviará en los plazos establecidos al responsable de elaborar el reparto y al Gestor Técnico del Sistema la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de la telemida de los puntos de entrega entre redes. El responsable del reparto asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.

6.2.1 Repartos en puntos de entrada a la red de transporte.-Los repartos en puntos de entrada a la red de transporte se realizarán conforme a lo establecido en el Protocolo de Detalle PD-11.

6.2.2 Repartos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución (PCTD).-Los repartos en puntos de entrada a la red de transporte se realizarán conforme a lo establecido en el Protocolo de Detalle PD-02.

En el caso de una red de distribución alimentada mediante varios PCTDs, y a los efectos de reparto, se considerará que todos ellos constituyen un único punto de conexión.

6.2.2.1 Reparto diario “n+2” en PCTD.-El reparto diario “n+2” se realizará sobre la base de la información de la telemida de los puntos de entrega transporte - distribución, telemida de clientes y, en caso de no estar disponible o no existir la telemida, sobre estimaciones del distribuidor basadas en: la telemida de puntos de entrega entre redes, las nominaciones, las variables climatológicas reales del día de consumo y los consumos históricos, perfiles de consumo y otras variables.

El responsable del reparto, asignará el total de dicha cantidad medida en el PCTD a todos los usuarios implicados.

6.2.2.2 Revisiones al reparto diario “n+2” en PCTD.-Los usuarios afectados podrán solicitar revisiones al reparto “n+2” de cada día de gas.

Si no se produjera objeción alguna en los plazos establecidos en el apartado 6.4, tales repartos se entenderán aceptados por el usuario.

En caso de objeción a los mismos, la solicitud de revisión se enviará al responsable del reparto, con copia al Gestor Técnico del Sistema, y contendrá el concepto del reparto que el usuario solicita revisar y el motivo por el que se solicita.

En los plazos establecidos, el distribuidor dará respuesta a las peticiones de revisión del reparto diario “n+2”, informando al Gestor Técnico del Sistema.

6.2.2.3 Reparto definitivo en PCTD.-El reparto definitivo con desglose diario para cada usuario, coincidirá con la suma de las mediciones y de las estimaciones, realizadas por los distribuidores en los puntos de suministro, incrementadas en las mermas de distribución en vigor y en diferencias de medición.

La suma de los repartos definitivos asignados a los usuarios en cada uno de los PCTD coincidirá en todo momento con la emisión de entrada en dicho PCTD. No obstante, de la cantidad a repartir entre los usuarios se descontarán las cantidades medidas en los puntos de conexión de otras redes de distribución conectadas en cascada.

En el caso de distribuidores conectados a redes de otros distribuidores, coincidirá con la medición en el punto de entrega al distribuidor aguas abajo.

A efectos del reparto definitivo, los clientes se clasifican en:

- Clientes tipo 1: son los puntos de suministro con telemedida o con fecha de lectura a final de mes, de los cuales se dispondrá el dato definitivo el mes “m+1”.
- Clientes tipo 2: son los puntos de suministro con lectura en lotes de lectura intermensuales o bimestrales en los que se estima su consumo en meses naturales en base a unos perfiles de consumo.

6.2.2.4 Diferencias de medición en PCTD

Se define la cuenta de “Diferencias de Medición” como:

$$DM = E - F_{\text{tipo1}} - F_{\text{tipo 2}} - M_{\text{tipo 1}} - M_{\text{tipo 2}} - D$$

Siendo:

E: emisión de entrada a la red de distribución (medidas en los PCTD)

Ftipo 1: mediciones y estimaciones de consumo realizadas por el distribuidor de clientes tipo 1.

Ftipo 2: mediciones y estimaciones de consumo realizadas por el distribuidor de clientes tipo 2.

Mtipo 1: mermas de distribución en vigor correspondientes a clientes tipo 1.

Mtipo 2: mermas de distribución en vigor correspondientes a clientes tipo 2.

D: medidas en los puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).

Dichas diferencias de medición, a partir del 1 de julio de 2008, serán asumidas temporalmente por cada uno de los comercializadores que tengan clientes tipo 2 en función de la asignación del consumo mensual de dichos clientes en los repartos diarios “n+2”. En el caso de que no existan clientes tipo 2 en la red, dichas diferencias se imputarán de forma análoga, según los clientes tipo 1.

Mensualmente, la distribuidora elaborará un informe con las mediciones y estimaciones de consumo, las mermas reconocidas de distribución y las diferencias de medición mensual y acumulada por comercializador en cada PCTD, y comunicará el resultado a cada usuario con el detalle indicado en el PD-02.

Antes del 1 de septiembre de cada año, las distribuidoras realizarán un informe de cierre de la cuenta de diferencias de medición (DM) del periodo comprendido entre el 1 de junio del año anterior y el 31 de mayo del año en curso. De forma excepcional, el primer periodo comprenderá desde el 1 de julio de 2008 hasta el 31 de mayo de 2009.

En este informe se indicará, con detalle mensual para cada una de las redes de distribución y para cada usuario:

- la emisión en los PCTD que alimenten a la red de distribución neta de salidas a otras redes conectadas en cascada
- la asignación de las diferencias de medición realizada (DM)
- las mermas en vigor retenidas
- las mediciones y estimaciones de consumo efectuadas, indicando la fracción del consumo y el número de suministros para los que se dispone de lectura de contador, declaraciones del consumo por

parte del cliente y estimaciones. Asimismo, se indicará la metodología seguida para la realización de las estimaciones.

Dicho informe se enviará a la Comisión Nacional de Energía y al Gestor Técnico del Sistema. Asimismo, se enviará a cada uno de los usuarios la información relativa a sus suministros.

Las Comisión Nacional de Energía, oídos a los interesados, publicará en un plazo de tres meses a partir de la recepción del informe las liquidaciones que se deberán realizar entre los usuarios y los distribuidores para compensar el saldo anual de la cuenta de diferencias de medición. Para ello, se valorará el saldo mensual de esta cuenta al precio aplicable cada mes al suministro de gas de operación y gas talón del sistema de transporte.

El Gestor Técnico del Sistema, en la elaboración de la propuesta anual de coeficientes de mermas en las instalaciones que haya de realizar en cumplimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, incluirá el informe de cierre anual de la cuenta de diferencias de medición en las redes de distribución.

6.2.3 Repartos en los puntos de carga de cisterna en plantas de regasificación (PSAT)

6.2.3.1 Reparto diario “n+2” .-El reparto diario “n+2” relativo a la carga de cisternas en plantas de Regasificación será realizado por el titular de la planta de regasificación que ha expedido la cisterna de GNL, sobre la base de los datos aportados por el distribuidor o estimaciones propias.

6.2.3.2 Revisiones al reparto diario “n+2” .-Se seguirá el mismo procedimiento que para el reparto en PCTD.

6.2.3.3 Reparto definitivo.-Se seguirá el mismo procedimiento que para el reparto en PCTD.

Para determinar los posibles ajustes de existencias en las plantas satélites de GNL, el distribuidor proporcionará al Gestor Técnico del Sistema el reparto en cada planta satélite en base a la facturación en los puntos de suministro suministrados desde las mismas, de forma análoga a lo realizado en los PCTD.

Los posibles ajustes de existencias en la planta satélite de GNL serán considerados en los repartos diarios “n+2” de las cargas posteriores de cisternas.

6.2.4 Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD) .-Para realizar el reparto en los puntos de conexión con líneas directas (PCLD), se utilizará la Unidad de Medida (UM) del punto de conexión propiedad del transportista que entrega el gas. En los casos que no está disponible dicha UM, podrá utilizarse la UM propiedad del consumidor.

En estos puntos existirá un procedimiento detallado sobre el intercambio de información entre transportista y consumidor, con objeto de que la información de medida esté disponible en los plazos y con la calidad establecida. En particular, dicho procedimiento establecerá la frecuencia de lectura y envío de datos y asegurará la compatibilidad de los equipos de la UM, con el sistema de telemida del transportista.

Los repartos serán elaborados por el transportista, que asignará el total de la cantidad a repartir.

En el caso de existir consumidores conectados mediante línea directa que sean suministrados por varios comercializadores, el transportista deberá informar con la antelación suficiente al Gestor Técnico del Sistema del criterio de reparto a utilizar.

6.2.4.1 Reparto diario “n+2” .-Para elaborar el reparto diario “n+2”, el titular responsable de la medida en el punto de conexión enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al

Gestor Técnico del Sistema la cantidad a repartir de acuerdo con los datos de telemetria o lectura en el punto de conexión.

6.2.4.2 Revisiones al reparto diario “n+2” .- Se seguirá el mismo procedimiento que para el reparto en PCTD.

6.2.4.3 Reparto definitivo.- El reparto definitivo, con desglose diario, será elaborado por el transportista.

6.2.5 Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT) .-Se asignará a cada usuario como flujo de entrada a través del PCTT las cantidades que le hubieran sido asignadas en los puntos salida de esa red, más las mermas en vigor que fueran de aplicación, menos las cantidades que le hubieran sido asignadas en puntos de entrada de esa red de transporte.

El cálculo del reparto se realizará a partir de los datos de la red de transporte con menor número de salidas y en caso de igualdad, con aquella que tenga menor número de entradas.

La diferencia entre la cantidad físicamente medida en el PCTT y la suma de las cantidades asignadas a los usuarios se contabilizará en una cuenta de Balance Residual del Sistema (BRS). En balance físico de la red de transporte mencionada se llevará un registro de las cantidades que correspondan a diferencias entre las mermas reales y las mermas en vigor para la red de transporte.

Para elaborar el reparto, se utilizará la unidad de medida en el punto de conexión, propiedad del transportista que entrega el gas. En los casos que no esté disponible dicha unidad de medida o así se acuerde expresamente entre los transportistas interconectados, podrá utilizarse otra unidad de medida.

Si en el punto de conexión hubiera más de unidad de medida se agregarán las medidas (teniendo en cuenta los sentidos del flujo) para obtener un único dato físico a repartir.

En estos puntos de conexión existirá un procedimiento detallado sobre el intercambio de información entre transportistas, con objeto de que la información de medida esté disponible en los plazos establecidos. En particular este procedimiento establecerá la frecuencia de lectura y envío de datos.

Para realizar el reparto en los puntos de conexión de gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT), se considerará para cada sujeto en la red de transporte y para cada red de transporte un punto único de conexión con la otra red de transporte y se supondrá que todo el gas se entrega al sujeto en ese punto.

6.2.5.1 Se asignará a cada usuario como flujos de entrada a una red de transporte a través de PCTTs Reparto diario “n+2” .-El titular responsable de la unidad de medida enviará, en los plazos establecidos, al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de telemetria o lectura en el punto de conexión. El reparto será elaborado por el transportista acordado entre las partes.

6.2.5.2 Revisiones al reparto diario “n+2” .-Los sujetos afectados podrán solicitar en los plazos establecidos, revisiones del reparto diario “n+2” de cada día de gas. Si no se produjera objeción alguna en los plazos establecidos de los repartos diarios “n+2” emitidos en el punto de conexión, el reparto se entenderá aceptado por el sujeto.

En los plazos establecidos, el responsable del reparto dará respuesta a las peticiones de revisión del reparto diario “n+2” recibido, informando al Gestor Técnico del Sistema y si fuera necesario actualizando la información en el sistema SL-ATR.

6.2.5.3 Reparto definitivo .-El titular responsable de la unidad de medida enviará, en los plazos establecidos, al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema las cantidades medidas en el punto de conexión con desglose diario.

Apartado 6.2.5 de la norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-06 «Repartos», redactado conforme establece el artículo primero de la Res. de 23 de octubre 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.» 10 noviembre).

Vigencia: 11 noviembre 2008

6.3 Regularizaciones a los repartos definitivos.-Los repartos definitivos de cada mes incluirán las regularizaciones sobre los repartos definitivos de los dos meses anteriores, con indicación del mes de consumo a que hacen referencia y con el detalle establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Las regularizaciones correspondientes a períodos de reparto definitivo cerrados se imputarán al último reparto definitivo no cerrado.

6.4 Plazos

6.4.1 Puntos de conexión transporte distribución PCTD

6.4.1.1 Plazos para el reparto diario "n+2"

a) Envío de cantidades diarias a repartir en cada PCTD antes de las 8 horas del día siguiente al día de gas.

b) Envío de las cantidades emitidas en los PCDD antes de las 14 horas del día siguiente al día de gas.

c) Envío del reparto diario "n+2" del día "n" antes de las 14 horas del segundo día posterior al día de consumo.

d) Peticiones de revisión de los repartos diarios "n+2" por parte de los usuarios antes de las 20 horas del tercer día desde su publicación.

e) Respuesta a las peticiones de revisión de repartos diarios antes de las 20 horas del segundo día posterior a la petición de revisión

6.4.1.2 Plazos para repartos definitivos

a) Envío de cantidades a repartir (incluye medición del mes, con desglose diario, y posibles regularizaciones a la medida de meses anteriores) en cada PCTD antes del sexto día laborable del mes siguiente al que hace referencia.

b) Envío de repartos definitivos antes del decimoquinto día laborable al mes siguiente al que hace referencia.

6.4.2 En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD)

6.4.2.1 Plazos para el reparto diario "n+2" .-Envío de cantidades diarias de cada PCLD para elaborar el reparto diario "n+2" antes de las 8 horas del día siguiente al día de gas.

6.4.2.2 Plazos para el reparto definitivo .-Envío de cantidades mensuales, con desglose diario, de cada PCLD para elaborar el reparto definitivo que incluye posibles regularizaciones a la medida de meses anteriores, antes del sexto día laborable del mes siguiente al que hace referencia.

6.4.3 En punto de conexión de gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT)

6.4.3.1 Plazos para reparto diario (n+2)

a) Antes de las 10:00 h del día siguiente al día de gas, el titular de la unidad de medida enviará la cantidad física a repartir en el punto de conexión al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema para elaborar el reparto diario “n+2”.

b) Antes de las 14:00 h del segundo día posterior al día de gas se enviarán a los usuarios las cantidades repartidas.

c) Antes de las 20:00 h del tercer día desde la publicación de los repartos diarios "n+2", los usuarios podrán realizar peticiones de revisión de esos repartos. d) Antes de las 20:00 h del segundo día posterior a la petición de revisión, se dará respuesta a las peticiones de revisión de repartos diarios “n+2”.

6.4.3.2 Plazos para el reparto definitivo

a) Antes del sexto día laborable del mes siguiente al de referencia, el titular de la unidad de medida enviará la cantidad física mensual a repartir en el punto de conexión con desglose diario al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema, reflejando, en su caso, las regularizaciones de medida.

b) Antes del decimoquinto día laborable del mes siguiente al que hace referencia se enviará la cantidad repartida.

6.4.4 Resto de puntos de conexión del sistema

6.4.4.1 Plazos para el reparto diario “n+2”

a) Envío de cantidades provisionales a repartir en cada punto antes de las 10 horas del día siguiente al día de gas.

b) Realización del reparto “n+2” antes de las 12 horas del día siguiente al día de gas.

c) Antes de las 20:00 h del tercer día desde la publicación de los repartos diarios "n+2", los usuarios podrán realizar las peticiones de revisión de esos repartos.

d) Antes de las 20:00 h del segundo día posterior a la petición de revisión, se dará respuesta a las peticiones de revisión de repartos diarios “n+2”.

6.4.4.2 Plazos para el reparto definitivo

a) Envío de las cantidades definitivas a repartir con desglose diario antes del tercer día laborable del mes siguiente a que hace referencia.

b) Envío de repartos definitivos antes del decimoquinto día laborable al mes siguiente al que hace referencia.

Apartado 6.4.3 y 6.4.4 de la norma de gestión técnica del Sistema gasista NGTS-06 «Repartos», redactado conforme establece el artículo segundo de la Res. de 23 de octubre 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.» 10 noviembre).

Vigencia: 11 noviembre 2008

NGTS-07 «Balance»

7 Balance

7.1. Conceptos generales.

7.1.1. Balances periódicos individualizados.-El Gestor Técnico del Sistema realizará balances periódicos individualizados para todos y cada uno de los sujetos que utilicen las instalaciones del sistema gasista. Estos balances contendrán toda la información relativa al cómputo energético de las entradas y salidas, nivel de existencias y nivel de autonomía y serán puestos a disposición de los usuarios a través de medios telemáticos.

Se publicarán dos tipos de información:

Balance diario o balance (n+2): Este balance se elaborará de forma diaria y agregada para cada usuario con la información de los repartos provisionales realizados. Tiene como objetivo el control y la ayuda en la gestión de las existencias de los usuarios en el sistema gasista, así como la identificación de los sujetos en situación de desbalance. El balance tendrá el siguiente desglose:

Balance diario de gestión del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.

Balance diario en plantas de regasificación.

Balance diario en almacenamientos subterráneos.

Información detallada de repartos definitivos: Esta información se elaborará por el Gestor Técnico del Sistema de forma mensual y detallada por día y por usuario. El principal objetivo de esta información es el cuadro de los balances con la información de facturación de gas. La información incluirá el detalle de las posibles regularizaciones, correspondientes a meses anteriores. El balance diario para cada usuario, como mínimo, el siguiente detalle:

Movimiento y Balance de GNL en plantas de regasificación, expresado en kWh para cada una de las instalaciones en las que opere el sujeto en cuestión.

Movimiento y Balance de gas natural (GN) en redes de transporte y en almacenamientos, considerando el cómputo energético.

7.1.2. Balances físicos por instalación.-Complementariamente, los operadores del sistema gasista deberán realizar balances físicos del gas que transita por sus instalaciones. Tendrán como finalidad:

Garantizar la correcta operación de los sistemas.

Controlar y minimizar el volumen de las mermas asociadas a las correspondientes operaciones.

Los balances físicos por instalación tendrán en cuenta las mediciones efectuadas en los diferentes puntos y proporcionarán el volumen de gas entregado a lo largo del mes en cada punto de entrada y salida de las instalaciones de transporte, o, en su caso, de la red de distribución, y el Poder Calorífico Superior correspondiente, obtenido del cromatógrafo definido como punto de control de calidad de gas asociado.

Los balances físicos relativos a las instalaciones de regasificación y transporte, serán supervisados por el Gestor Técnico del Sistema, quién determinará su alcance y periodicidad en función de su incidencia en la operación del Sistema.

7.2. Balance Diario (n+2).

7.2.1. Requisitos generales.-El balance diario se elaborará para cada día de gas, dándose a conocer a los usuarios y sujetos afectados antes de las 22 h. del segundo día laborable posterior al día de gas.

Todas las comunicaciones entre aquéllos y el Gestor Técnico del Sistema se realizarán a través del Sistema Logístico SL-ATR dispuesto para este fin.

El balance comercial diario se realizará conforme a lo indicado a continuación, con la mejor información de repartos disponible.

Para cada uno de los usuarios (incluyendo los responsables del suministro a tarifa), el Gestor Técnico del Sistema cuantificará y notificará, en su caso, para cada usuario los siguientes extremos:

Balance diario de gas almacenado en tanques de plantas de regasificación: Un balance de GNL por instalación, cuantificando las existencias iniciales y finales en términos de energía (kWh) y de volumen (m³ de GNL), en función de los datos disponibles de las entradas, salidas, mermas, autoconsumos e intercambios entre sujetos, incluyendo los talones.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR y serán aportados a éste por los operadores de las respectivas instalaciones, estableciéndose el correspondiente Balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

$$\text{Ex. Inic} + \text{Entradas} - (\text{Mermas} + \text{Autoconsumos}) - \text{Salidas} - \\ - \text{Ex. Final} + \text{Intercambios} = 0$$

A estos efectos, las entradas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas al respectivo sujeto en los puntos de entrada a cada instalación, obteniéndose las Salidas como la suma de las cantidades regasificadas, establecidas en función de la nominación efectuada, de las cantidades efectivamente entregadas en forma de GNL y las cargas de buques efectuadas.

Las existencias finales determinan la cantidad de gas propiedad del sujeto afectado a las 24:00 horas de cada día de gas en las correspondientes instalaciones. A los efectos oportunos, las existencias finales se expresarán en días equivalentes de capacidad contratada en la correspondiente instalación.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de existencias de GNL en la planta con otros usuarios de la planta en el día analizado.

Balance diario de gestión del almacenamiento en la red de gasoductos de transporte: Un Balance de gas natural (GN) determinando las existencias finales, cuantificadas en términos de energía (kWh) y en días equivalentes a las cantidades contratadas, propiedad del usuario y calculadas en función de existencias iniciales y los datos de las entradas por instalación y salidas en la red de transporte desagregadas por grupo distribuidor, incluyendo mermas, autoconsumos, el nivel mínimo de llenado de gasoductos y los intercambios entre sujetos.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR.

El balance se elaborará de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

$$\text{Ex. Inic} + \text{Entradas} - (\text{Mermas} + \text{Autoconsumos}) - \text{Salidas} - \\ - \text{Ex. Final} + \text{Intercambios} = 0$$

Las Entradas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, almacenamientos y conexiones internacionales.

Las salidas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de salida de la red de transporte.

Las existencias finales resultantes determinan la cantidad de gas propiedad del usuario a las 24:00 h de cada día de gas en las instalaciones correspondientes.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de existencias de gas natural (GN) con otros usuarios del sistema de transporte en el día analizado.

Balance diario de gas en instalaciones subterráneas de almacenamiento: Un Balance de gas natural (GN) determinando las existencias finales, cuantificadas en términos de energía (kWh), propiedad del usuario y calculadas en función de existencias iniciales y los datos de las inyecciones y extracciones a la red de transporte, mermas, autoconsumos e intercambios entre sujetos.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR y serán aportados a éste por los operadores de las respectivas instalaciones, estableciéndose el correspondiente Balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

$$\text{Ex. Inic} + \text{Inyecciones} - (\text{Mermas} + \text{Autoconsumos}) - \\ - \text{Extracciones} - \text{Ex. Final} + \text{Intercambios} = 0$$

Las existencias finales resultantes determinarán la cantidad de gas propiedad del usuario a las 24:00 h de cada día de gas en las instalaciones correspondientes.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de existencias de gas natural (GN) con otros usuarios de los almacenamientos en el día analizado.

7.2.2. Revisiones al balance diario (n+2).-Los sujetos afectados podrán solicitar revisiones al balance de cada día de gas.

Si no se produjera objeción alguna referente a los balances diarios emitidos, antes de transcurridos cinco días laborables de su emisión, tales balances se entenderán aceptados por el usuario.

Caso de objeción a los mismos, la solicitud de revisión contendrá:

Concepto del Balance que el usuario estima erróneo.

Motivo por el que, a su juicio, se ha producido el error.

En los dos días hábiles siguientes a la petición de la revisión del balance diario, el Gestor Técnico del Sistema dará respuesta a las peticiones de revisión recibidas. En consecuencia, el balance de un mes natural quedará cerrado el noveno día hábil del mes siguiente.

Una vez se conozca el reparto definitivo, éste no modificará el balance diario cerrado.

7.2.3. Regularizaciones al balance diario «n+2» por el reparto definitivo.- Regularizaciones al balance diario «n+2» por el reparto definitivo.-Una vez se ha obtenido el reparto definitivo, las regularizaciones a repartos definitivos anteriores y las diferencias de medición, se calculará el ajuste del balance diario «n+2», que tendrá en cuenta la diferencia entre el reparto definitivo de un mes con respecto al reparto diario «n+2» cerrado de ese mismo mes, así como las regularizaciones a repartos definitivos anteriores y las diferencias de medición.

Estos ajustes se imputaran repartidos por igual en cada uno de los días del mes natural siguiente al que se comunique a los usuarios y formarán parte del reparto diario «n+2» a todos los efectos.

Apartado 7.2.3 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07, redactado por el apartado segundo de la Res. de 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», el protocolo de detalle PD-02 «criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto» y se aprueba el protocolo de detalle PD-11 «procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte» («B.O.E.» 15 julio).

Vigencia: 16 julio 2008

7.3. Información detallada de repartos definitivos.-El Gestor Técnico del Sistema publicará en el SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red) información detallada de repartos definitivos con un desglose por comercializador, día y punto de conexión transporte-distribución, así como el detalle de las regularizaciones sobre el balance diario y el mes de imputación.

Dicha información se publicará antes del vigésimo día laborable del mes siguiente al del reparto definitivo.

Apartado 7.3 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07, redactada por el apartado segundo de la Res. de 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», el protocolo de detalle PD-02 «criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto» y se aprueba el protocolo de detalle PD-11 «procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte» («B.O.E.» 15 julio).

Vigencia: 16 julio 2008

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-9 «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 utilidades 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.

Véase Res. 4 diciembre 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el plan de actuación invernal 2007-2008, para la operación del sistema gasista («B.O.E.» 7 diciembre).

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 m³ 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

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.

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+2»), 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 5 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 (AOC).

Por defecto de GNL en una planta de regasificación.

Por defecto de existencias operativas (AOC+GNL).

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 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, excepto los contratos de tránsito internacional.

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 coste por exceso de almacenamiento en AOC (€/kWh/día).

El coste por exceso de almacenamiento en AOC (AOCce) se establece de la siguiente forma:

Por las existencias en exceso, hasta 0,2 días, se facturará un canon equivalente a 1,1 veces el canon de almacenamiento de GNL.

Por las existencias en exceso que se encuentren entre 0,2 y 0,5 días, se facturará un canon equivalente a 1,5 veces el canon de almacenamiento de GNL.

Por las existencias en exceso a partir de 0,5 días, se facturará un canon equivalente a 10 veces el canon de almacenamiento de GNL.

El usuario afectado deberá realizar sus nominaciones futuras en regasificación, conexiones internacionales, intercambios y/o almacenamiento subterráneo para adecuar las existencias en el AOC a los márgenes indicados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, evitando el exceso de almacenamiento en AOC.

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.-Se considera este tipo de desbalance cuando las existencias de gas de un usuario en una planta de regasificación o en el AOC se encuentran en valores negativos, pero la suma algebraica de sus balances de existencias de GNL y AOC es positiva.

Los cargos económicos por este tipo de desbalances son acumulativos con los indicados en el punto 9.6.5.

a) Existencias negativas en una planta de regasificación.-Cuando un usuario se encuentre en desbalance por existencias negativas en una planta de regasificación, se le facturará diariamente un cargo económico por el importe resultante de multiplicar la cantidad en defecto de gas por el coste por defecto de existencias en planta de regasificación (€/kWh/día).

El coste por defecto de existencias en una planta de regasificación (EPRcd) se establece en 1,1 veces el canon de almacenamiento de GNL.

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).

El titular de la instalación, previa comunicación al Gestor Técnico del Sistema, deberá suspender la regasificación por cuenta del usuario afectado.

b) Existencias negativas 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 coste por defecto de almacenamiento en AOC (€/kWh/día).

El coste por defecto de almacenamiento en AOC (AOCcd) se establece como el equivalente a 1,1 veces el término variable del canon de almacenamiento de GNL.

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.

9.6.5 Desbalance por defecto de existencias operativas.-Se considera que un usuario se encuentra en desbalance por defecto de existencias operativas cuando la suma algebraica de sus balances de existencias de GNL en las plantas de regasificación y en el AOC obtenga como resultado un valor negativo.

Cuando las existencias de un usuario presenten este tipo de desbalance, se le facturará diariamente un cargo por el importe resultante de multiplicar la cantidad en defecto de gas por el coste diario de defecto de existencias operativas (€/kWh/día).

El coste diario de defecto de existencias operativas (EOcd) se establece como el equivalente al 15% del Precio de Referencia para desbalances por defecto de existencias operativas.

El usuario en desbalance, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, deberá realizar todas las acciones que sean precisas para la restitución del defecto de gas en el sistema.

Si las medidas adoptadas por los usuarios o las limitaciones de tiempo no evitan la aparición de un desbalance que impida mantener las presiones mínimas garantizadas o que pueda poner en peligro la

estabilidad del sistema, se adoptarán las medidas establecidas en la Norma de Gestión Técnica NGTS-10 «Operación del sistema en situación excepcional».

9.6.6 Gas para desbalances por defecto de existencias operativas.-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+2».

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+2», 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, sin perjuicio de las cantidades devengadas en concepto de «coste diario de defecto de existencias operativas», definido en el apartado 9.6.5.

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.

9.6.7 Precio de referencia para desbalances por defecto de existencias operativas.-Como precio de referencia para desbalances por defecto 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 $1 \text{ kWh} = 0,00341 \text{ MMBtu} = 0,0341 \text{ therms}$.

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

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

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.

Véase 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).

10.2. Situación de Operación Excepcional. Consideraciones generales.-Se define como Situación de Operación Excepcional (SOE) aquella en la cual se prevé que no se cumplan cualesquiera 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 previsibles 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 SOEs, 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

12.1. Objeto.-Definir el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema a instancia de los sujetos del sistema gasista que se requieran para un funcionamiento óptimo del sistema.

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.-A efectos de la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista del Gestor Técnico del Sistema, éste 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 que sean de la propia iniciativa del Gestor Técnico del Sistema o que al mismo remitan, al amparo de la previsión de colaboración efectuada por el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el resto de los sujetos del sistema gasista.

La composición del grupo de trabajo será la siguiente:

Un Presidente, nombrado por el Gestor Técnico del Sistema, con derecho a voto.

Un Vicepresidente, nombrado por el Gestor Técnico del Sistema, con derecho a voto y que ejercerá las funciones de presidente, en ausencia de este.

Dos vocales, elegidos por y entre los transportistas registrados, con derecho a voto.

Cuatro vocales, elegidos por y entre los distribuidores registrados, con derecho a voto.

Cuatro vocales, elegidos por y entre los comercializadores registrados, con derecho a voto.

Dos vocales elegidos por y entre los consumidores que se autoabastezcan inscritos en el registro (o comercializadores en caso de que no hubiera consumidores que se autoabastezcan), con derecho a voto.

Un vocal, nombrado por la Comisión Nacional de Energía, sin derecho a voto.

Un vocal designado por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 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 Energía.

Cada miembro será designado por un periodo de dos años y podrá designarse asimismo durante el mismo período un representante suplente, para aquellas ocasiones en que el vocal titular no pueda acudir a la reunión del grupo. Para poder llevar a cabo cualquier sustitución se deberá comunicar al Secretario con anterioridad a la celebración de la reunión. Los miembros podrán, además, en caso no poder asistir ni

el vocal titular ni el suplente, delegar su voto en otro miembro del grupo, aunque siempre con indicación expresa del sentido de su voto y comunicación previa al Secretario.

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 como mínimo por mayoría y en caso de empate se dirimirá por el voto de calidad del Presidente.

El grupo se reunirá mensualmente, a no ser que no haya temas en la agenda. Al objeto de facilitar la asistencia, el calendario de reuniones regulares se fijará anualmente. El Presidente convocará reuniones con carácter extraordinario a decisión propia o a petición de más de cinco miembros del grupo, de la Comisión Nacional de Energía o de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

12.3. Organización de los trabajos.-Cualquier sujeto del sistema gasista podrá presentar propuestas y éstas podrán ser de modificación, revisión o actualización de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y de sus protocolos de detalle.

Las propuestas deberán presentarse por escrito, incluyendo una descripción de las mismas, e indicando claramente la parte de las Normas a la que se refieren y su finalidad, incluyendo al menos: Título, proponente, fecha, carácter urgente o no de la propuesta, información justificativa, finalidad y borrador de la modificación.

Las propuestas deberán remitirse al Secretario del grupo de trabajo para su inclusión en el orden del día de la próxima reunión y podrán ser presentadas a este directamente o a través de los vocales elegidos.

El secretario remitirá diez días antes de la fecha prevista para la reunión, el orden del día, indicando las propuestas a ser debatidas o sometidas a votación en la reunión, adjuntando las propuestas de modificación, revisión o actualización de las Normas a debatir, así como cualquier información adicional que considere necesaria.

Una vez celebrada la reunión, el secretario redactará el acta de la misma y la enviará a todos los miembros.

El Comité decidirá por mayoría simple sobre cada propuesta:

Si debe tramitarse con carácter urgente, para cuya consideración se considerarán si se producen las siguientes circunstancias:

La seguridad del sistema puede verse afectada.

La propuesta está asociada a un suceso de inminente acaecimiento.

En caso de considerarse urgente, se constituirá un subgrupo de estudio para la elaboración inmediata del informe de modificación o el propio Gestor Técnico del Sistema preparará dicho informe, que deberá ser remitido a los sujetos del sistema gasista, a la Comisión Nacional de Energía y elevado para decisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en un plazo máximo de dos semanas.

Si no se considera urgente, se decidirá si puede comenzar a elaborarse el informe de modificación o actualización de las normas o si la propuesta requiere un mayor estudio

Si se considera que la propuesta requiere un mayor estudio, el Presidente propondrá la creación de un subgrupo de estudio, que podrá estar integrado tanto por miembros del grupo de trabajo como por cualquier otra persona ajena al mismo.

El subgrupo de estudio elaborará un informe que detalle las cuestiones debatidas y las conclusiones alcanzadas en el plazo determinado por el Comité y en cualquier caso en un plazo no superior a seis meses. Dicho estudio se incluirá el orden del día para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera.

Si se considera que no es necesario un mayor estudio, se constituirá un subgrupo encargado de elaborar el informe de propuesta de actualización o modificación. El Presidente propondrá la composición del subgrupo, integrado preferentemente por miembros del grupo de trabajo y del que formará parte el proponente en caso de no ser miembro.

El subgrupo elaborará el 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 Comité.
- Un plan para su implantación, si fuera necesario.

En cualquier caso, la Comisión Nacional de Energía y el Gestor Técnico del Sistema participarán en todos los subgrupos.

Las propuestas aprobadas por el grupo de trabajo serán remitidas junto con la información soporte de las mismas, un informe del Gestor Técnico del Sistema, las alegaciones de todas las partes, incluidos los posibles votos particulares, y un informe sobre el impacto de la misma sobre el funcionamiento del sistema y sus repercusiones económicas en un plazo máximo de tres meses por el Gestor Técnico del Sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su tramitación y, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en su caso, aprobación y publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

MEDICIÓN

Con el fin de desarrollar la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista número 5, se establecen los siguientes conceptos y procedimientos relacionados con la medición del gas natural.

1. Factor de corrección de volumen

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida establecida en las tarifas, kWh, y teniendo en cuenta que el valor energético del gas natural se entenderá referido al poder calorífico superior (PCS) medido en condiciones normales de presión y temperatura, considerando como tales (1,01325 bar y 273,15 K), el procedimiento de cálculo será el siguiente:

$$E \text{ [kWh]} = V \text{ [m}^3\text{]} \cdot Fc' \text{ [kWh/m}^3\text{]}$$

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc' = Factor de corrección por las condiciones de medida.

El Factor de corrección por las condiciones de medida se calcula como:

$$Fc' \text{ [kWh/m}^3\text{]} = PCS \text{ [kWh/m}^3\text{ (n)]} \cdot Fc \text{ [m}^3\text{ (n)/m}^3\text{]}$$

Siendo:

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

Fc = Factor de corrección de volumen por las condiciones de medida.

La conversión de los m³ que mide el contador a m³(n) se realiza: Mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión (convertidores) que realizan el cálculo de forma

continua, integrando las señales de presión, temperatura y compresibilidad medidas en los correspondientes transmisores.

O utilizando un factor de conversión (Fc) que viene dado por la fórmula:

$$F_c = P_{c.\text{suministro}}/P_{c.\text{normales}} \cdot T_{c.\text{normales}}/T_{c.\text{suministro}} \cdot Z_{c.\text{normales}}/Z_{c.\text{suministro}} = K_p \cdot K_t \cdot K_z$$

Siendo:

Z: Factor de compresibilidad. Relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, ya que tiene en cuenta la condición no ideal del gas natural.

El valor de Z depende de la presión, la temperatura y la composición del gas. El cálculo del factor de compresibilidad en ambos casos (condiciones normales y condiciones de suministro) se debe realizar según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

En el apartado 8 de este Protocolo de Detalle se establecen los requisitos de instalación de conversores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (conversores PTZ y conversores PT) en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

Para consumidores que midan a presiones inferiores o iguales a 0,4 bar, y despreciando la influencia del valor de Z, es decir, tomando su valor próximo a la unidad, el factor de conversión por el que hay que multiplicar el volumen medido en m³ para expresarlo en condiciones normales de presión y temperatura es:

$$F_c [\text{m}^3 (\text{n})/\text{m}^3] = P_{c.\text{suministro}}/P_{c.\text{normales}} \cdot T_{c.\text{normales}}/T_{c.\text{suministro}} = K_p \cdot K_t$$

Siendo:

Kt = Factor de corrección por temperatura.

Kp = Factor de corrección por presión.

Factor de Corrección por Temperatura

$$K_t = 273,15/(273,15 + T_{\text{gas}})$$

Donde:

Tgas = Temperatura de referencia 10 .C.

Factor de Corrección por Presión:

$$Kp = (Pc + Patm)/1,01325$$

Donde:

Pc = Presión relativa de suministro (bar).

Patm = Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica puede relacionarse con la altitud (A) del municipio donde se encuentre el punto de suministro, de la forma siguiente:

$$Patm = 1,01325 - k \cdot A$$

Donde:

«A» es la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, según los organismos oficiales de estadística de las Comunidades Autónomas correspondientes (si la Comunidad no publica estos valores, se utilizarán los del Instituto Geográfico Nacional).

$$k \text{ [bar/m]} = g \cdot d/100.000$$

d = Densidad aire (ISO 6976) interpolada a Tgas.

g = Aceleración estándar de la gravedad (m/s²).

2. Procedimiento de comunicación

En el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR), al que tienen acceso los diferentes usuarios del Sistema Gasista, existe un listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los suministrados a partir de plantas satélites de gas natural licuado) y gas manufacturado, con los factores de corrección aplicables a los consumidores que no disponen de conversores de presión y temperatura, incluyendo para cada municipio, la altitud considerada y el valor de este coeficiente de corrección para el suministro a cinco presiones relativas estandarizadas (0,02, 0,10, 0,15, 0,30 y 0,50 bar) y a una temperatura media de suministro de 10 °C, dado que se trata de la temperatura media ponderada a nivel nacional. Será responsabilidad de la compañía distribuidora la comunicación al Gestor Técnico del Sistema de los municipios en los que se realiza la actividad de distribución de gas.

De acuerdo con la legislación vigente, el Gestor Técnico del Sistema debe comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a las empresas suministradoras y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas donde éstas operen, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos. Esta comunicación se realizará preferentemente a través del sistema logístico SL-ATR.

Un resumen de la información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de corrección aplicable a cada municipio, junto con las mediciones diarias del

cromatógrafo situado en el punto de conexión aguas arriba con la red de transporte, será publicado en la página web del Gestor Técnico del Sistema.

En el caso de municipios suministrados mediante plantas satélites de gas natural licuado o mediante gas manufacturado, la información anterior será publicada por la propia compañía distribuidora que será responsable de mantener dicha información actualizada.

3. Calidad del gas

3.1. Especificaciones de calidad del gas natural:

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

El gas natural introducido por los puntos de entrada del Sistema Gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla.

Tabla 1.1. Especificaciones de calidad del gas natural en los puntos de entrada del sistema gasista

Propiedad *	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe.	kWh/m ³ .	13,368	16,016
PCS.	kWh/m ³ .	10,23	13,23
D.	m ³ /m ³ .	0,555	0,700
S Total.	mg/m ³ .	–	50
H ₂ S + COS (como S).	mg/m ³ .	–	15
RSH (como S).	mg/m ³ .	–	17
O ₂	mol %.	–	[0,01]
CO ₂ .	mol %.	–	2,5
H ₂ O (punto de rocío).	°C at 70 bar (a).	–	+ 2
HC (punto de rocío).	°C at 1-70 bar (a).	–	+ 5

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

En el caso de las plantas de regasificación, cuando el transportista sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo GNL en el punto de entrada de la planta de regasificación fuera de las especificaciones de calidad establecidas, podrá:

Rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.

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

3.2. Equipos de Análisis de la calidad del Gas:

3.2.1. Ubicación:

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

Puntos que deben 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 o yacimientos 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.

Podrán también disponer de equipos de análisis de los parámetros de calidad del gas, las centrales de generación eléctrica.

3.2.2. Características de los Equipos de Análisis:

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

Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Propano, Iso-butano, n-butano, n-pentano, Iso-pentano, fracción C6+;

Poder calorífico inferior (PCI) en kWh/m³(n) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³(n);

Densidad relativa (d);

Índice de Wobbe (W) en kWh/m³(n).

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas se expresará en condiciones normales (0 °C, V [0 °C, 1,01325 bar]).

3.2.3. Procedimiento de Análisis de Calidad de Gas:

Diariamente, el cromatógrafo llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas patrones preparadas y certificadas por el organismo competente o en su defecto por suministradores reconocidos por los sujetos afectados.

El titular de la instalación controlará periódicamente el sistema con objeto de comprobar su correcto funcionamiento. El Gestor Técnico del Sistema supervisará la realización de estos controles.

Todos y cada uno de los titulares de las instalaciones de control de calidad del gas estarán obligados a almacenar los resultados de los controles y análisis realizados. Los datos sobre la calidad del gas, necesarios para realizar las funciones encomendadas al Gestor Técnico del Sistema, se enviarán a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR).

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

Los operadores deberán informar al Gestor Técnico del Sistema y a todos los sujetos afectados tan pronto como sea posible de cualquier deficiencia de la calidad del gas, estimando la duración posible del incumplimiento y realizando las correcciones necesarias para que el gas cumpla con la especificación. En cualquier caso, el Gestor Técnico del Sistema podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el Sistema Gasista.

3.3. Odorización del Gas Natural:

3.3.1. Odorización:

El gas natural es un gas combustible, por lo que debe poder ser fácilmente detectado por cualquier persona no especializada sin necesidad de ningún aparato detector.

Se reconoce internacionalmente por la mayoría de la normativa y reglamentos, incluido el reglamento vigente en España, como nivel mínimo de olor de un gas inflamable el siguiente:

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

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

- a) Añadirán 15 mg de THT/m³(n) de gas, en las entradas al Sistema de Transporte-Distribución;

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3.2. Requisitos de los odorizantes:

El odorizante empleado debe reunir, esencialmente, las siguientes condiciones:

Proporcionar un olor característico y persistente.

Proporcionar un olor específico, para no ser confundido con otros olores encontrados corrientemente: olor de derivados del petróleo, gases de combustión, cocinas, perfumes, etcétera.

Fácil de manipular y adicionar al gas.

No tóxico en las concentraciones adicionadas al gas.

Insoluble en agua y soluble en fase gas.

Inerte frente a los diferentes tipos de materiales usados en las canalizaciones y poco absorbido por los residuos que se pueden hallar en el interior de la red.

Poco absorbido por el terreno.

De combustión sin producción de productos perjudiciales.

Estabilidad química frente a los componentes del gas.

4. Titularidad y responsabilidades en relación con los equipos de medición:

4.1. Puntos de suministro a consumidores finales:

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

Todas las obligaciones y responsabilidades asociadas al correcto funcionamiento y confirmación metrológica de los equipos e instalaciones, así como aquellas relacionadas con su mantenimiento, reparación y sustitución en su caso, corresponderán y serán asumidas por los respectivos sujetos titulares de los equipos e instalaciones.

En cualquier caso, será requisito imprescindible para la realización de los suministros, la validación previa de la instalación y de la idoneidad del equipo de medida con lo establecido en las especificaciones técnicas incluidas en el apartado 8 de este Protocolo de detalle, por parte del operador de la red a la que estuviesen conectados, asistiendo a los comercializadores análogo derecho.

Para la realización del suministro de gas, la instalación y el equipo de medida habrán sido validados por el operador de la red a la que estuviesen conectados en los términos establecidos en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Asimismo el Operador de la red y los comercializadores tienen el derecho a realizar comprobaciones periódicas en los sistemas de medición. Inicialmente el coste de las comprobaciones correrá a cargo del solicitante de la comprobación. Si una vez concluido el control metrológico, el resultado de la comprobación es desfavorable, dicho coste se imputará al titular del sistema de medición.

4.2. Restantes puntos del Sistema Gasista sujetos a medición:

En los restantes puntos del Sistema sujetos a la realización de mediciones de control de cantidad y calidad del gas, las obligaciones y responsabilidades en relación con su adecuado mantenimiento, reparación y/o sustitución en su caso y con la seguridad exigible para los equipos e instalaciones involucrados corresponderá y correrá por cuenta del titular de las instalaciones. Respecto al correcto control metrológico, incluyendo las confirmaciones metrológicas periódicas de los equipos, correrá también por cuenta del sujeto titular de los equipos, salvo acuerdos firmados entre las partes o subrogados a ellos por una de las partes, firmados con anterioridad a la entrada en vigor de este Protocolo de Detalle.

Cuando el titular de los equipos de medición sea el sujeto que recibe el gas, el sujeto que lo entrega tiene el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como la toma de lecturas, y el estado de los elementos precintables, en los sistemas de medición.

5. Lectura y medición en los puntos de medida:

5.1. Derecho general de acceso a los equipos de medida:

En los puntos de entrega entre transportistas, distribuidores o entre transportistas y distribuidores, el titular de la instalación deberá permitir el acceso a los equipos de medida a la otra parte, tras la previa concertación de la visita.

El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de acceso continuo a las telemedidas de todos los puntos de salida de la red básica. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El Gestor Técnico del Sistema recibirá las señales de telemedida de los consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados directamente o a través del distribuidor.

En aquellos puntos de entrega, sea entre transportistas, sea entre transportista a distribuidor o sea entre distribuidores, que pueden tener una incidencia importante en la operación de la red o cuando pueda ser necesario para la realización de los Balances, el titular de la instalación, deberá permitir a la otra parte, la instalación de telemedida en el equipo de medida.

Asimismo los distribuidores recibirán los datos de medida de los puntos de suministro, en su centro gestor de la telemedida, de aquellos consumidores que por su volumen de consumo esté reglamentado que deben disponer de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes a través del Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD) con detalle diario dentro de las tres horas siguientes al día de consumo.

5.2. Lectura y medición de los consumos finales:

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

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

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

En aquellos consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de telemedida, y no dispongan de ella o teniéndola no esté operativa, siendo ello

responsabilidad del consumidor, el reparto diario de consumos, se efectuará aplicando un procedimiento establecido a tal fin que, de forma previa a su aplicación, deberá ser conocido por el consumidor y por el comercializador afectados.

El operador de la red será el responsable de transformar estos datos en unidades de energía e incorporarlos al Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR) para que se puedan realizar los correspondientes Balances y Repartos.

Para consumidores con volumen anual igual o inferior a 100.000 kWh, se realizarán lecturas de toma de datos con la periodicidad indicada en la legislación vigente. En estos casos, el reparto diario de consumos se basará en lo dispuesto en los capítulos de Repartos y Balances.

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

5.3. Lectura y medición de los restantes puntos del Sistema:

5.3.1. Procedimiento de medida en la carga de cisternas de GNL:

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

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

Placa de características de la cisterna.

Certificado de capacidad emitido por una entidad debidamente autorizada.

En cada punto de carga de cisternas, el titular de la Planta de Regasificación deberá disponer de una báscula de las siguientes características:

Rango: 60 Toneladas.

Escala de lectura: 20 kg.

Precisión: no inferior al 0,2% del valor leído.

La báscula estará sometida al control metrológico que sea de aplicación, tanto en su puesta en servicio, como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación.

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

Al peso neto (en kg) determinado en báscula, por diferencia entre las pesadas de salida y de entrada del camión cisterna.

La calidad del GNL [PCS expresado en kWh/kg y kWh/m³(n)], obtenido a partir del análisis en continuo por cromatografía de muestras representativas del GNL cargado en cisternas.

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

Los equipos utilizados para la medición, como las básculas y los cromatógrafos, deberán estar sujetos a las confirmaciones metrológicas establecidas, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

Asimismo el Cargador informará diariamente a través del Sistema Logístico de Acceso a Terceros a la Red (SL-ATR) al Gestor Técnico del Sistema de las salidas de GNL para cada distribuidor, comercializador o consumidor que aporte gas al sistema.

5.3.2. Procedimiento de medida en la descarga de buques:

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

5.3.3. Procedimientos de medida y cálculo:

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

5.3.4. Procedimientos de medida en otros puntos del Sistema:

La lectura de los equipos de medida en los puntos de entrada y de salida de la red de transporte, las conexiones con plantas de regasificación, las conexiones internacionales, los yacimientos y los almacenamientos, la realizará el Transportista titular de la instalación.

La lectura de los equipos de medida en los puntos de transferencia de gas entre dos distribuidores lo realizará el distribuidor titular de la instalación.

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

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

El operador correspondiente elaborará un parte diario de emisión de gas, que facilitará al distribuidor de aguas arriba o al transportista, en función de la red a que esté conectada la instalación, para que éste pueda realizar sus funciones. Esta información se facilitará a través de incorporarlos al Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD) o Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR), según sea el destinatario.

6. Confirmación metrológica de las instalaciones de medida:

6.1. Requisitos generales:

Los contadores y conversores incluidos en el alcance de la Orden Ministerial de 26 de diciembre de 1988 , y/o Directiva 2004/22/CE , del Parlamento Europeo y del Consejo,

deberán haber sido puestos en servicio de acuerdo con la correspondiente normativa que les sea de aplicación.

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

La confirmación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios, fijos o móviles, acreditados por la autoridad metrológica competente. Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la reglamentación aplicable, podrán dar lugar a contraprestaciones económicas.

La confirmación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos, se deberá efectuar «in-situ», aplicando un procedimiento particular, que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas.

La confirmación metrológica periódica de los conversores con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, se deberá realizar «in-situ», con los elementos patrones necesarios. Las entidades que pueden realizar estas comprobaciones son los fabricantes o distribuidores de estos equipos, las empresas con experiencia y que cuenten con un sistema de aseguramiento de la calidad o las empresas o los operadores titulares de los equipos aceptados por las partes afectadas.

Como norma general, la confirmación metrológica periódica de los equipos y sistemas de medida, en los plazos previstos en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema y en estos Protocolos de Detalle, serán obligación y responsabilidad y correrán por cuenta del sujeto titular de los mismos.

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

Como norma general, los Operadores de las redes serán los encargados de comprobar que se realiza la confirmación metrológica de los sistemas de medición, tomando como base de partida el inventario de equipos de medida de los puntos del Sistema Gasista conectados a su red, para garantizar que la totalidad de equipos sean sometidos a confirmación metrológica dentro del período establecido en este Protocolo de Detalle. En el supuesto de que el titular del sistema de medición, no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el Operador de la red podrá acometer la operación, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

De igual modo, los distribuidores podrán realizar comprobaciones a los sistemas de medición de los puntos de suministro conectados a sus redes.

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

consumo a contabilizar a efectos de reparto, asignación o facturación del gas entregado o de los servicios de acceso prestados.

La reparación/ajuste se efectuará cuando el resultado de la confirmación metrológica así lo aconseje o por el acuerdo entre los sujetos implicados.

Si, como consecuencia de una confirmación metrológica o avería, se debe proceder a reparar/ajustar el contador, o cuando el plazo estimado para llevar a cabo la operación fuese superior a tres semanas, el titular del equipo deberá instalar un contador alternativo durante el tiempo en que éste se encuentre fuera de su ubicación.

En los consumidores finales con obligación de estar telemedidos, si como consecuencia de una confirmación metrológica o avería, se debe proceder a reparar/ajustar el conversor con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, el titular del equipo deberá instalar un conversor alternativo durante el tiempo que éste se encuentre fuera de su ubicación.

6.2. Confirmaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida:

Para los puntos de suministro a consumidores finales así como para los puntos de entrega entre redes de distribución, las confirmaciones metrológicas periódicas de los elementos de medida se realizarán según lo indicado a continuación:

Contadores: Para consumos inferiores a 2 GWh/año y para los puntos de suministro en los que la medida del caudal consumido se realice a presiones inferiores a 0,1 bar y/o el caudal no supere los 25 m³(n)/h, se someterán a confirmación metrológica cada 15 años.

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

Para consumos comprendidos entre 2 GWh/año y hasta 30 GWh/año, las confirmaciones metrológicas se realizarán:

Cada 4 años, los contadores tipo turbina.

Cada 6 años, los contadores de pistones.

Cada 15 años, los contadores de membrana.

Para consumos superiores a 30 GWh/año o 600 m³(n)/h, se efectuarán las siguientes pruebas periódicas:

Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual y confirmación metrológica del contador como máximo cada 8 años

Si el diseño de la instalación no permite efectuar la prueba en serie, confirmación metrológica del contador cada 2 años

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

Confirmaciones metrológicas periódicas de los lazos de corrección:

Consumos (GWh/año)	≤ 10	$> 10 \leq 100$	$> 100 \leq 1.000$	> 1.000
Periodicidad	4 años	2 años	1 año	6 meses

Cromatógrafos: Cambio del gas patrón cada 10 meses.

Durante el proceso de cambio de gas patrón, se procederá a la confirmación metrológica del Cromatógrafo. El gas patrón estará certificado por un organismo competente, o en su defecto por un suministrador reconocido, para un período de 12 meses.

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

En los puntos de entrega entre transportista y distribuidor o entre distribuidor y distribuidor, el titular de la instalación en presencia de la otra parte, deberá introducir los nuevos valores en los correspondientes conversores PTZ.

En los puntos de suministro a consumidores finales que por las características que concurren sea preciso, deberá ser el distribuidor en presencia del comercializador, si así lo manifiesta, el que introduzca los nuevos valores.

Para los puntos de salida de la red de transporte, las confirmaciones metrológicas se realizarán con la periodicidad indicada en la tabla siguiente:

Tabla 1.2. Confirmaciones metrológicas periódicas de equipos de medida en los puntos de salida de la red de transporte

	Periodicidad	Tipo de prueba
Factor de corrección.	6 meses ¹	Campo.
Lazo de presión.	6 meses ¹	Campo.
Lazo de temperatura.	6 meses ¹	Campo.
Medida y volumen (prueba en serie).	6 meses ¹	Campo.
Cromatógrafo, cambio de gas patrón.	10 meses	Campo.
Confirmación metrológica de contadores.	8 años	Laboratorio.

Para los puntos de conexión al sistema de transporte con plantas de regasificación, conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos, las confirmaciones metrológicas correspondientes a: factor de corrección, lazos de presión y de temperatura, medida y volumen (prueba en serie) se realizarán con frecuencia mensual. No obstante, si después de realizar estas operaciones mensuales durante un período de tiempo, los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida se podría, previo acuerdo de los operadores implicados, disminuir la frecuencia indicada anteriormente.

6.3. Confirmación metrológica a petición de parte:

Excepcionalmente, para todos los puntos de medida del Sistema Gasista, cualquier sujeto afectado por la medida de éstos podrá exigir la confirmación metrológica de la instalación de medición, en aquellas situaciones en las que existiese presunción justificada de un incorrecto funcionamiento de los equipos de medida instalados. En tales casos, estas operaciones en el equipo de medida se realizarán con la mayor brevedad posible, respetando en todo caso la continuidad del suministro. Los costes incurridos por tales operaciones serán, en principio, por cuenta de la parte que la hubiese solicitado, salvo que el resultado de la misma confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso todos los costes, incluidos los necesarios para la corrección del error de medida detectado, mediante la correspondiente reparación/ajuste, correrán por cuenta del sujeto sobre quien recayese la responsabilidad de las correspondientes instalaciones.

7. Regularización de lecturas y mediciones

Tanto en los casos de confirmación metrológica periódica de rutina de los equipos de medida o análisis de calidad, como en las extraordinarias realizadas a petición de parte, en el caso de excederse las tolerancias admitidas para el medidor en cuestión, se procederá a la regularización de los suministros efectuados conforme a lo establecido en este apartado.

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

El período de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 50 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.

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

8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida.

8.1. Entradas y Salidas de la Red Básica de transporte:

En los Puntos de Entrada a las redes de transporte y en los Puntos de Salida de la Red Básica de transporte, cada línea de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:

Un contador de gas, que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. Dicho contador estará equipado con un emisor de pulsos de alta frecuencia para su comunicación con el conversor;

Un conversor tipo PTZ, que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados, siendo el conjunto de clase 0,5 según UNE correspondiente;

Una línea auxiliar de medida idéntica que la principal;

Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el Operador que entregue el gas, que le permita disponer de los datos de medida y calidad del gas (en caso de que exista) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

8.2. Puntos de conexión entre redes de distribución:

En los puntos de conexión entre redes de distribución, la composición de cada una de las líneas que compongan la instalación de medida dependerá de su capacidad, expresada en caudal horario nominal, y de la presión de contaje.

En sistemas de medición con presiones de contaje superiores a 4 bar, las instalaciones constarán de los mismos elementos que se indican en 8.1, pudiendo no disponer de línea auxiliar.

En sistemas de medición con presión de contaje hasta 4 bar, la instalación constará de:

Un contador de gas, que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo.

Un sistema de conversión automática del volumen medido en el contador, tipo PT o PTZ que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las Normas UNE-EN que le sea de aplicación. La opción escogida se concretará de acuerdo entre las Partes, caso por caso, y quedará reflejada en un protocolo firmado por ambas partes, donde se definirán además los derechos y obligaciones respectivos.

En los casos previstos en el apartado 5.1, los sistemas de medida deberán disponer de un equipo de telemedida que permita acceder a los datos en el centro gestor de la telemedida del distribuidor.

8.3. Puntos de Suministro:

En el caso concreto de los sistemas de medición en los Puntos de Suministro la tipología de los sistemas de medición en cuanto a configuración y elementos constitutivos se determinarán en función del caudal horario máximo y consumo anual, según se indica en las siguientes tablas 1.3 y 1.4, y en los esquemas de sistemas de medición definidos en el apartado 8.4.

Tabla 1.3. Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición $\geq 0,4$ bar

Caudal máximo [m ³ (n)/h]	Consumo anual (GWh)					
	< 2	≥ 2 y < 5	≥ 5 y < 10	≥ 10 y < 100	≥ 100 y < 150	≥ 150
Q < 150	Fig. 1a	Fig. 1b	Fig. 1b	–	–	–
$150 \leq Q < 350$	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	–	–
$350 \leq Q < 600$	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT
$600 \leq Q < 3.500$		Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PTZ	Fig. IV con conversor PTZ
$3.500 \leq Q < 6.500$			Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PTZ	Fig. IV con conversor PTZ	Fig. IV con conversor PTZ
Q/6500				Fig. IV con conversor PTZ	Fig. IV con conversor PTZ	Fig. IV con conversor PTZ

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquema la corrección podrá efectuarse mediante factor de conversión fijo.

Tabla 1.4. Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición $\geq 0,4$ ba

Caudal máximo [m ³ (n)/h]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y < 5	≥ 5 y < 10	≥ 10 y < 100	≥ 100
Q < 150	Fig. Ia	Fig. Ia	Fig. Ia	–	–
150 ≤ Q < 350	Fig. Ia	Fig. IIa	Fig. IIb	Fig. III con conversor PT	–
350 ≤ Q < 600	Fig. Ia	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	–
Q/6.000		Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT	Fig. III con conversor PT

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquema Ia y IIa, la corrección podrá efectuarse mediante factor de conversión fijo.

Nota 2: En las instalaciones de medición a presiones inferiores a 0,05 bar será opcional instalar conversores de volumen PT.

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

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

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

Los Operadores de las redes, deberán comunicar a los consumidores conectados a sus redes y que están obligados a disponer de telemedida en sus instalaciones de medición, sus protocolos de comunicación de forma que permita recibir dicha información en su centro gestor de telemedidas.

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

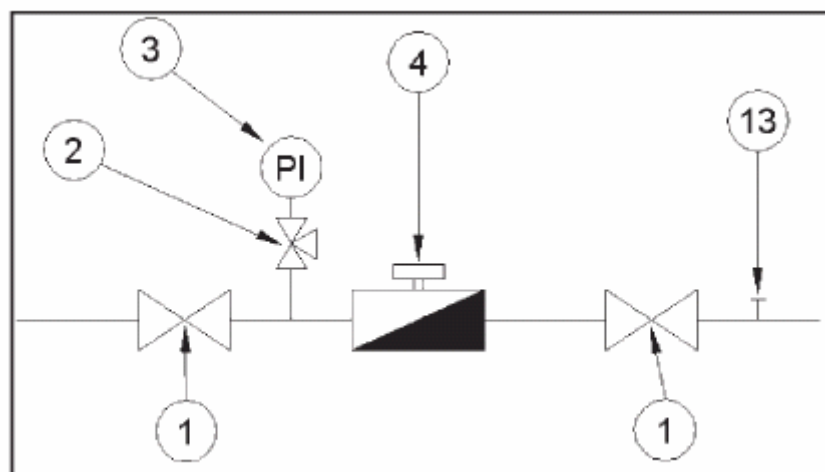


Figura 1a

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
13. Toma de presión débil calibre ($PC \leq 150$ mbar).

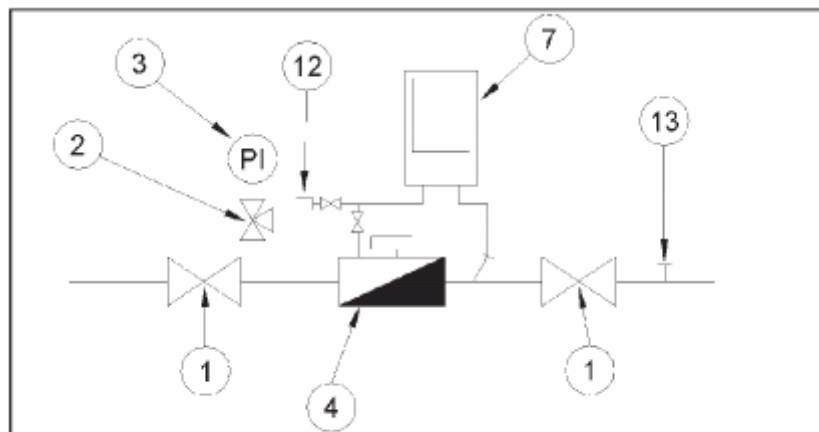


Figura Ib Modificada

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
7. Conversor PT.
12. Base enchufe rápido para contrastación transmisor $\varnothing$ 1/4" (modelo aceptado).
13. Toma de presión débil calibre (PC $\leq$ 150 mbar).

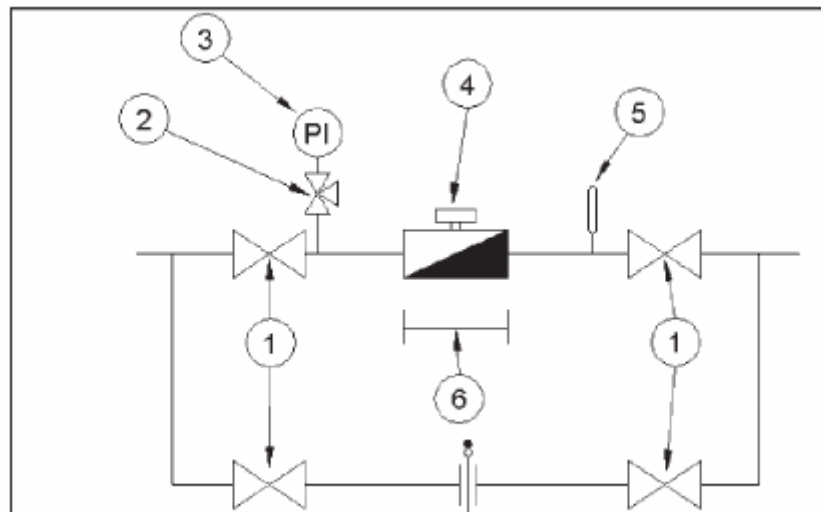


Figura IIa

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.

6. Carrete sustitución contador.

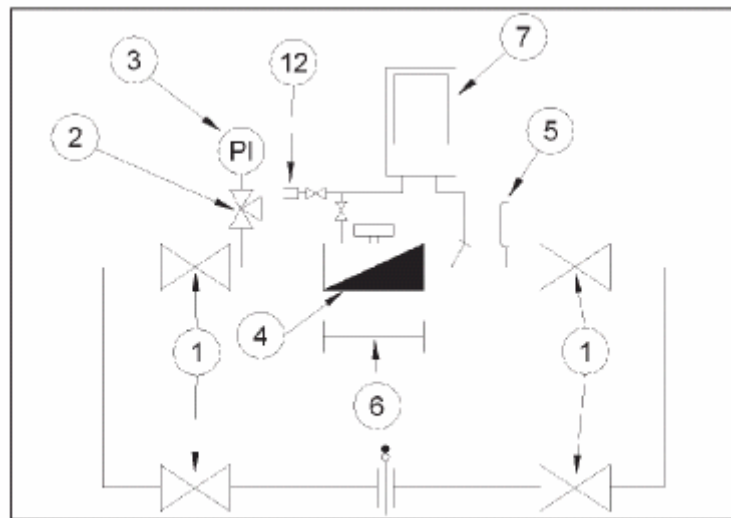


Figura IIb Modificada

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
6. Carrete sustitución contador.
7. Conversor PT.
12. Base enchufe rápido para contrastación transmisor $\varnothing 1/4"$ (modelo aceptado).

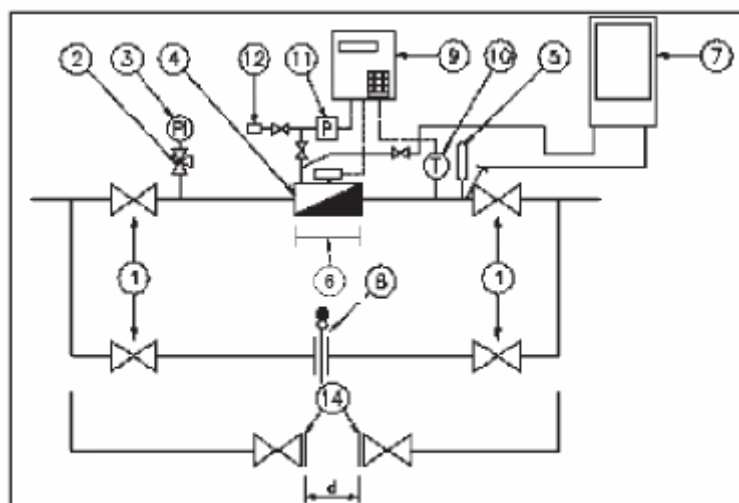


Figura III Modificada

1. Válvula de cierre.

2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera θ 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
6. Carrete sustitución contador.
7. Registrador de presión y temperatura (electrónico) Data logger.
8. Disco en ocho.
9. Conversor electrónico de volumen.
10. Sonda de temperatura.
11. Transmisor de presión.
12. Base enchufe rápido para contrastación de transmisor $\varnothing$ 1/4" (modelo aceptado).
14. Bridas ciegas.

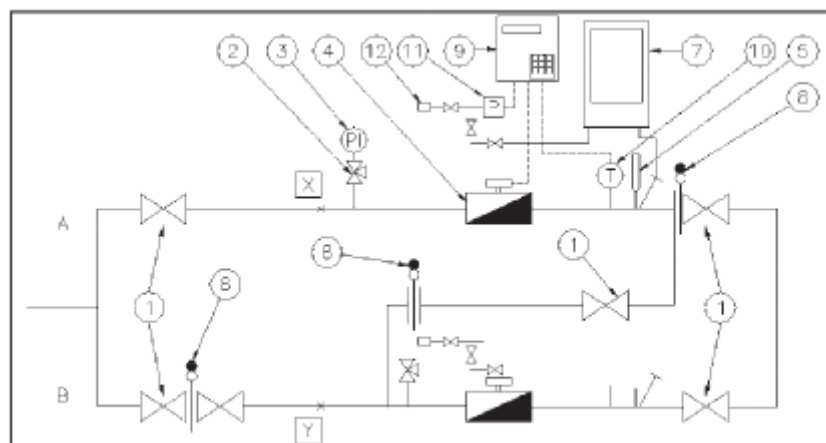


Figura IV

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera θ 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
7. Registrador de presión y temperatura (electrónico) Data Logger.
8. Disco en ocho.
9. Conversor electrónico de volumen.
10. Sonda de temperatura.
11. Transmisor de presión.

12. Base enchufe rápido para contrastación de transmisor $\varnothing$ 1/4" (modelo aceptado).

9. Cálculo del PCS aplicable a consumidores sin equipos de medida del poder calorífico.–

Para los consumidores finales sin equipos de medición del poder calorífico se les asignará a efectos de facturación el correspondiente al primer punto «aguas arriba» que disponga de elemento de medición del poder calorífico. En el caso de redes de distribución suministradas mediante varias conexiones con la red de transporte se calculará un poder calorífico medio.

9.1. Consumidores sin equipos de telemedida:

En el caso de consumidores con lectura mensual o superior, a efectos de cálculo de los kWh consumidos en el período de facturación, se aplicará la media de los valores diarios del poder calorífico, descrito en el apartado anterior, durante el período de tiempo de facturación.

9.2. Consumidores con equipos de telemedida:

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

Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: (25 °C; V[0 °C:1,01325 bar]).

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

PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE – DISTRIBUCIÓN (PCTD)

1. Reparto diario “n+2” en puntos de conexión de redes de transporte y distribución

1.1 Cálculo de demanda a repartir

Una vez haya pasado el día de gas, el operador o grupo propietario de las redes de transporte y distribución evaluarán, con los sistemas de telemedida disponibles propios o del operador que entrega el gas, las entradas de gas a su sistema y las salidas del mismo que no tengan como destino final un consumidor, de las 0 horas a las 24 horas del día.

Las entradas menos las salidas expresadas en kWh con un PCS medio, determinarán la cantidad de gas a distribuir entre los agentes.

En caso de no disponer de telemedida o que esté fuera de servicio, las entradas y salidas se evaluarán con lecturas diarias o estimaciones realizadas sobre la base de históricos de consumos.

La demanda diaria total a repartir será publicada por el Gestor Técnico del Sistema en el SL-ATR, indicando si es real o estimada.

1.2 Proceso de reparto de la demanda

Para determinar el valor a asignar a cada agente para sus puntos de suministro se realizará de la siguiente forma:

1.2.1 Puntos de suministro con telemedida

Para los puntos de suministro con telemedida se utilizará el valor de la telemedida del distribuidor.

Si la telemedida del distribuidor no ha estado operativa se utilizará la telemedida del transportista o del Gestor Técnico del Sistema, si ésta existe. Para el caso particular de centrales de generación eléctrica, en caso de indisponibilidad de todas las telemedidas, se asignará la nominación viable del comercializador. Si ésta tampoco está disponible se asignará un consumo nulo.

Para el resto de clientes con teled medida indisponible, el responsable del reparto estimará el consumo en base a datos históricos, que además podrán ser contrastados con el comercializador.

En la determinación del consumo se tendrán en cuenta las mermas.

1.2.2 Puntos de suministro en redes de presión superior a 4 bar o consumo superior a 1 GWh/año

Para los puntos de suministro situados en redes de presión superior a 4 bar, y en redes de distribución de presión inferior a 4 bar con consumo superior a 1 GWh/año sin obligación de disponer de teled medida, se estimará su consumo diario en base al histórico de consumos mensuales y/o nominaciones, teniendo en cuenta el calendario de utilización que le consta al distribuidor o facilitado por el comercializador, pudiendo utilizarse para ello sistemas de predicción de la demanda.

En el caso de que su consumo pueda variar por efecto de temperatura se considerará en la estimación este efecto. El distribuidor y el comercializador correspondiente podrán en común el calendario de utilización de gas para los puntos de suministro de sus clientes.

En la determinación del consumo se tendrán en cuenta las mermas.

1.2.3 Resto de puntos de suministro

Para los puntos de suministro, situados en redes de presión inferior a 4 bar y de consumo inferior a 1 GWh/año, se establecerá un perfil de distribución del consumo anual por meses y/o días por tipo de punto de suministro, como mínimo uno por grupo de peaje, grupo 3.1, grupo 3.2, grupo 3.3 y grupo 3.4 (hasta 1 GWh/año). El distribuidor pondrá en conocimiento del comercializador correspondiente los perfiles que utiliza para efectuar el reparto.

La cantidad resultante de restar a la emisión total a repartir, el consumo de los puntos de suministro con teled medida, el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de más de 4 bar y el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de menos de cuatro bar con consumo superior a 1 GWh/ año, será la cantidad a repartir con los perfiles.

El reparto de esta cantidad de gas se realizará en base al número de puntos de suministro que tenga cada comercializador y/o distribuidor por tipo de perfil, teniendo en cuenta el peso relativo que tenga cada perfil en las diferentes épocas del año y la influencia de la temperatura, pudiéndose utilizar para ello sistemas de previsión de la demanda.

El reparto se podrá calcular a nivel global de sistema para distribuidores pequeños locales o provinciales, o a nivel de redes y poblaciones para operadores de ámbito regional y/o nacional, en función del tamaño de la red que administre el operador o Grupo y la importancia de la cantidad de gas vehiculado y su impacto sobre el reparto global nacional por agente.

1.3 Envío de la información del reparto diario “n+2”

Aunque los cálculos de reparto se realicen a nivel desagregado, la cifra del reparto se comunicará para toda la red que administre el titular de la red de distribución o Grupo en cuestión, con el desglose que se indica a continuación.

Excepcionalmente, en el caso de que el Gestor Técnico del Sistema compruebe que en los plazos establecidos algún distribuidor no ha repartido el total de la cantidad a repartir entre los usuarios, el Gestor Técnico del Sistema repartirá la diferencia de forma proporcional a los repartos enviados por el distribuidor, previa comunicación a éste.

El reparto diario “n+2” se enviará por el Distribuidor al Gestor Técnico del Sistema con el detalle que se indica a continuación, por usuario y día.

- Dato agregado de clientes de tipo “1”.
- Dato agregado de clientes de tipo “2”.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados:

- Detalle de cada consumidor para generación eléctrica (centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).
- Detalle por PCDD de las cantidades diarias entregadas a otros distribuidores conectados aguas abajo de sus redes.

La información anterior se enviará desagregada por punto de conexión transporte-distribución en cinco zonas geográficas que definirá el Gestor Técnico del Sistema.

Inicialmente estas zonas serán:

- a) Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Comunidad Valenciana y Baleares.
- b) Zona II (Este): Cataluña.
- c) Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.
- d) Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.
- e) Zona V (Centro-Sur): Andalucía, Extremadura, Madrid, Castilla La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León).

Por causas justificadas (puesta en servicio de nuevas instalaciones, etc.) y con un preaviso de tres meses, el Gestor Técnico del Sistema podrá establecer otra configuración diferente de estas cinco zonas geográficas.

1.4 Publicación de la información del reparto diario “n+2”

Cada usuario podrá consultar el detalle de su reparto diario “n+2” a través del SCTD.

El nivel de detalle a proporcionar será el siguiente:

- Dato agregado de suministros de tipo “1” telemedidos.
- Dato agregado de suministros de tipo “1” con fecha de lectura a final de mes.

- Dato agregado suministros de “tipo 2”.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados:

- Detalle de cada consumidor para generación eléctrica (centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).

2. Reparto definitivo en puntos de conexión de redes de transporte y distribución

El titular responsable de la unidad de medida enviará, en los plazos establecidos, al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema, la cantidad a repartir en cada PCTD con desglose diario. Esta cantidad incluirá las posibles regularizaciones de las medidas de meses anteriores.

Para elaborar el reparto definitivo se hará la siguiente distinción:

Clientes tipo 1

- En el caso de consumidores con suministros con telemedida se utilizará la telemedida, incrementada en las mermas de distribución correspondientes.
- En el caso de consumidores con lectura a final de mes, se repartirá el consumo acumulado durante el mes natural en base al calendario de utilización, incrementado en las mermas de distribución correspondientes.

Clientes tipo 2

Se repartirá el consumo en base a unos perfiles de consumo representativos de esta tipología de clientes, incrementada en las mermas de distribución correspondientes.

En los plazos establecidos, el distribuidor enviará al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema el reparto definitivo con desglose diario por PCTD y comercializador. Así mismo enviará la cuenta de diferencias de medición en cada PCTD por comercializador.

Dicho reparto por comercializador, tendrá además el siguiente detalle por PCTD:

- Dato agregado de clientes de “tipo 1”.
- Dato agregado de clientes de “tipo 2”.
- Dato agregado de la cuenta de diferencias de medición.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados por PCTD:

- Detalle de cada consumidor, de las cantidades diarias entregadas para generación eléctrica (centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).
- Detalle por PCDD de las cantidades diarias entregadas a otros distribuidores conectados aguas abajo de sus redes.

Toda la información se enviará a través del sistema SL-ATR / SCTD.

PREDICCIÓN DE LA DEMANDA

1. Objeto de la Predicción de la Demanda

La predicción de la demanda es una estimación del consumo de gas en el Sistema Gasista, referido a un período de tiempo que puede ser anual, mensual, semanal, diario e incluso horario.

Los usuarios se basarán en su predicción de la demanda para la elaboración de programaciones, para la solicitud de una reserva de capacidad, así como en la confección de sus nominaciones.

Los operadores utilizarán sus propias predicciones de demanda como instrumento para la realización del plan de operación y en general para la gestión de sus sistemas.

Para poder analizar en todo momento el comportamiento del Sistema, el Gestor Técnico del Sistema realizará, en coordinación con todos los sujetos involucrados, el seguimiento de la demanda del Sistema en su conjunto, con los alcances mencionados.

Cada sujeto del Sistema Gasista será responsable de realizar su propia predicción de la demanda.

2. Sistemas de predicción de la demanda.

2.1. Predicción para horizonte estratégico a medio/largo plazo:

Se utilizarán instrumentos de predicción obtenidos por extrapolación de modelos a corto plazo, y teniendo en cuenta, cuando proceda, los factores siguientes:

Índices de crecimiento demográfico por zonas de consumo.

Previsiones de precios para el gas y otras formas alternativas de energía.

Desarrollo de infraestructuras aprobadas.

Parámetros políticos.

Parámetros macroeconómicos.

2.2. Predicción para la operación a corto plazo:

2.2.1. Horizonte anual.

Se utilizarán herramientas de predicción basadas en modelos matemáticos de reconocido prestigio teniendo en cuenta históricos de años anteriores que sean significativos y considerando el año programado como climatológicamente normal. Esta predicción estará desagregada a nivel mensual y con desglose diario.

En el caso de que se detecten desviaciones sobre las predicciones realizadas a lo largo del año, ésta se volverá a actualizar con la información más reciente.

2.2.2. Horizonte mensual, semanal y diario.

Los operadores deberán disponer de un sistema de predicción soportado en un modelo matemático de reconocido prestigio, que tenga en cuenta los datos históricos de consumo de los últimos años, las temperaturas, el número de clientes y el nivel de equipamiento de éstos. Los consumos inmediatos se deben determinar, a partir de estos datos y de la predicción meteorológica facilitada por organismos competentes.

Se obtendrá como resultado:

Demanda base total.

Demanda base zonal para las distintas áreas geográficas.

Cuando sea necesario se efectuará un proceso automático cada día que actualizará la última predicción diaria y horaria basada en modelos matemáticos de reconocida solvencia.

3. Datos históricos

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

Los datos de consumo históricos son aquellos valores registrados, reales, obtenidos por medida diaria en puntos de suministro del Sistema Gasista. Se utilizarán asimismo datos provenientes de estimación en puntos que no dispongan de telemedida.

MECANISMOS DE COMUNICACIÓN

1. Objetivo

Con el objetivo de disponer de una herramienta de comunicación fluida y en tiempo real entre los distintos sujetos del Sistema Gasista, que sirva de soporte a la gestión del ciclo completo de gas; solicitud de capacidad, contratación, programaciones y nominaciones, mediciones, repartos, balances y facturación, se ha desarrollado el sistema de información SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes).

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

Los distribuidores dispondrán de un sistema informatizado que soporte la gestión de sus interrelaciones con los comercializadores y con el GTS, respetando los principios recogidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y de conformidad con el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. El sistema de los distribuidores se denominará Sistema de Comunicación de transportistas y distribuidores (SCTD).

El SCTD respetará los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad. Será accesible para los comercializadores y el GTS en base a unos procedimientos y formatos establecidos que permitan un tratamiento automatizado de la información. Los procesos soportados por este sistema son los de contratación, medición, repartos, acceso al registro, programaciones y nominaciones. El SCTD para gestionar los procesos utilizará interfases con los sistemas propios de cada distribuidor, con el GTS, con otros distribuidores y con los comercializadores.

1.1. Especificaciones:

1.1.1. Especificaciones básicas del SL-ATR.

El SL-ATR contendrá, entre otros, los datos identificativos de:

Usuarios y perfiles de usuarios;

Infraestructuras de transporte, y puntos de conexión entre redes de transporte y transporte con distribución;

Solicitudes de reserva de capacidad y contratación;

Programaciones, nominaciones y renominaciones;

Mediciones y balances por distribuidor/comercializador y por punto de entrega;

Interfaces con otros sistemas externos, como por ejemplo: Facturación.

Se modelizarán en el sistema SL-ATR todas las infraestructuras que se vayan poniendo en operación por los diferentes transportistas.

El SL-ATR también dispondrá de una capacidad potente y versátil de acceso a la información que permita diseñar y emitir informes, manteniendo siempre el grado adecuado de seguridad y confidencialidad.

1.1.2. Especificaciones básicas del SCTD.

El SCTD contendrá, entre otros, los datos identificativos de:

Usuarios y perfiles de usuarios;

Solicitudes de reserva de capacidad y contratación;

Programaciones Semanales y Nominaciones Diarias;

Mediciones;

Repartos del gas vehiculado por comercializador y red;

Interfases con sistemas externos (GTS y comercializadores) e internos de cada distribuidor.

Se deberá diseñar e implantar un sistema normalizado de codificación de las infraestructuras, que a su vez debe ser coincidente con el del SL-ATR.

1.2. Intercambio de información:

El Usuario:

a) Se dirigirá al SL-ATR para gestionar la siguiente información:

Solicitudes de contratación en clientes conectados a redes de presión superior a 16 bar.

Reservas de capacidad en puntos de entrada, plantas de regasificación y almacenamiento.

Programaciones mensuales, programaciones semanales, nominaciones y renominaciones a planta de regasificación y en las entradas a la red de transporte, conexiones internacionales, yacimientos nacionales o almacenamientos subterráneos.

Consulta de información relativa a programaciones, nominaciones, repartos y balances.

Consulta de los contratos vigentes del usuario en plantas de regasificación, entradas a las redes de transporte, conexiones internacionales, yacimientos nacionales o almacenamientos subterráneos.

- b) Se dirigirá al SCTD para gestionar la siguiente información:

Solicitudes de contratación en clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 16 bar.

Solicitudes de acceso al registro de puntos de suministro.

Programaciones semanales y nominaciones diarias en puntos de salida en la red de Distribución.

Consulta de información relativa a programaciones, nominaciones y solicitudes de contratación presentadas.

Consulta accesible de clientes telemedidos.

El Distribuidor:

- a) Recibirá a través del SCTD todas las solicitudes, consultas de información, programaciones y nominaciones de los comercializadores y clientes cualificados dándoles el trámite oportuno.

- b) Envió desde el SCTD al SL-ATR la siguiente información:

Programaciones semanales y nominaciones diarias de usuarios y mercado regulado.

Repartos mensuales definitivos y regularizaciones de reparto por comercializador con contrato de entrada a red de transporte y punto de entrega transporte-distribución.

Repartos provisionales diarios por usuarios con contrato de entrada a red de transporte.

Peticiones de validación a solicitudes de contratación de usuarios en redes de presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado superior a 10 GWh.

Consumo anual y número de clientes agregados por punto de entrega transporte-distribución de las solicitudes de contratación de usuarios efectuadas en redes de presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado inferior a 10 GWh.

Consumo en puntos de entrega entre distribuidores.

- c) Recibirá a través del SCTD todas las comunicaciones de solicitudes del SL-ATR y les dará el trámite oportuno.

El Transportista:

- a) Recibirá a través del SL-ATR toda la información enviada desde el SCTD por los distribuidores.

- b) Recibirá a través del SL-ATR todas las solicitudes, reservas de capacidad, consultas de información, programaciones y nominaciones de los usuarios que correspondan dándoles el trámite oportuno.

- c) Envió desde el SL-ATR a los distribuidores y a través del SCTD:

Confirmación/Denegación de solicitudes de contratación de usuarios en redes de presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado superior a 10 GWh.

Información de Medición de puntos de entrega a distribuidores.

Confirmación/Denegación a las programaciones semanales y nominaciones diarias de comercializadores, clientes cualificados y mercado regulado.

Confirmación de los repartos utilizados en los balances elaborados.

- d) Publicará en el SL-ATR el balance comercial diario y la Información detallada de repartos definitivos para consulta de todos los agentes implicados.

El SL-ATR y el SCTD presentarán la información con el nivel de agregación establecido para cada perfil de acceso.

1.2. Mercado a tarifa:

Debido a la necesidad de gestionar de forma integrada las infraestructuras de la Red Básica con independencia de la naturaleza del contrato de suministro del cliente final, mercado a tarifa o liberalizado, el SL-ATR deberá contemplar el mercado a tarifa y por tanto recogerá toda la información y procesos necesarios para gestionar dicho mercado.

La interrelación entre transportistas y distribuidores, estará soportada a través del Sistema SCTD (Sistema de Comunicación Transporte-Distribución). El SCTD enviará al SL-ATR información de programaciones, nominaciones y mediciones en las redes de distribución.

El SL-ATR enviará al SCTD la información de facturación de gas al precio de cesión por punto de entrega transporte-distribución y con el detalle de las variables utilizadas en su cálculo.

La información procedente del mercado a tarifa se facilitará de forma agrupada en el punto de conexión de transporte y distribución, o transporte-transporte, si procede.

PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE ENERGÍA DESCARGADA POR BUQUES METANEROS

1. Criterios generales

Para los procesos de carga o descarga de GNL, y con la suficiente antelación a la primera operación del Usuario, éste designará su Representante, que actuará de acuerdo con el Contrato en nombre de su empresa. En el caso de que la operación de carga o descarga sea compartida por varios usuarios, estos designarán un único representante para que actúe en nombre de todos ellos. Los usuarios notificarán por escrito a los titulares de la planta de regasificación la designación de sus representantes o cualquier cambio de los mismos.

Los titulares de la planta de regasificación y del buque pondrán a disposición de los representantes de las Partes toda la información necesaria para el control y determinación de las cantidades y calidades de gas. Esta información será archivada por el titular de la planta de regasificación y por el Usuario durante un período mínimo de cuatro años.

En los Anejos 1 y 2 se incluyen documentos que recogen los Informes tipo de descarga y de carga con el listado de información a archivar en relación con el control y determinación de las cantidades y calidades de gas.

El titular del buque deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, presión y temperatura en los tanques de GNL de los metaneros.

El titular de la planta de regasificación, deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación de la calidad y composición del GNL, los sistemas de toma de muestras, así como cualquier otro instrumento necesario para la determinación final de las cantidades energéticas netas cargadas o descargadas.

El titular del buque, antes de cualquier operación de carga o descarga, deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación las tablas de corrección de cada tanque del metanero, verificadas por una autoridad independiente, mutuamente reconocida por las Partes, así como los Certificados de Verificación de los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, temperatura y presión en los tanques de GNL. Dichos instrumentos deberán estar precintados por la misma autoridad que concedió el certificado de calibración, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

La operación será realizada y dirigida por el titular correspondiente en presencia de los Representantes de las Partes. Durante las operaciones de carga o descarga, las Partes o sus Representantes podrán expresar su disconformidad con las operaciones realizadas por el titular, sin que esto pueda tener, como consecuencia, el bloqueo de las operaciones.

Finalizada la operación, el titular de la planta de regasificación de GNL elaborará el Informe de las Cantidades Cargadas o Descargadas, donde se detallarán, además de los datos obtenidos,

el proceso de cálculo de dichas cantidades. Antes de la salida del buque, dicho Informe se firmará por duplicado por las Partes, con indicación explícita de su aceptación o reparos al contenido del mismo. Si el Representante del Usuario no estuviera presente en las operaciones de carga o descarga, esto se hará constar en el Informe y se considerará que el Usuario se encuentra conforme con dicho Informe.

En caso de disconformidad con el Informe, el titular de la planta de regasificación, así como el Representante del Usuario, guardarán toda la documentación relacionada con la operación, hasta el momento en que se produzca una resolución.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas, instrumentos de medida etc. (cantidad y calidad de gas) que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la planta de regasificación y el Usuario se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas, etc. o de sustituir los ya utilizados.

Todas las normas que apliquen en el presente procedimiento corresponderán a la última revisión de las mismas.

2. Consideraciones sobre la posición del buque metanero para el inicio de la operación de carga o descarga

Después del atraque del metanero, y antes de que comience la operación de carga o descarga, se dejará el metanero con escora y asiento “cero” tomando y anotando lecturas del clinómetro, para ello el buque llevará instalados dos clinómetros; el secundario se usará en caso del avería del primario.

Igualmente, se tomarán las lecturas de las marcas de los calados, si es posible desde el muelle y, si no, desde los indicadores de tele-calados del control de carga del buque metanero.

Si por cualquier motivo no fuera posible mantener el buque con escora y asiento cero en el momento de realizar las mediciones, se aplicarán a las medidas obtenidas, cuando proceda, las tablas de corrección por escora y asiento (tablas de calibración) del buque.

Al objeto de determinar la energía cargada o descargada por los buques metaneros se realizarán dos mediciones, antes y después de la operación de carga o descarga, de los parámetros físicos básicos que influyen en la misma (nivel de líquido en los tanques, temperatura del líquido, temperatura del vapor, presión del vapor).

La primera medición se hará después de que los brazos de carga/descarga hayan sido conectados al buque, pero antes de empezar a enfriar los mismos y de abrir las válvulas de venteo.

La segunda medición se hará 15-30 minutos después de completar la operación y con los brazos de carga/descarga conectados y las válvulas de venteo cerradas, con objeto de asegurar que la superficie del líquido se haya estabilizado.

3. Determinación del nivel de líquido en los tanques

Cada tanque de GNL del buque estará equipado con dos medidores de nivel basados en dos principios físicos de medida diferente. Uno será el primario y otro el secundario. El orden de preferencia en su utilización como primario será: microondas, capacitivo y de flotador.

En caso de avería o fallo del primario, se utilizará el sistema secundario. Si fuera necesario utilizar el secundario al iniciar la operación, el resto de medidas se realizarán con dicho sistema aunque el primario haya sido reparado antes de finalizar la operación.

Para cada tipo de medidor, sus características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en las normas siguientes:

- UNE-ISO 13689 *“Hidrocarburos ligeros licuados. Gas natural licuado (GNL). Mediciones de niveles de líquido en tanques que contienen gases licuados. Medidor de nivel de tipo microondas”*.
- UNE-ISO 8309 *“Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por capacitancia eléctrica”*.
- UNE-ISO 10574 *“Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por flotador”*.

Tanto en la medición inicial, como en la final, para cada uno de los tanques, se realizarán, con los medidores de nivel, al menos dos medidas a intervalos de tiempo superiores a dos minutos, tomándose el valor medio aritmético de dichas medidas, redondeado al número entero (en mm).

Al valor obtenido para cada uno de los tanques, de ser necesario, se aplicará su correspondiente corrección de escora y/o asiento. Si para la obtención de las medidas se hubiese utilizado un medidor de flotador, además, se harán las correcciones correspondientes por contracción térmica de la cinta o cable que lo sustenta debido a la diferencia de temperatura del vapor y la de calibración del medidor de nivel y por la densidad del GNL.

Al final de todas estas correcciones, se redondeará a número entero, en mm, si fuese necesario.

4. Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques

La temperatura del líquido y vapor de GNL en cada tanque del metanero se medirá inmediatamente después de la medida del nivel del líquido, antes de las operaciones de carga o descarga e inmediatamente después de las mismas. Cada tanque contará con varios medidores de temperatura; se situará uno en el fondo del tanque y otro en la parte más alta para asegurar la medida de la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto de medidores de temperatura se instalarán separados a distancias iguales a lo largo de toda la altura del mismo.

Sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones cumplirán con los requisitos establecidos para medidores de Clase A, en la norma UNE-ISO 8310 *“Hidrocarburos ligeros*

licuados. Medición de la temperatura en tanques que contienen gases licuados. Termómetros por resistencia y termopares”.

La temperatura del líquido en cada tanque se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas de temperatura inmersas en el GNL de dicho tanque. Las temperaturas y su valor medio se redondearán a dos cifras decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido.

La temperatura del líquido se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$T_{\text{líquido}} = \frac{\sum V_k \cdot T_k}{\sum V_k}$$

Siendo V_k y T_k el volumen (m³) y temperatura (°C), respectivamente, del líquido en cada tanque.

El resultado se redondeará a dos cifras decimales.

La temperatura del vapor se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas no inmersas en el GNL, redondeado a dos cifras decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que no están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido. Si hubiera alguna medida de temperatura discordante, por no ser un valor razonable o inusual en relación con el gradiente de temperatura en el tanque, se recalculará el valor medio de las temperaturas despreciando la medida discordante.

5. Determinación de la presión

La presión en los tanques se medirá inmediatamente después de la temperatura. Las medidas de la presión del vapor se realizarán con medidores de presión absoluta instalados en la cavidad del tanque donde se acumula el vapor, según la norma UNE-ISO 13398 *“Hidrocarburos ligeros licuados. Gas natural licuado (GNL). Procedimiento para la determinación de las cantidades transferidas”*.

Esta presión es necesaria para calcular la energía del gas desplazado y se determinará como el valor medio de la presión de cada tanque, expresada en milibar y redondeada a números enteros.

Si el barco no dispone de los equipos de medida de presión absoluta, tendrá que llevar instalado medidores de presión atmosférica que midan y registren los valores de ésta simultáneamente para el cálculo de la presión absoluta.

6. Determinación de la calidad del GNL

Para la determinación de la calidad del GNL, el proceso de toma de muestras incluirá tres operaciones:

- Toma de muestra representativa de GNL
- Vaporización completa de la muestra
- Acondicionamiento de la muestra gaseosa antes del transporte a su analizador

La toma de muestras en continuo se realizará siguiendo la norma UNE-EN ISO 8943 *“Hidrocarburos ligeros licuados. Toma de muestras. Método continuo”*.

El titular de la planta de regasificación, guardará en botellas tres muestras, cada una por duplicado, tomadas durante el proceso de carga o descarga, aproximadamente al 25, 50 y 75% de la cantidad total descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el Informe de Carga/Descarga con acuerdo de ambas Partes. En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetadas y debidamente precintadas por ambas Partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

La toma de muestras líquidas se realizará en la planta de regasificación, en la línea de descarga, se pasará por un vaporizador en continuo y se analizará con un cromatógrafo de gases en línea. Además, se recomienda disponer de un vaporizador de reserva.

Si no hubiese muestras debido al fallo del equipo de toma de muestras, o se considerase que, debido a las condiciones de operación, éstas no son representativas, la calidad del GNL se determinará por mutuo acuerdo entre las Partes.

En caso de fallo de los cromatógrafos principal y de reserva (si existe), se podrán utilizar, previo acuerdo con el representante del Usuario, otros cromatógrafos secundarios situados en la planta de regasificación, para lo cual se realizará un proceso de toma de muestras manual.

6.1 Determinación de la composición del GNL y del vapor

La composición del GNL y del vapor, se determinará mediante un cromatógrafo de gases que cuente con la aprobación emitida por una autoridad metrológica competente de la Unión Europea.

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por dicha autoridad.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 *“Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method”*.

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del representante del Usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas. Si el Representante del Usuario no estuviera presente durante la verificación, se hará constar en el acta.

Se calculará la composición media del gas a partir de los análisis realizados al mismo. Para calcular la composición media a partir de los análisis realizados se eliminarán, por acuerdo de las Partes, aquellos claramente anómalos y obtenidos en condiciones de operación no estacionaria; en cualquier caso se eliminarán aquellos análisis cuya concentración de metano se desvíe mas de un 2% del valor medio. Esta composición se expresará en % redondeado a tres decimales.

6.2 Determinación de compuestos de azufre

El azufre se determinará utilizando normas internacionales de reconocido prestigio como:

- UNE-EN 24260 *“Productos petrolíferos e hidrocarburos. Determinación del contenido de azufre. Método de combustión de Wickbold. (ISO 4260:1987)”*
- ASTM D 4045 .

6.3 Determinación de compuestos de mercurio

Se determinará según la norma UNE-EN ISO 6978 *“Gas natural. Determinación del contenido de mercurio”*, partes 1 y 2.

6.4 Calibración, preparación y verificación de los equipos de cromatografía

El cromatógrafo se calibrará, antes y después de cada carga o descarga, con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por la autoridad metrológica.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 *“Gas Analysys – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method”*

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del Representante del Usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas.

Esta operación se repetirá a la finalización de la carga o descarga. Si el representante el usuario no estuviera presente durante la verificación se hará constar en el acta.

6.5 Toma de muestras del GNL

El titular de la planta de regasificación, guardará en botellas (cilindros de acero inoxidable) tres muestras, cada una por duplicado, tomadas durante el proceso de carga o descarga, aproximadamente al 25%, 50% y 75% de la cantidad total descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el informe de carga/descarga con acuerdo por ambas Partes.

En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetas y debidamente precintadas por ambas Partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

7. Cálculos

7.1 Cálculo del volumen de GNL cargado o descargado

El volumen de GNL cargado o descargado por un buque será la suma del volumen de GNL cargado/descargado en cada tanque del buque metanero.

El volumen del GNL cargado/descargado en cada tanque del buque metanero se calculará por diferencia entre los niveles inicial y final del líquido en el tanque, obtenidos de acuerdo con este protocolo y a partir de las tablas de calibración de cada tanque. El volumen irá expresado en metros cúbicos, redondeado a tres cifras decimales.

7.2 Cálculo del Poder Calorífico Superior másico

Se calculará de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 6976 *"Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición"*, utilizando el valor de la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para obtener el valor en kWh/Kg se dividirá el valor en MJ/Kg redondeado a tres decimales entre 3,6. Se redondeará este resultado a 3 cifras decimales.

7.3 Cálculo de la densidad del GNL

La densidad del GNL se dará en kg/m³, redondeada a tres cifras decimales, por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido inicial, en caso de descarga, y la final en caso de carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555 *"Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas"*.

7.4 Cálculo del vapor retornado

Para el cálculo del vapor retornado, se utilizará:

- a) En el caso de descarga: temperatura del vapor después de la operación, presión final y composición del vapor.
- b) En el caso de carga: temperatura de vapor inicial, presión inicial y composición del vapor.

El poder calorífico superior volumétrico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976 *"Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición"*, redondeado a tres cifras decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para el cálculo del volumen de vapor retornado, expresado en condiciones normales, se considerará un comportamiento ideal del vapor, y se utilizarán las condiciones de referencia

establecidas en las Normas del Gestor Técnico del Sistema, tomando como volumen bruto el volumen de líquido desplazado.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando preferentemente un método en continuo con análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo.

7.5 Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la Energía y la Masa entregada se utilizará la Norma UNE 60555: *“Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas”*.

El resultado de energía se expresará en kWh, sin cifras decimales. El resultado de las mediciones de masa se expresará en kg, respectivamente, sin cifras decimales.

Anejo 1

Informe de descarga de buque

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
TEMP.°C										

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
TEMP.°C										

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (°C)

Temp. Media Final (°C)

Vol. G.N.L. Inicio (M3)

Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
TEMP.°C										

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
TEMP.°C										

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (°C)

Temp. Media Final (°C)

Vol. G.N.L. Inicio (M3)

Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido descargado en el Terminal de G.N.L. de , por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. DESCARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m3(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m3(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA DESCARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

MEDIA DE RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

%PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA	Kg/m3(*)
PODER CALORIFICO DEL GAS	kWh/m3(*)
RATIO DE EXPANSION	m3(*)/M3L
DENSIDAD	Kg/M3L
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L
INDICE DE WOBBE	kWh/m3(*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C

Poder Calorífico (HS) : [°C, MBAR]

Índice de Wobbe : [°C, MBAR]

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

COMPOSICION DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LIQUIDO: °C $K1 = m^3/Kmol$

$K2 = m^3/Kmol$

DENSIDAD= Kg/M^3L

PODER CALORÍFICO

$H_m = KWh/Kg$

$H_v = KWh/M^3L$

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE : M3

SALIDA DEL BUQUE : M3

RECIBIDO POR BUQUE : M3

CONSUMIDO POR BUQUE : M3

TEMP: DEL VAPOR DESP.: °C

PRESION ABS. DESPUES: mbar

PESO DESCARGADO : Kg

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

INICIO DESCARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m3(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m3(*)) :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m3(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m3(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m3(*)) :

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido descargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

☐ PROVISIONAL

☐ PROPUESTO

☐ DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de gas natural licuado (G.N.L.) para el cargamento indicado, en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

☐ PROVISIONAL

☐ PROPUESTO

☐ DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Anejo 2

Informe de carga de buque

Planta de

Fecha de inicio :
Hora de inicio :
Fecha final :
Hora final :
Puerto de carga :

N° de viaje :
Puerto de destino :
Buque :
País origen:

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :
C1 :
C2 :
C3 :
IC4 :
NC4 :
IC5 :
NC5 :
C6+ :
CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)
Temp. Media Final (ºC)
Vol. G.N.L. Inicio (M3)
Vol. G.N.L. Final (M3)
Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.°C										

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.°C										

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (°C)

Presion Inicio (MBAR)

Temp. Media Final (°C)

Presion Final (MBAR)

Volumen Retornado (m3)

Volumen Retornado (m3(*))

Autoconsumos Buque (m3(n))

Fdo.

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado en el Terminal de G.N.L. de , por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. CARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m3(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m3(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA CARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino:

Buque :

País origen :

MEDIA DE RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA	Kg/m3(*)
PODER CALORIFICO DEL GAS	kWh/m3(*)
RATIO DE EXPANSION	m3(*)/M3L
DENSIDAD	Kg/M3L
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L
INDICE DE WOBBE	kWh/m3(*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C

Poder Calorífico (HS) : [°C, MBAR]

Índice de Wobbe : [°C, MBAR]

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :
Hora de inicio :
Fecha final :
Hora final :
Puerto de carga :

N° de viaje :
Puerto de destino :
Buque :
País origen :

COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LÍQUIDO:	°C	K1	m3/Kmol
DENSIDAD	Kg/M3L	K2	m3/Kmol

PODER CALORIFICO

Hm= KWh/Kg
Hv= KWh/M3L

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE :	M3	TEMP: DEL VAPOR DESP.: °C	
SALIDA DEL BUQUE :	M3	PRESION ABS. DESPUES :	mbar
RECIBIDO POR BUQUE :	M3		
CONSUMIDO POR BUQUE :	M3		

PESO CARGADO

Kg

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :
Hora de inicio :
Fecha final :
Hora final :
Puerto de carga :

N° de viaje :
Puerto de destino :
Buque :
País origen :

INICIO CARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) : .
Peso Molec. (Kg/Kmol) :
K1 :
K2 :
P. de Revap. (M3L/m3(*)) :
I. de Wobbe (kWh/m3(*)) :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m3(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m3(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m3(*)) :

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD NETA

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA ☐ PROVISIONAL
☐ PROPUESTO
☐ DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO: **G.N.L.**

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de gas natural licuado (G.N.L.) para el cargamento indicado, en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

EN PUERTO DE

() PROVISIONAL

☐ PROPUESTO

() DEFINITIVO

MERMAS IMPUTABLES:

32

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD A BORDO

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado a bordo en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

BUQUE:

DESTINO:

FECHA CARGA:

PRODUCTO: **G.N.L.**

VOLUMEN: m3

PESO: Kgs.

kWh:

Fdo.

REGLA OPERATIVA DE LAS ACTIVIDADES DE DESCARGA DE BUQUES METANEROS

1. Objeto

El presente documento pretende definir un procedimiento de coordinación de las actividades logísticas que permita gestionar las descargas de GNL.

2. Inspección de buques metaneros y estudios de compatibilidad.

2.1. Inspección de buques metaneros:

Los buques a utilizar para las descargas de GNL en las instalaciones de regasificación deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección («vetting») exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de buques de transporte de GNL.

Las inspecciones serán efectuadas por inspectores que posean la acreditación OCIMF (“Oil Companies International Marine Forum”) para buques de transporte de GNL, siguiendo las pautas y estando disponibles a través del programa SIRE (“Ship Inspection Report Programme”).

La validez de las inspecciones será: para buques menores de 5 años, 18 meses, para buques con antigüedad comprendida entre 5 y 15 años, 12 meses y para buques de más de 15 años, 6 meses.

Si el buque ha cumplido 15 años, deberá haber pasado una inspección de Clase en dique seco durante los últimos 36 meses.

Asimismo, los titulares de las plantas de regasificación podrán exigir a los contratantes de los buques con 20 años o más desde su entrada en servicio la presentación de certificados adicionales de una sociedad de clasificación acerca del estado estructural de los mismos, tales como el CAP (“Condition Assessment Programme”) nivel 1 ó 2, o similares que acrediten inspecciones específicas para buques de esta antigüedad, debiendo cada Terminal publicar el detalle de sus requerimientos. La modificación de los requerimientos deberá ser anunciada con suficiente antelación.

En el caso de que se pretendan descargar buques metaneros que no hayan superado hasta la fecha ningún procedimiento internacionalmente reconocido de inspección, o bien,

que hubieran sufrido alguna modificación importante posterior a la superación del mencionado procedimiento, la compañía comercializadora, transportista, o el consumidor cualificado contratante del buque, deberá facilitar la totalidad de la información solicitada tanto por el titular de la instalación de descarga como por la compañía de inspección que vaya a realizar la evaluación del buque antes de que se proceda a su descarga.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un buque metanero, que haya pasado la inspección, amarre y descargue gas natural licuado en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL será otorgada por el titular de la citada planta. La compañía comercializadora, o consumidor cualificado deberá iniciar los trámites con la antelación suficiente, de forma que estén finalizados como paso previo a la realización de la programación vinculante de la descarga del buque.

2.2. Estudios de compatibilidad:

En el caso de utilización de buques metaneros que no hayan previamente descargado GNL en la correspondiente instalación, con el fin de poder analizar la compatibilidad entre los buques que transporten el GNL para las diversas comercializadoras y las instalaciones de las terminales, dichas comercializadoras deberán suministrar todos los datos referentes a los buques que le sean solicitados por parte del titular de la instalación.

En función de estos datos se analizará la compatibilidad en lo referente, entre otros, a brazos de descarga, puntos de contacto con las defensas, número de puntos de amarre, posición del «manifold» y pasarela de acceso de tierra al buque, comprometiéndose el titular de la instalación a emitir el correspondiente informe dentro del plazo de 7 días hábiles desde la presentación por parte de la comercializadora de la información pertinente.

3. Atraque seguro e instalaciones de descarga

El titular de la instalación de descarga deberá cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL; entre otros los siguientes:

Illuminación suficiente, hasta los límites permitidos por las autoridades portuarias, que permita realizar las maniobras de acceso o abandono del muelle, de acuerdo con la reglamentación específica de cada Puerto;

Brazos de descarga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir la descarga de GNL;

Instalaciones para el retorno de vapor adecuados para mantener una presión operativa en los tanques de carga del buque metanero, siempre dentro de los rangos operativos especificados para el buque;

Acceso/s seguro/s para el personal del buque y el que acceda al mismo;

Un sistema de comunicaciones que cumpla con las regulaciones aplicables y permita estar en comunicación con el Buque Metanero en todo momento;

Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los buques metaneros.

4. Autorizaciones y Servicios Portuarios

Será responsabilidad del Buque Metanero o del agente que designe, obtener de la Autoridad Portuaria los correspondientes permisos de descarga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores.

5. Programación

La programación de descarga de buques se realizará de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, apartados 3.6.2.1 y 3.6.2.2 haciendo referencia a la programación anual y mensual, siendo la anual de carácter informativo y la mensual de carácter vinculante, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.6.2.2 de la NGTS-02 «Programaciones».

La programación mensual vinculante, incluirá entre otros datos, la Fecha de Descarga Programada, que establece el día de comienzo del período de tiempo asignado para la llegada del buque. La duración de este intervalo de tiempo, o ventana de descarga, dependerá de la instalación de descarga y de la capacidad bruta del buque metanero conforme a lo siguiente:

Barcelona y Cartagena:

Para buques de capacidad inferior a 50.000 m³, 24 horas comenzando a contar las 07.00 de la Fecha de Descarga Programada.

Para buques de capacidad superior a 50.000 m³, 36 horas desde las 07.00 de la Fecha de Descarga Programada.

Huelva: Para cualquier tipo de buque, 48 horas, comenzando la ventana con el momento en que se produzca la primera marea alta dentro de la Fecha de Descarga Programada.

Bilbao: Para todo tipo de buque, 36 horas desde las 00.00 de la fecha de Descarga Programada

Otras plantas: Deberá determinarse la duración de la ventana de descarga para cada tipo de buque.

6. Actividades logísticas de GNL.

6.1. Nominación de buques:

Al menos 15 días antes de la descarga, y siempre antes de la carga, las diversas comercializadoras o consumidores que se autoabastezcan, conviniendo que se cumplan los criterios establecidos en el punto 6.2, nominará por fax, telex o correo electrónico buques compatibles con el Puerto y con los requerimientos técnicos y legales de las instalaciones de descarga, que deberán cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del Gas Natural Licuado (en adelante GNL).

Dicha nominación deberá incluir al menos la siguiente información:

Nombre del buque.

ETA, de acuerdo con la Fecha de Descarga Programada establecida.

Cantidad prevista a descargar, igualmente de acuerdo con la programación.

Origen del gas.

El titular de la instalación responderá aceptando o rechazando la nominación dentro de las 72 horas laborables siguientes a la recepción de la misma; en caso de rechazo éste deberá ser razonado.

En cualquier caso, la falta de respuesta por parte del titular dentro del período que corresponda, se entenderá como aceptación implícita de la nominación.

6.2. Notificaciones relativas a la carga:

Las comercializadoras y consumidores que se autoabastezcan, o quien ellos designen, notificarán al titular de la instalación una vez finalizada la carga del GNL, el origen, la cantidad y calidad del cargamento, por medio de los correspondientes certificados emitidos por un inspector independiente.

6.3. Notificaciones del Tiempo Estimado de Llegada:

El capitán del buque metanero o su agente, notificará al titular de la planta el Día y Hora estimada de llegada del buque a la boya de recalada, o «Estimated Time Arrival» (ETA), teniendo en cuenta la duración del viaje en las siguientes ocasiones:

El primer aviso deberá enviarse a la salida del puerto de carga.

El segundo aviso deberá enviarse no más tarde de siete (7) días antes del ETA. Si este ETA es modificado en más de doce (12) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

El tercer aviso deberá ser enviado no después de setenta y dos (72) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

El cuarto aviso deberá enviarse no después de cuarenta y ocho (48) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

El quinto aviso deberá ser enviado no más tarde de veinticuatro (24) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de una (1) hora, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

El Aviso de Alistamiento («Notice of Readiness», NOR) deberá ser notificada por el capitán del buque metanero al titular de la planta a la llegada a la boya de recalada o a la zona de anclaje a las afueras del puerto de descarga donde el práctico del puerto de descarga sube a bordo del buque metanero. Una vez se hayan finalizado las formalidades necesarias con las autoridades competentes y esté del todo preparado para proceder con

el atraque y comenzar la descarga, el buque metanero y el titular procederán con toda diligencia al atraque seguro en el muelle o pantalán de la instalación de descarga.

6.4. Prioridad de atraque de buques.

En caso de que el buque metanero llegue dentro de su ventana de descarga, dicho buque tendrá prioridad de atraque en las instalaciones frente a otros que estuviesen llegando en ese momento fuera de su ventana de descarga, y frente a aquellos que habiendo igualmente llegado fuera de su Fecha de Descarga Programada estuviesen esperando para el atraque, excepto en el caso de que otro buque, habiendo llegado en su ventana de descarga anterior, esté esperando debido a mal tiempo o por Fuerza Mayor.

En caso de que el buque metanero no llegue en su Ventana de Descarga, el titular de la instalación deberá disponer su atraque para la descarga tan pronto como sea posible teniendo en cuenta el régimen habitual de las instalaciones y los programas de descarga de otros buques, bajo el principio de «first come first served» con respecto a otros buques que hubiesen llegado también fuera de sus respectivas Ventanas de Descarga. Esta situación podría verse modificada si el Gestor del Sistema estimase necesario, en aras de garantizar la seguridad del suministro, modificar el orden de las descargas para hacer frente a desbalances.

En el caso de que un buque metanero no llegue en su ventana de descarga y transporte gas de un comercializador o consumidor que se autoabastezcan que se encuentre en situación de desbalance individual, éste tendrá preferencia de descarga frente al resto de los buques que hubieran llegado fuera de su ventana de descarga.

6.5. Operaciones de atraque:

Después de que el NOR haya sido notificado de acuerdo con lo establecido en el Apartado 6.3, el capitán del buque deberá proceder a un atraque seguro y rápido del Buque Metanero en el muelle y el titular de la instalación deberá cooperar con que el Buque sea así atracado.

6.6. Operaciones de descarga:

El capitán del Buque Metanero y el titular de la instalación procurarán que comience la descarga tan pronto como sea posible después de las operaciones de atraque y deberán cooperar entre ellos para completar o procurar que se complete la descarga de forma segura, efectiva y rápida.

Para realizar una descarga segura del GNL a los ritmos, presiones y temperaturas que sean requeridos por el Buque Metanero y por las Instalaciones de descarga, el GNL deberá ser bombeado desde el Buque Metanero, siguiendo las indicaciones del Terminal, a las instalaciones receptoras, de acuerdo con los tiempos de plancha concertados, y el titular de la instalación retornará gas natural al Buque en las cantidades que sean necesarias.

El capitán del Buque Metanero desatraca de forma segura y rápida después de completada la operación de descarga y el titular de la planta deberá cooperar en que el Buque abandone el muelle segura y rápidamente.

Si ocurre algún problema o si se prevé que pueda ocurrir, de forma que ocasione un retraso del Buque Metanero en el atraque, descarga o desatraque, tal que modifique los tiempos programados para estas operaciones, la Instalación Receptora y el Buque Metanero deberán discutir el problema de buena fe y esforzarse para minimizar o evitar dicho retraso, y al mismo tiempo cooperar entre ellos para tomar alguna medida que minimice o evite cualquier retraso similar en el futuro.

6.7. Tiempos de Plancha.

1. Tiempo de Plancha Permitido: Es el tiempo máximo asignado al titular de la instalación para la conclusión de la descarga de cada cargamento sin incurrir en demoras.

Este tiempo de plancha en cada terminal será el que se detalla a continuación:

- a) Veinticuatro (24) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de hasta 50.000 m³ de GNL de capacidad en las terminales de Barcelona y Cartagena.
 - b) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 50.000 m³ de GNL de capacidad en las terminales de Barcelona y Cartagena.
 - c) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 100.000 m³ de GNL de capacidad en la terminal de Huelva.
 - d) Veinticuatro (24) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de hasta 100.000 m³ de GNL de capacidad en la terminal de Huelva.
 - e) Setenta y dos (72) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 100.000 m³ de GNL de capacidad en el nuevo atraque de Barcelona, hasta la entrada en servicio del quinto tanque de GNL y sus instalaciones auxiliares.
 - f) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en la terminal de Bilbao
2. Comienzo del tiempo de Plancha en Huelva: Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su fecha de descarga programada, o con antelación a la misma, lo que ocurra antes, el tiempo de plancha empezará:
 - a) Cuatro horas después del momento en que suceda la primera marea alta dentro de su ventana de descarga y que tenga lugar al menos dos horas después de notificar el NOR y que permita al Buque Metanero atracar con seguridad y descargar de acuerdo con las Regulaciones Portuarias a tal efecto, o
 - b) En el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga.

Si el Buque Metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después

de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el Buque Metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

3. Comienzo del Tiempo de Plancha en Cartagena y Barcelona: Si el buque Metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará, seis horas después de ser notificado el NOR, o en el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR antes de su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga; o a las 07.00 horas de la Fecha de Descarga Programada, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

4. Comienzo del Tiempo de Plancha en Bilbao: Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará, seis horas después de ser notificado el NOR, o en el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR antes de la Fecha de Descarga Programada, el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga; o a las 00.00 horas de la Fecha de Descarga Programada, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su Ventana de Descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

5. Otras Plantas: Deberá determinarse el momento de comienzo del tiempo de plancha para el resto de plantas que operen el Sistema Gasista.
6. Conclusión del Tiempo de Plancha: En el caso en que el cargamento no sea descargado en el Tiempo de Plancha Permitido, el titular de la instalación permitirá al buque metanero continuar la ocupación del muelle o atraque hasta completar su descarga y el tiempo de plancha continuará contando a efectos de Demoras.

Se permite extender el Tiempo de Plancha Permitido por cualquier retraso imputable o período de tiempo requerido para lo siguiente:

- a) Acción u omisión, del buque metanero o su Capitán;
- b) Cumplimiento del buque metanero de las regulaciones del puerto de descarga;
- c) Descarga lenta por alta temperatura del GNL;
- d) Por retraso debido a condiciones meteorológicas adversas; y

- e) Cualquier otra razón por Fuerza Mayor.

El tiempo de plancha dejará de contar cuando se desconecten los brazos de descarga.

6.8. Medición de descargas de GNL:

La cantidad y calidad del GNL descargado se medirá por el titular de la instalación de descarga, con los equipos de medición de acuerdo con los procedimientos que en cada momento sean de aplicación y por lo que se establezca en los Protocolos de Detalle, de acuerdo con la regla operativa de medición de descargas en energía.

El conjunto de comercializadores y consumidores que se autoabastezcan, que eventualmente compartiesen un cargamento, podrán designar un Inspector Independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado. El coste de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

6.9. Demoras:

Si la descarga del cargamento no ha sido completada por causas ajenas al buque metanero o a su capitán, dentro del Tiempo Permitido de Plancha, el titular de la planta deberá pagar demoras según la siguiente tabla de precios por día:

- a) Para buques de hasta 60.000 m³ de capacidad bruta: A1 US\$/día.
- b) Para buques con capacidad bruta entre 60.000 y 110.000 m³: A2 US\$/día.
- c) Para buques con capacidad superior a 110.000 m³: A3 US\$/día.

Si, como resultado de cualquier retraso atribuible a la acción u omisión del buque metanero o su capitán, la descarga del cargamento en el puerto de descarga utiliza un tiempo de plancha superior al Tiempo Permitido de Plancha, y a consecuencia de ello, otro buque no puede acceder a las Instalaciones a su llegada al puerto de descarga dentro de su Fecha Descarga Programada, se pagará al titular de las instalaciones, una vez convenientemente justificada la anterior circunstancia, demoras según la siguiente tabla de precios por día:

- a) Para buques de hasta 60.000 m³ de capacidad bruta: A1 US\$/día.
- b) Para buques con capacidad bruta entre 60.000 y 110.000 m³: A2 US\$/día.
- c) Para buques con capacidad superior a 110.000 m³: A3 US\$/día.

En cualquiera de los casos anteriores se realizará una prorrata para períodos inferiores a un día.

Los precios anteriores serán actualizados en cada año de aplicación, en función del incremento medio anual de precios recogidos en la OECD «Europe Consumer Prices Index», publicado por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo, en su boletín mensual.

Tanto en un caso como en otro, las demoras serán pagadas a los veinte (20) días de recibir la factura; en caso de falta de pago dentro del plazo establecido, la parte deudora

vendrá obligada a pagar a la parte acreedora un interés de demora equivalente al «USD LIBOR» a tres meses incrementado en tres puntos, calculado desde el día siguiente al vencimiento del pago.

Toda reclamación por demoras se considerará sin efecto si se presenta con documentación fehaciente pasados 90 días naturales después de finalizada la descarga.

Demoras:

A continuación se adjuntan los valores monetarios a los que se hace referencia como A1, A2, A3 en el apartado III.6.9 Demoras, del Procedimiento Operativo de Actividades Logísticas de Descargas de GNL.

A1) Para buques de hasta 60.000 m³ de capacidad bruta: 26.000 US\$/día.

A2) Para buques con capacidad bruta entre 60.000 y 110.000 m³: 45.000 US\$/día.

A3) Para buques con capacidad superior a 110.000 m³: 65.000 US\$/día.

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES EN INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE

1 Objeto

El presente protocolo de detalle desarrolla las necesidades de programación que los titulares de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento del sistema gasista requieren para la correcta planificación y operación del sistema, contempladas en los capítulos 3 y 4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

A los efectos de este protocolo, a los titulares de instalaciones se les referirá como operadores.

2 Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos los usuarios del sistema que utilicen instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación.

Asimismo, se aplicará a todos los operadores del sistema para aquellos puntos de conexión entre infraestructuras de transporte.

3 Sujetos implicados

Todos los sujetos que utilicen las instalaciones del sistema gasista están obligados a realizar programaciones. El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de todas las programaciones enviadas y deberá analizar la viabilidad técnica de las mismas desde el punto de vista global del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá y pondrá a disposición de los operadores, como ayuda y soporte para la respuesta de viabilidad a las programaciones de entrada al sistema, un escenario inicial que asegure el correcto funcionamiento del mismo sin perjudicar los derechos y obligaciones de cada operador con sus usuarios.

Los sujetos que intervienen en las programaciones dependerán de la infraestructura sobre la que estén programando y que se especifica a continuación.

3.1 Programaciones a plantas de regasificación

Las plantas de regasificación recibirán la información necesaria para realizar las programaciones de los siguientes sujetos:

- Usuarios de las plantas de regasificación, comercializadores, consumidores directos en mercado y transportistas encargados de suministrar al mercado a tarifa, que enviarán sus programaciones a los titulares de las plantas de regasificación y el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de dichas programaciones para realizar sus labores de coordinación.
- Los distribuidores, que remitirán las programaciones de cargas de cisternas necesarias para consumo en sus redes de distribución conectadas a plantas satélites.
- Los operadores de la red de transporte a los que esté conectada la planta, que contrastarán la información recibida de sus usuarios relativa a las cantidades a transportar desde la planta.

Los titulares de las plantas de regasificación, una vez analizada la información, procederán a realizar sus comentarios sobre la viabilidad de la misma. Dicha respuesta de viabilidad estará a disposición del Gestor Técnico del Sistema, para que éste pueda proceder al análisis conjunto del sistema y realizar los ajustes necesarios para acordar un programa viable definitivo.

3.2 Programaciones a almacenamientos subterráneos

Las programaciones, nominaciones y balances relativos a los almacenamientos subterráneos se harán sobre la base de un almacenamiento único, independientemente de la instalación física en la que se ubique el gas almacenado.

De acuerdo con lo anterior, será el Gestor Técnico del Sistema quien actúe como coordinador de los diferentes operadores de almacenamiento subterráneo para acordar los programas anuales individuales para cada instalación, garantizando la utilización de cada almacenamiento subterráneo en base a criterios de seguridad y optimización económica del sistema y cubriendo las necesidades globales de almacenamiento solicitadas por los Usuarios.

Los usuarios del sistema enviarán sus programaciones al operador del almacenamiento y el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de dichas programaciones para realizar sus labores de coordinación.

El operador del almacenamiento subterráneo físico, una vez analizada la programación propuesta por el Gestor Técnico del Sistema, procederán a trasladarle sus comentarios sobre la misma.

En base a los comentarios recibidos, el Gestor Técnico del Sistema establecerá y comunicará la programación viable definitiva a cada uno de los operadores de almacenamiento subterráneo, quienes la notificarán a los operadores de transporte a los que estén conectados y a los usuarios.

3.3 Programaciones a redes de transporte

Los titulares de las redes de transporte recibirán programaciones de los sujetos que estén conectados a sus redes:

1. Usuarios, para su consumo por líneas directas.
2. Usuarios, para programar las cantidades a transportar desde o hacia otras infraestructuras de transporte (plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, conexiones internacionales y yacimientos).
3. Operadores de plantas de regasificación.
4. Otros operadores de redes de transporte (incluidos operadores de C.I. y yacimientos)
5. Operadores de redes de distribución, en lo referente a las programaciones de demanda.

Una vez analizada la información, procederán a realizar sus comentarios sobre la viabilidad de la misma y remitirán su respuesta a los usuarios y operadores implicados y al Gestor Técnico del Sistema, para que éste pueda proceder al análisis conjunto del sistema.

4 Procedimiento de comunicación

Todo intercambio de información escrita y/o notificación realizada bajo los términos expuestos en el presente Protocolo deberá llevarse a cabo empleando documentos preestablecidos y medios de telecomunicación fiables que los operadores deberán poner a disposición de los usuarios del sistema.

Inicialmente, y siempre que sea técnicamente posible, se utilizarán el SL-ATR (para programaciones de transporte y mercado eléctrico) y el SCTD (para programaciones de demanda convencional en redes de distribución) como medios preferentes para el intercambio de toda información relativa a programaciones y respuesta de viabilidades.

En caso de emergencia, cuando sea necesario transmitir información o se solicite la transmisión de una información por vía telefónica, se deberá confirmar dicha información tan pronto sea posible y por escrito.

Todos los documentos, notificaciones e informaciones intercambiadas se enviarán y recibirán en las fechas y horarios establecidos para los programas de referencia.

5 Programaciones. Parámetros comunes

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones y nominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación
- Identificación del sujeto a la que va dirigida
- Tipo de programación (periodicidad).
- Instalación a la que aplica
- Cantidad de gas programado, con el detalle requerido en cada programación.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales y mensuales, y el kWh en las programaciones semanales, nominaciones y renominaciones.

6 Programaciones anuales

6.1 Programación anual a plantas de regasificación

6.1.1 Contenido de las programaciones

Detalle mensual para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

1. Descarga de buques:
 - Cantidad mensual (GWh/mes).
 - Origen del gas.
 - Número y tamaño de buques a utilizar (de acuerdo con la clasificación de la NGTS-01).
 - Fecha estimada de descarga de los buques, especificando los dedicados de forma continua al tráfico de larga distancia y con un mismo origen.
 - Se indicarán los buques compartidos y el sujeto con el que se comparte (en su defecto se indicará que cantidad del buque compartido se destina para el propio usuario).
2. Regasificación:
 - Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
 - Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario. (si no se indica usuario distinto, se considerará que la regasificación la realiza el propio usuario para si mismo).
3. Carga de cisternas.

- Cantidad de cisternas a cargar (GWh/mes y número de cisternas), para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, detallado por cada una de las plantas satélite a las que se suministra.
4. Consumo por Líneas Directas conectadas a la planta de regasificación. Identificando la línea directa para la que programa.
 5. Intercambios de GNL en tanque, indicando cantidad y sujeto contraparte (opcional).

El operador de la planta y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar a los usuarios la información adicional necesaria para cumplimentar los requisitos indicados en el “Protocolo de Detalle de Asignación y Reasignación de Ventanas de descarga de buques”.

6.1.2 Calendarios (fechas límite).

1. Información primer trimestre del año

Envío: Hasta el 1 de junio.

Viabilidad (operador planta): Hasta el 1 de julio.

Viabilidad Gestor Técnico del Sistema: Hasta el 20 de julio.

2. Programación anual

2.1 Anticipo de programación (provisional):

Envío: Hasta el 31 de julio.

2.2 Programación definitiva:

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (programaciones de usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de otros operadores (programación de cisternas de operadores de redes de distribución y entradas a la red de transporte del operador a la que está conectada la planta).
Hasta el 1 de octubre.
- Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación de carga de cisternas con distribuidores.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación de regasificación de planta con el operador de red transporte.
Hasta el 30 de octubre.

- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de planta a usuarios.
Hasta el 15 de noviembre.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema al operador de planta y usuarios.
Hasta el 22 de noviembre.

6.2 Programación anual a almacenamientos subterráneos

6.2.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

1. Gas almacenado al inicio del periodo (GWh).
2. Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad mensual a inyectar y/o extraer (GWh/mes).
 - Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
3. Intercambio en AASS, indicando cantidad y sujeto contraparte.

6.2.2 Calendarios (fechas límite).

1. Programación provisional

- Envío:
Hasta el 1 de septiembre.

Este primer envío se realizar para que el operador del almacenamiento subterráneo (AASS) pueda cumplir con sus necesidades de programación.

2. Programación anual previa

- Envío, al operador del AASS, de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de otros operadores a operador AASS (transportistas conectados para acuerdo de cantidades a inyectar/emitir).
Hasta el 1 de octubre.
- Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.

Hasta el 15 de octubre.

- Casación entre AASS y operadores de transporte (previa coordinación con el Gestor Técnico del Sistema sobre distribución entre distintos AASS físicos).

Hasta el 30 de octubre.

- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador del AASS a usuarios.

Hasta el 15 de noviembre.

- Comunicación del programa anual previo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a los operadores de AASS y usuarios.

Hasta el 22 de noviembre.

3. Programación anual definitiva

El 22 de noviembre se obtendrá la programación anual inicial, requerida para establecer un primer programa anual del sistema, pero no se podrá disponer de la programación definitiva para AASS hasta que se conozca las capacidades de AASS asignadas en firme a cada usuario.

Las solicitudes de capacidad definitiva de AASS serán enviadas por los usuarios entre el 1 de diciembre y el 31 de enero de cada año.

De acuerdo con los criterios establecidos en la reglamentación, el Gestor Técnico del Sistema confirmará antes del fin de febrero el programa definitivo para la temporada de AASS, desde el 1 abril del año en curso hasta el 31 de marzo del año siguiente.

El Gestor Técnico del Sistema procederá a distribuir dicha capacidad entre todos los almacenamiento físicos para establecer la programación anual definitiva antes del 20 de marzo.

Las implicaciones que estos cambios puedan ocasionar en el sistema global deberán ser analizadas y comunicadas a los operadores y usuarios afectados.

6.3 Programación anual a redes de transporte

6.3.1 Contenido de las programaciones.

1.- A enviar directamente por los usuarios.

Detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

- Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que se programa.
- Entradas/salidas programadas por conexiones internacionales (C.I.) y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino.
- Detalle de Intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.

2.- A enviar por los operadores de plantas de regasificación

- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
- Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario.

3.- A enviar por operadores de AASS, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

- Detalle de inyección/extracción por cada AASS, indicando usuarios origen/destino.

4.- A enviar por otros operadores de redes de transporte (incluidos operadores de C.I. y yacimientos)

- Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT).
 1. Desagregación por usuario.
 2. Desagregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
- Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión internacional y/o yacimiento.
 1. Desagregación por usuario

5.- A enviar por operadores de redes de distribución.

- El detalle de envío será el indicado para esta programación en el protocolo de detalle PD-8: "Programaciones y nominaciones de consumos en Redes de Distribución".

6.3.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de otros operadores (recepción de programación de distribuidores y otros transportistas, incluidos).
Hasta el 1 de octubre.
- Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación de demanda con operadores de distribución.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación con operadores de transporte (casación con infraestructuras de entrada a red de transporte: otros operadores de transporte, plantas, AASS, yacimientos y CI).
Hasta el 30 de octubre.

- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de red de transporte a sus usuarios.
Hasta el 15 de noviembre.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a transportistas y usuarios.
Hasta el 22 de noviembre.

7 Programaciones mensuales

7.1 Programación mensual a plantas de regasificación

7.1.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los tres meses siguientes. Para cada uno de los tres meses se identificarán los siguientes conceptos:

1. Descarga de buques:

Para el primer mes y primera quincena del segundo mes, con carácter vinculante:

- Fecha solicitada para descarga/carga de cada buque. Los usuarios deberán respetar al máximo las fechas propuestas en su programa anual.
- Nombre del buque y cantidad a descargar (GWh y m3 GNL) para buques mayores de 70.000 m3 GNL. Para buques menores de 70.000 m3 GNL y a menos de 5 días de viaje entre puerto origen y terminal de destino, será suficiente indicar cantidad total por origen (GWh/mes) y número de cargamentos.
- Para los buques compartidos, se indicarán los sujetos con los que se comparten y la cantidad total del buque.

Adicionalmente, se indicará la mejor estimación de calidad de gas de origen de cada una de las descargas programadas.

Para la segunda quincena del segundo mes, con carácter vinculante, y para el tercer mes, a nivel informativo:

- La cantidad total por origen (GWh/mes) y número de cargamentos precisos.

2. Regasificación:

- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
- Detalle diario de regasificación para el primer mes y la primera quincena del segundo mes (GWh/día).
- Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario.

3. Carga de cisternas:

- Cantidad de cisternas a cargar (GWh/mes y número de cisternas).
4. Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que programa
 5. Intercambio de GNL en tanque, indicando fecha, cantidad diaria a intercambiar (kWh/día) y sujeto contraparte.

Para solicitar y programar los servicios de carga de buques, en aquellas terminales que los contemplen, se informará del buque y fecha programada para la realización de las cargas en cada uno de los meses a programar.

7.1.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directo en mercado (usuarios).
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío de otros operadores (distribuidores y otros transportistas).
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores.
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la planta a usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de planta y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.

7.2 Programación mensual a almacenamientos subterráneos

7.2.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los tres meses siguientes, y para los siguientes conceptos:

1. Gas almacenado al inicio del periodo (GWh).
2. Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad mensual a inyectar y/o extraer (GWh/mes). Para el primer mes del programa y la primera quincena del segundo mes (GWh/día) se requiere un desglose diario de inyección/extracción.
 - Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
3. Intercambio en almacenamiento subterráneo, indicando cantidad y sujeto contraparte.

7.2.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a puntos de conexión de almacenamiento subterráneo con red de transporte).
Hasta el 20 de cada mes
- Envío de otros operadores (operadores de red de transporte) a operadores del almacenamiento subterráneo.
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores (el Gestor Técnico del Sistema acordará la distribución del almacenamiento subterráneo total entre los distintos operadores de almacenamientos)
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad de operadores de AASS a transportistas y usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de almacenamiento subterráneo y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.

7.3 Programación mensual a redes de transporte

7.3.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual, en GWh/mes, para cada uno de los tres meses siguientes, para los siguientes conceptos:

1. A enviar directamente por los usuarios.
 - Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que se programa. Si se trata de consumidores que puedan condicionar la operación del sistema, se requiere un detalle diario para el primer mes y medio.
 - Entradas/salidas programadas por C.I. y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino. Por su carácter vinculante, será necesario un detalle diario para las programaciones relativas al primer mes y medio de la programación.
 - Detalle de intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.
2. A enviar por los operadores de plantas de regasificación

- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes), para cada uno de los tres meses. Se requiere un detalle de la regasificación diaria por usuario para el primer mes y los primeros 15 días del segundo.
 - Destino de la cantidad a regasificar. Se indicará el usuario que regasifica y el usuario destino de dicha regasificación.
3. A enviar por los operadores de almacenamiento subterráneo, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.
- Detalle de inyección/extracción por cada almacenamiento subterráneo, indicando usuarios origen/destino. Para el primer mes y medio de la programación, se requiere un detalle diario de la cantidad a inyectar/extraer para cada usuario.
4. A enviar por otros operadores de redes de transporte.
- Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT), con detalle diario para el primer mes y medio de la programación (kWh/día).
 1. Desagregación por usuario.
 2. Desagregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
 - Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre internacional y yacimientos, con detalle diario para el primer mes y medio (kWh/día).
 1. Desagregación por usuario.
5. A enviar por operadores de redes de distribución.
- El detalle de envío será el indicado para esta programación en el protocolo de detalle PD-08: "Programaciones y nominaciones de consumos en Redes de Distribución".

7.3.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a operadores de red de transporte).
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío de otros operadores (distribuidores y otros transportistas, incluidos operadores de AASS, yacimientos y conexiones internacionales).
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores.
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la red de transporte a usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.

- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de transporte y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.

8 Programaciones semanales

8.1 Programación semanal a plantas de regasificación

8.1.1 Contenido

Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los mismos conceptos y desgloses definidos en el programa mensual.

8.1.2. Calendarios (horas límite)

- a) Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Jueves, antes de las 12:00 h
- b) Envío de otros operadores (otros transportistas).
Jueves, antes de las 14:00 h
- c) Casación entre operadores.
Jueves, antes de las 16:00 h
- d) Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la planta a los usuarios.
Viernes, antes de las 10:00 h
- e) Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de planta y usuarios.
Viernes, antes de las 12:00 h

8.2 Programación semanal a almacenamientos subterráneos básicos

8.2.1 Contenido

Se remitirá semanalmente al Gestor Técnico del Sistema un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los siguientes conceptos y desgloses:

- a) Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad diaria a inyectar y/o extraer (kWh/día).

- Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
- b) Intercambio en almacenamiento subterráneo, indicando cantidad y sujeto contraparte.

8.2.2 Calendarios (fechas límite)

- a) Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a puntos de conexión de almacenamiento subterráneo con red de transporte).
Jueves, antes de las 12:00 h
- b) Envío de otros operadores (operadores de red de transporte) al Gestor Técnico del Sistema.
Jueves, antes de las 14:00 h
- c) Casación entre operadores (distribución del AASS total entre los distintos operadores de almacenamiento subterráneo físicos).
Jueves, antes de las 16:00 h
- d) Comunicación y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema, a transportistas y usuarios.
Viernes, antes de las 10:00 h
- e) Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema.
Viernes, antes de las 12:00 h

8.3 Programación semanal a redes de transporte

8.3.1 Contenido

Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los siguientes conceptos y desgloses:

A enviar directamente por los usuarios.

- a) Consumo por líneas directas, identificando la línea directa para la que se programa. Si se trata de consumidores que puedan condicionar la operación del sistema, se requiere un detalle horario para cada día, especialmente en lo que se refiere al consumo destinado al mercado eléctrico.
- b) Entradas/salidas programadas por conexiones internacionales y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino.
- c) Detalle de intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.

A enviar por los operadores de plantas de regasificación

- a) Cantidad diaria a regasificar, para cada uno de los siete días de la semana programada.
- b) Destino de la cantidad a regasificar. Se indicará el usuario que regasifica y el usuario destino de dicha regasificación.

A enviar por los operadores de almacenamiento subterráneo

Cantidad diaria de inyección/extracción del almacenamiento indicando usuarios origen/destino.

A enviar por otros operadores de redes de transporte.

- a) Cantidad diaria de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT).
 - Desagregación por usuario.
 - Desagregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
- b) Cantidad diaria de entrada/salida por usuario para cada conexión internacional y yacimiento.
 - Desagregación por usuario.

A enviar por operadores de redes de distribución.

El detalle de envío será el indicado para esta programación en el Protocolo de Detalle: "Programaciones y nominaciones de consumos en redes de distribución".

8.3.2 Calendarios (fechas límite)

- a) Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a operadores de redes de transporte).
Jueves, antes de las 12:00 h
- b) Envío de otros operadores (otros transportistas, incluidos operadores de plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, yacimientos y conexiones internacionales).
Jueves, antes de las 14:00 h.
- c) Casación entre operadores de transporte.
Jueves, antes de las 16:00 h
- d) Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de transporte a usuarios.
Viernes, antes de las 10:00 h
- e) Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a transportistas y usuarios.

9 Nominaciones y renominaciones

9.1 Contenido

Para todas las infraestructuras del sistema, el contenido y detalle requerido para las nominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales.

Se podrán realizar nominaciones y renominaciones siempre y cuando se desee modificar los programas de entrada al sistema para mantener los balances individuales y totales del sistema dentro de los parámetros establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y para resolver desbalances provocados por desviaciones de consumos respondidos viables en la programación semanal.

Las nominaciones en los puntos de entrada al sistema de transporte tendrán carácter vinculante y los operadores deberán adecuarse a las nominaciones recibidas, una vez respondidas como viables.

En caso de no existir una nominación, se considerará como tal la cantidad programada y respondida viable en la programación semanal.

9.2 Calendarios (día y hora límite)

Los periodos de nominaciones y renominaciones para las infraestructuras de entrada al sistema (plantas, almacenamientos subterráneos, yacimientos y conexiones internacionales), se definen a continuación:

9.2.1 Para el día previo al “DÍA GAS”

Nominaciones y renominaciones enviadas el día “D-1”, referido al día “D”.

NOMINACIONES

- Periodo de recepción de nominaciones: Hora límite 14:00 h
- Periodo de validación: Hasta las 17:00 h
- Hora límite de confirmación de nominaciones: 17:00 h

RENOMINACIONES

- Periodo de recepción de renominaciones y validación: Hora límite 18:30 h
- Hora límite de confirmación de renominaciones: 19:00 h

9.2.2 Para el “DÍA GAS”

NOMINACIONES

Se podrá nominar desde las 19:00 h del día “D-1” hasta las 12:30 h del día “D”, y las nominaciones sólo se referirán al periodo comprendido entre las 12:00 h y las 24:00 h del día “D”, especialmente en lo que se refiere a los puntos de entrada al sistema.

RENOMINACIONES

- Periodo de recepción de renominaciones y validación: hora límite 12:30 h
- Hora límite de confirmación de renominaciones: 14:00 h

Fuera de los periodos establecidos, y para los conceptos que no repercutan directamente en la planificación previa de la operación del día gas en el sistema de transporte (intercambios de existencias o descargas), se podrán realizar cambios en la programación en el mismo día.

Concretamente, se podrán modificar, hasta las 21:00 h, los siguientes conceptos:

- Descargas de buques.
- Intercambios de existencias en plantas de regasificación.
- Intercambios de existencias en almacenamiento subterráneo.
- Intercambios de existencias en AOC.

La hora límite de confirmación para estas operaciones será las 22:00 h.

No obstante lo anterior, en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa serán de aplicación los periodos establecidos en la regulación específica en vigor.

Los operadores realizarán sus mayores esfuerzos para atender las renominaciones recibidas fuera de las horas indicadas, siempre y cuando sean posibles y no ocasionen perturbaciones en el funcionamiento global del sistema.

En lo que respecta a las nominaciones y renominaciones de consumos destinados al mercado eléctrico, se podrán enviar las renominaciones necesarias para adaptar los consumos a los diferentes horarios de mercados de programación del sistema eléctrico. En todo caso, el operador podrá gestionar únicamente los consumos solicitados para las horas siguientes a la de recepción de la renominación, dejando un máximo de 50 minutos entre envío y respuesta de viabilidad.

10 Criterios de respuesta de viabilidad

10.1 Programaciones a plantas de regasificación

Como criterio general, una programación en plantas de regasificación se considerará viable si:

- Se respeta la contratación establecida para cada sujeto.
- Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.
- El balance individual del sujeto está dentro de los parámetros contemplados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- La regasificación propuesta ha sido dada viable por el operador de la red de transporte al que está conectada la planta.
- Las descargas programadas para cada mes permiten ser procesadas sin superar en ningún momento la capacidad máxima de almacenamiento físico de la planta, de acuerdo con lo recogido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Las descargas programadas cumplen con los requisitos establecidos sobre asignación y reasignación de ventanas de descargas de buques.

Además de los criterios anteriores, cada planta, por sus características técnicas, podrá establecer criterios adicionales. Si este fuera el caso, el operador de dicha planta deberá disponer de procedimientos transparentes, objetivos y no discriminatorios que recojan los criterios específicos a aplicar en la planta para dar respuesta de viabilidad a las programaciones.

Estos procedimientos estarán publicados a disposición de todos los Usuarios y del Gestor Técnico del Sistema.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará la programación como “no viable”, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a su modificación.

Para solucionar “no viabilidades” de las programaciones debidas a la imposibilidad de aceptar las fechas de descargas solicitadas por el Usuario, el operador de la planta de regasificación podrá proponer fechas alternativas.

De no llegar a acuerdos, los operadores de la planta y los usuarios afectados transmitirán sus comentarios y programas al Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad del suministro y teniendo en cuenta la situación de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema podrá solucionar las posibles “no viabilidades” de un sujeto, eliminando descargas del programa o derivando las descargas programadas en una planta hacia otra en la que el sujeto tenga capacidad contratada.

La regasificación asociada a la descarga desviada podrá ser asumida por la planta receptora del cargamento, si ello fuese necesario para no afectar al programa viable previo de dicha planta.

Para resolver las “no viabilidades” que surjan en la programación anual, se actuará como se especifica a continuación:

- Entre el 1 y el 20 de julio, los operadores de planta y el Gestor Técnico del Sistema, según necesidad, mantendrán reuniones con los usuarios para aclarar y resolver las no viabilidades de la programación del primer trimestre.
- Entre el 1 y el 30 de octubre, los operadores de planta mantendrán reuniones con los usuarios para resolver las no viabilidades de la programación anual relativas a sus descargas y remitidas para la programación anual definitiva.
- Entre el 15 y el 22 de noviembre, el Gestor Técnico del Sistema podrá convocar a reunión a los usuarios y operadores de plantas que considere necesario para poder llegar al programa anual viable del sistema.

Para analizar las “no viabilidades” que surjan en la programación mensual, se deberá tener en cuenta, como punto de partida, la programación anual viable del Usuario y las variaciones recibidas en la programación mensual.

Las ventanas de descargas previamente asignadas en las programaciones anuales, especialmente en lo que se refiere a buques dedicados, tendrán prioridad frente a nuevas fechas de descargas solicitadas.

Las “no viabilidades” debidas a desviaciones en las fechas de descargas, pueden ser resueltas por el operador de la planta proponiendo fechas alternativas al Usuario, para su aceptación.

De no llegar a acuerdos con los usuarios, que permitan solucionar las no viabilidades de una planta concreta, los operadores de la planta solicitarán ayuda al Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva, antes del 28 de cada mes, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad de suministro y teniendo en cuenta la situación de balance de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR

Una vez declarado viable el programa mensual, el Gestor Técnico del Sistema deberá publicar la siguiente información:

- a) Número de buques previstos (indicando tamaño), en cada planta de regasificación.
- b) Cantidad de descarga prevista, por buque y planta (GWh/mes)
- c) Ventanas de descarga disponibles por planta, indicando días concretos y tamaños máximos admisibles.

Las no viabilidades que puedan surgir en programaciones semanales, nominaciones o renominaciones deberán ser resueltas antes de la fecha y hora límite establecidos en calendario.

Los Usuarios y operadores de las plantas deberán realizar sus mayores esfuerzos para solucionar las posibles inviabilidades que puedan surgir en cada momento, tanto en lo que se refiere a los balances individuales de cada Usuario como a las limitaciones puntuales, fuerzas mayores, etc que puedan surgir en la planta.

Informarán al Gestor Técnico del Sistema sobre cualquier incidencia que pueda provocar distorsiones en el programa mensual vinculante, para que éste pueda analizar el efecto en el sistema y proponer alternativas viables.

10.2 Programaciones a almacenamientos subterráneos

Como criterio general, una programación en Almacenamiento Subterráneo se considerará viable si:

- a) Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.
- b) La inyección y/o extracción propuestas son consideradas viables por el operador de la red de transporte al que está conectado el AASS.
- c) La inyección/extracción propuestas no vulneran los derechos de inyección y/o extracción de otros sujetos.
- d) El total de las programaciones al AASS están dentro de los parámetros técnicos de funcionamiento.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará “no viable”, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

La viabilidad de las programaciones de AASS estará muy relacionada con la situación de balance global del Usuario en el sistema y con los requisitos técnicos de cada AASS físico individual (capacidades), por lo que la labor del Gestor Técnico del Sistema como coordinador de los diferentes AASS físicos es imprescindible para la resolución de las inviabilidades que puedan surgir.

El operador del AASS deberá comunicar los programas de inyección/extracción recibidos al operador de la red de transporte a la que está conectado y confirmar la viabilidad de los mismos con él.

En caso de discrepancia entre los programas recibidos por el operador del AASS y el operador de la Red de Transporte a la que está conectado el AASS, los programas de inyección/extracción se resolverán aplicando un proceso de casación de ambas programaciones, respetando la programación menor de ambas para cada par de usuarios aguas arriba/aguas abajo del punto de conexión.

Asimismo, el operador del AASS, mantendrá reuniones con los usuarios para resolver las “no viabilidades” de la programación enviada.

De no llegar a acuerdos, el operador del AASS consultará con el Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva ateniéndose a criterios de máxima eficacia y teniendo en cuenta la situación de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR.

10.3 Programaciones a redes de transporte

Como criterio general, una programación a la Red de Transporte se considerará viable si:

1. Se respeta la contratación establecida para cada sujeto.
2. Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.
3. El balance individual del sujeto está dentro de los parámetros contemplados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
4. Las entradas por conexiones internacionales y yacimientos han sido confirmadas por los operadores respectivos.
5. Las salidas a distribución son consideradas viables por los operadores de distribución y se ajustan a las capacidades de transporte en cada punto.
6. La inyección y/o extracción propuestas son consideradas viables por el operador de la red de transporte al que está conectado el almacenamiento subterráneo.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará no viable, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

Las “no viabilidades” en las programaciones a las Redes de Transporte asociadas a restricciones físicas o limitación de capacidades, deberán estar soportadas con simulaciones realizadas con metodología probada y contrastada.

Es responsabilidad de los operadores de transporte comunicar las incidencias en sus sistemas de transporte que puedan ocasionar limitaciones en la utilización de la capacidad de las instalaciones.

En caso de limitaciones de capacidad, el operador de transporte, dentro de sus posibilidades, deberá proponer soluciones alternativas para resolución de las inviabilidades que puedan surgir en las programaciones.

De no llegar a posibles soluciones, los operadores de transporte solicitarán la intervención del Gestor Técnico del Sistema para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable antes de las fechas y horas establecidas en el calendario de programaciones.

El Gestor Técnico del Sistema podrá convocar reuniones con los Usuarios y operadores que considere oportunos y utilizará sus propios sistemas de simulación para estudiar los escenarios que se planteen.

11 Procedimiento de casación entre operadores de transporte

Con objeto de que no se produzcan discrepancias en las programaciones relativas a puntos de conexión entre operadores, es necesario determinar el procedimiento a seguir para resolver los probables desajustes entre las programaciones enviadas por los usuarios a los puntos de entrada al sistema (plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, yacimientos y conexiones internacionales), las programaciones de transporte recibidas por los operadores de red de transporte y las programaciones enviadas por los distribuidores.

Como criterio general para realizar la casación entre operadores de transporte se establece el siguiente:

- El operador que entrega (flujo físico) es el responsable de realizar la casación entre pares de usuarios aguas arriba y aguas abajo del punto de conexión, y deberá comunicar el resultado de la casación viable al operador receptor de la misma.
- Aquel operador de transporte que tenga alguna restricción física en su sistema aguas abajo al punto de conexión entre dos operadores, deberá comunicarla al operador aguas arriba para que éste reduzca la viabilidad de entrada a dicha cantidad, y proceda a realizar la distribución entre pares de usuarios.
- Si la inviabilidad de la programación de las entradas a transporte fuese debida a discrepancias con la programación de distribución, el operador de transporte aguas abajo al punto de conexión reajustará la programación de cada par de usuarios a las cantidades acordadas según el procedimiento de casación definido en el protocolo de detalle PD-08 de “Programaciones y nominaciones para consumos en redes de distribución”, y transmitirá el resultado al operador de transporte aguas arriba para que éste considere el nuevo programa en su respuesta de viabilidad a los usuarios.
- Si la suma de las programaciones físicas a ambos lados del punto de conexión no coincide, se considerará como viable la menor cantidad física total de las programadas a ambos lados.

Para la respuesta de viabilidad de programaciones a los usuarios, se deberá dar como viable aquellas cantidades que estén de acuerdo con las programaciones casadas, indicando el motivo de “no viabilidad” para aquellas cantidades que, aunque físicamente la infraestructura de entrada puede asumir, no hayan sido aceptadas por el operador aguas abajo.

En cualquier caso, será el Gestor Técnico del Sistema quien proceda a resolver las situaciones de “no viabilidad” de programación que los operadores de transporte no puedan resolver por si mismos, condicionando la aceptación final de un determinado programa al cumplimiento de criterios adicionales.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR.

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES DE CONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

1 Objeto

El presente protocolo de detalle contempla las necesidades de programación de los consumos que los operadores de distribución requieren para la correcta planificación y operación del sistema en sus redes, según se indica en los capítulos 3 y 4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Asimismo, desarrolla los procedimientos de casación de dicha programación de demanda con el resto de los operadores del sistema, con objeto de disponer en cada momento de la mejor previsión y comunicarla a los operadores de transporte para que, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, puedan establecer un programa viable de funcionamiento del sistema, respetando los criterios de viabilidad establecidos en cada punto y garantizando el cumplimiento de los derechos de cada usuario sin afectar al suministro ni a la seguridad de las instalaciones.

A efectos de este protocolo, los titulares de instalaciones de transporte o distribución podrán ser referidos como “operadores”.

2 Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos los usuarios con capacidad contratada en transporte-distribución que suponga la utilización de la misma en redes de distribución del sistema, independientemente del destino final a que se destina el gas transportado-distribuido.

Asimismo, se aplicará a todos los operadores del sistema para aquellos puntos de conexión entre infraestructuras, bien sea de distribución, transporte o plantas de regasificación, para consumos atendidos desde redes alimentadas por plantas satélites.

3 Sujetos implicados

Los titulares de las redes de distribución recibirán programaciones de los sujetos que utilicen o transiten gas por sus instalaciones:

1. Comercializadores y/o consumidores directos en mercado.
2. Distribuidores situados aguas abajo de sus redes.

Asimismo, los titulares de las redes de distribución enviarán dicha información, con la agregación definida en cada programa, a los operadores conectados aguas arriba o aquellos con los que hayan establecido un contrato de suministro en sus redes de distribución, indicados a continuación:

1. Distribuidores conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).
2. Transportistas conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD).
3. Operadores de plantas de regasificación, para la programación de carga de cisternas destinadas a suministro de plantas satélites conectadas a sus redes de distribución.

Paralelamente a lo anterior, deberán comunicar su programación al Gestor Técnico del Sistema para información y establecimiento del programa viable del sistema global.

El Gestor Técnico del Sistema, por su parte, deberá de informarles de las restricciones asociadas a los clientes, situados en sus redes de distribución, que puedan condicionar la operación del sistema.

Concretamente, y en lo que se refiere al consumo destinado para generación eléctrica, el Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico, procederá a comunicarles la programación establecida y las restricciones aplicadas a los generadores de electricidad (CT y CCGT) situados en sus redes de distribución para que procedan a la aplicación de las mismas.

4 Procedimiento de comunicación

Todo intercambio de información escrita y/o notificación realizada bajo los términos expuestos en el presente Protocolo deberá llevarse a cabo empleando documentos preestablecidos y medios de telecomunicación fiables que los operadores deberán poner a disposición de los usuarios del sistema.

Inicialmente, y siempre que sea técnicamente posible, se utilizarán el SL-ATR y el SCTD como medios preferentes para el intercambio de toda información relativa a programaciones y respuesta de viabilidades.

Las programaciones deberán estar a disposición del Gestor Técnico del Sistema para su información.

Para el caso de las programaciones al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), la información la recibirá el Gestor Técnico del Sistema directamente en el SL-ATR, quien remitirá a cada distribuidor la información relativa a sus redes de distribución.

En caso de emergencia, cuando sea necesario transmitir información o se solicite la transmisión de una información por vía telefónica, se deberá confirmar dicha información tan pronto sea posible y por escrito.

Todos los documentos, notificaciones e informaciones intercambiadas se enviarán y recibirán en las fechas y horarios establecidos para los programas de referencia.

Por otra parte, los operadores de distribución deberán disponer de sus propias estimaciones de demanda, según información histórica de consumo y modelos adecuados y contrastados, que le permitan realizar la mejor estimación del consumo total de sus redes, con una indicación de distribución de la misma por tipo de mercado, para distintos escenarios de climatología.

Una vez analizada la viabilidad de la información recibida, procederán a transmitir a los operadores aguas arriba de sus redes y al Gestor Técnico del Sistema el programa resultante y sus comentarios sobre el mismo, para que éste pueda establecer el rango de demanda común que sirva de partida para acordar las necesidades de suministro en el sistema y dar respuesta de viabilidad a los programas en las infraestructuras de entrada.

El Gestor Técnico del Sistema o los distribuidores, según proceda y una vez acordado el programa de consumos con los transportistas, remitirán dicha información y sus comentarios a los usuarios, para que éstos puedan conocer y realizar sus comentarios y, si fuera el caso, reestructurar sus programaciones de acuerdo con la respuesta de viabilidad recibida.

5 Programaciones. Parámetros comunes.

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones y nominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación
- Identificación del sujeto a la que va dirigida
- Número de versión
- Tipo de programación (periodicidad)
- Instalación a la que aplica
- Cantidad de gas programado, con el detalle requerido en cada programación.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales y mensuales, y el kWh en las programaciones semanales, nominaciones y renominaciones.

Para los clientes que puedan condicionar la operación del sistema, previamente identificados, los operadores podrán requerir a los usuarios responsables de su suministro, además de lo indicado en el contenido de cada programación, un detalle diario u horario de sus consumos según se defina en cada programación.

6 Programaciones anuales

6.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, con los conceptos desglosados según se indica a continuación:

6.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor, su programación anual con detalle mensual de las cantidades a consumir en el total de las redes del distribuidor (total agregado de sus PCTD's o PCDD's conectados a un mismo operador de transporte, sin individualizar los consumos de cada uno de ellos).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - o Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL
 - o Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (CT's CCGT's), individualizando cada punto.
- Por presión de suministro
 - o Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - o Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Se identificará en cada caso, si los consumos se van a realizar por conexiones existentes o por nuevas conexiones.

Para las conexiones existentes, se diferenciará entre consumos actuales y ampliaciones de consumo de clientes existentes.

6.1.2 Programación entre distribuidores

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (total de sus PCDD's, sin individualizar el consumo de cada uno de ellos).

6.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas.

Los distribuidores remitirán a los transportistas a los que están conectados su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución destinados al mercado a tarifa (total de sus PCTD's).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - o Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL
 - o Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (individualizando cada punto).
- Por presión de suministro:
 - o Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - o Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Asimismo, los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las cantidades agregadas del resto de usuarios que hacen uso de sus infraestructuras, por usuario, para el consumo a suministrar desde sus redes de distribución (total de PCTD's) con el detalle requerido en la programación anual.

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico para el total de sus puntos de conexión transporte-distribución.

6.1.4 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 20 de septiembre.
- Casación entre distribuidores y comunicación de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 1 de octubre.
- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación :
Hasta el 1 de octubre.
- Casación transporte - distribución:
Hasta el 15 de octubre.

- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 22 de noviembre.

7 Programaciones mensuales

7.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los tres meses siguientes a la fecha de envíos de las programaciones, con los mismos conceptos y desgloses definidos en la programación anual.

Se tomará como referencia la programación anual, actualizada a fecha de envío de cada programación mensual.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida con detalle al menos semanal, pero preferiblemente diario, para el primer mes de la programación.

El distribuidor podrá requerir información adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar la operación de sus redes de distribuidor, especialmente de sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

7.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de cada mes.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 18 de cada mes.
- Casación entre distribuidores:
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación y comunicación de viabilidad del mercado convencional del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación transporte - distribución:
Hasta el 23 de cada mes.

- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 28 de cada mes.

8 Programaciones semanales

8.1 Contenido

Se remitirá semanalmente, un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los conceptos y desgloses definidos a continuación.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (centrales térmicas convencionales y ciclos combinados), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida, con detalle horario.

Las programaciones semanales al mercado eléctrico seguirán los calendarios establecidos para las programaciones de entrada al sistema en el Protocolo de Detalle PD-07.

El distribuidor podrá requerir información horaria adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar con su comportamiento la operación normal de las redes del distribuidor al que están conectados, especialmente en lo que se refiere a sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

Las programaciones semanales, al disponer de un detalle diario, tendrán la consideración de nominaciones para el día sobre el que se realiza la programación, siempre y cuando no exista una nominación o renominación posterior a la programación relativa a dicho día y a la que se haya dado respuesta viable.

8.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor, su programación semanal con detalle diario de las cantidades a consumir en cada una de las redes del distribuidor.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente disgregación:

- Por punto de suministro (CUPS), para clientes conectados a redes de presión superior a 4 bar.
 - Identificando el cliente o la red de AP a la que está conectado el cliente.

- Identificando y detallando el consumo horario, en aquellos consumos destinados al mercado eléctrico.
- Por red de distribución (PCDD o PCTD) para clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar.

8.1.2 Programación entre distribuidores.

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación semanal con detalle diario de la cantidad agregada para el total de los consumos en cada una de sus redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (información individualizada por PCDD).

El detalle de dicho consumos (disgregación por usuario), será remitido por el distribuidor secundario al transportista correspondiente y al Gestor Técnico del Sistema, identificando el PCTD al que hace referencia el consumo.

8.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas:

Los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las programaciones semanales, con detalle diario, de cada uno de los usuarios que hace uso de sus infraestructuras y para cada PCTD, según el detalle requerido en la programación semanal.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente disgregación:

- Por distribuidor y red de transporte (PCTD).

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico total para cada PCTD o el total de los PCTD's.

8.2 Calendarios (día y hora límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado a distribuidores:
Jueves, antes de las 09:00 h.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Jueves, antes de las 11:00 h.
- Envío de distribuidores a transportistas y titulares de plantas de regasificación :
Jueves, antes de las 13:00 h.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:

Jueves, antes de las 13:00 h.

- Respuesta de viabilidad de transportistas y operadores de plantas de regasificación a distribuidores:
Jueves, antes de las 14:00 h.
- Respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Jueves, antes de las 15:00 h.

9 Nominaciones y renominaciones

9.1 Contenido

El contenido y detalle requerido para las nominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales.

Podrán realizar nominaciones y renominaciones aquellos usuarios que deseen modificar los programas de consumos declarados viables en la programación semanal.

Las nominaciones de consumos destinados al mercado convencional sólo se considerarán indispensables cuando recojan alguna incidencia en los consumos, no contemplada en el programa semanal y que tenga repercusión relevante en la operación de las redes de distribución afectadas. En caso contrario, no serán necesarias, tomándose la programación semanal como nominación.

Las renominaciones no serán posibles salvo en lo que se refiere al mercado eléctrico.

Para los consumos destinados al mercado eléctrico y debido a la existencia y funcionamiento de dicho mercado, de ámbito diario y horario, será habitual el envío y recepción de nominaciones y renominaciones.

Los operadores deberán hacer sus mayores esfuerzos para aceptar todas las nominaciones y renominaciones ocasionadas por el funcionamiento del sistema eléctrico.

Para agilizar la recepción, análisis y respuesta de viabilidad de los consumos del mercado eléctrico, los usuarios deberán remitir las nominaciones y renominaciones para dichos puntos de consumo de forma simultánea al operador de la red de distribución, al transportista a cuyo PCTD estén conectadas dichas redes de distribución y al Gestor Técnico del Sistema.

9.2 Calendarios (día y hora límite)

9.2.1 Para el día previo al “DÍA GAS”

Nominaciones enviadas el día “D-1”, referido al día “D”.

NOMINACIONES

- Periodo de recepción de nominaciones: Hora límite 10:00 h
- Periodo de validación: Hasta las 12:00 h
- Hora límite de confirmación de nominaciones: 14:00 h

En lo que respecta a las nominaciones y renominaciones del mercado eléctrico, se podrán enviar las necesarias para adaptar los consumos a los diferentes horarios de mercados de programación del sistema eléctrico.

En todo caso, el operador podrá gestionar únicamente los consumos solicitados para las horas siguientes a la de recepción de la renominación, dejando un máximo de 50 minutos entre envío y respuesta de viabilidad.

10 Procedimiento de casación de demanda entre operadores y asignación a usuarios

Las programaciones anuales y mensuales, al utilizarse para dar viabilidad al sistema desde un punto de vista balance oferta-demanda, requieren establecer procedimientos de casación entre operadores que permitan partir de un dato consensuado de demanda física para el total de los puntos de conexión entre operadores, bien sean puntos de conexión distribución-distribución o puntos de conexión transporte-distribución.

Esto permitirá llegar a una demanda total del sistema situada dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos y procedimientos de predicción de demanda y dentro de los límites técnicos que el sistema pueda manejar.

10.1 Procedimiento de casación entre operadores

La casación de la demanda física entre los operadores se realiza según se indica a continuación:

10.1.1 Casación distribución-distribución

Los distribuidores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios de demanda convencional a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc).

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda,

complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años).

Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores de distribución utilicen en sus puntos comunes como demanda física en sus PCDD's, y será comunicada al transportista.

La asignación para cada usuario, se realizará de forma global y de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

10.1.2 Casación transporte-distribución

Los operadores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc) con cada uno de los transportistas a los que están conectados.

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda, complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años)

Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores utilicen en sus puntos comunes para determinar la demanda global del sistema, y para asignarla entre los usuarios en función de las programaciones recibidas, según la contratación existente y la evolución de mercado de cada comercializador.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

La asignación para cada usuario, se realizará de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

Una vez realizada la casación de la demanda física del sistema, será necesario adecuar el total de las programaciones que realizan los usuarios, de acuerdo con su cartera de clientes y su mejor predicción de evolución de su mercado, a los márgenes

mínimo y máximo que se establezcan en las predicciones de demanda global de cada periodo a considerar y que permitan la correcta operación técnica del sistema.

Para ello, se hace necesario establecer un procedimiento objetivo y conocido para ajustar las nominaciones de los usuarios a la mejor predicción de demanda de los distribuidores, transportistas y Gestor Técnico del Sistema, según aplique en cada caso.

Este procedimiento, que será distinto para el programa anual y mensual, se define a continuación:

10.2 Procedimiento de asignación de demanda

10.2.1 Programación anual

El Gestor Técnico del Sistema publicará antes del 15 de septiembre de cada año, el perfil de demanda global para el año siguiente, (con sus escenarios mínimo, medio y máximo), calculado según el protocolo de detalle PD-03, desglosando por clientes de $P < 4$ bar y $P > 4$ bar.

Una vez recibida la programación previamente casada por los operadores (distribuidores y transportistas), según el punto 11.1, se procede como se indica a continuación:

1. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda convencional de forma que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado convencional está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 2\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.
 - Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema (es decir, con un margen de $\pm 2\%$), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.
2. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda del sector eléctrico de modo que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado eléctrico está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 7,5\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.

- Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema (es decir, con un margen de +/- 7,5%), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.
3. Para repartir los excesos o defectos, el Gestor Técnico del Sistema deberá analizar el programa de cada usuario:
 - Se estudiará el crecimiento o decrecimiento de cada usuario en el año en curso.
 - Se convocará una reunión para aclaración del programa, a los usuarios que se salen de las tendencias de crecimiento o decrecimiento esperadas a priori.
 4. Los excesos o defectos se repartirán para cada uno de los meses del año programado, respetando la demanda programada por los usuarios para los clientes industriales y ajustando la demanda de mercado doméstico (proporcionalmente a los clientes de $P < 4$ bar), de forma que se ajuste a la demanda total publicada por el Gestor Técnico del Sistema.
 5. En base a la demanda asignada a cada usuario, el Gestor Técnico del Sistema establecerá el programa anual de cada uno de ellos.

10.2.2 Programación mensual

Para la asignación de las programaciones mensuales, se considerará el escenario medio y los incrementos por temperaturas extremas (se dispone de predicciones de demanda del transportista y de los distribuidores) previamente casados según lo indicado en el punto 11.1.

Sobre este escenario, se procederá a repartir los excesos o defectos de programación entre todos los comercializadores para cada uno de los tres meses incluidos en la programación.

Para ello, se respetará la programación del mercado industrial y se repartirá el exceso o defecto entre los usuarios con clientes de $P < 4$ (al considerarse los más repercutidos por la variabilidad de la climatología), proporcionalmente a la demanda de este tipo.

Este reparto supondrá que aquellos excesos o defectos de programación de demanda de los usuarios se contemplarán en la programación mensual pero las entradas al sistema asociadas a dicha demanda estarán condicionadas a su cumplimiento (el operador de transporte podrá condicionar la aceptación de cantidades de entrada equivalentes a que se verifique la existencia real de dicha demanda con los balances diarios).

11 Criterios de respuesta de viabilidad

Una programación o nominación es viable si:

1. Se ha recibido antes de la fecha y hora límite.
2. Para las programaciones anuales y mensuales, la viabilidad estará sujeta a la contratación que resulte necesaria.
3. Para las programaciones semanales y nominaciones, se respetará la contratación establecida para cada sujeto.
4. Se garantiza el correcto funcionamiento de cada red de distribución.
5. El usuario dispone de existencias en el sistema para poder atenderla, sin vulnerar las existencias operativas mínimas ni las existencias estratégicas de seguridad.
6. Las capacidades en las instalaciones de transporte en cada PCTD son adecuadas a las programaciones enviadas.
7. Las capacidades en las instalaciones de distribución en cada PCDD son adecuadas a las programaciones enviadas.
8. Si el total de las programaciones recibidas para clientes existentes están en consonancia con el comportamiento histórico de dichos clientes.
9. Si el total de las programaciones recibidas para el total de las redes de distribuidor es coherente con la programación física total prevista para cada escenario climatológico estudiado y dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos de previsión de demanda.

En caso de que se incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará no viable, indicando el motivo de la “no viabilidad”, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al no acuerdo en las cantidades físicas a entregar entre operadores, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.1 de este protocolo.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al desacuerdo en la desagregación de la demanda total y asignación de la misma a cada usuario, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.2 de este protocolo.

De no llegar a posibles soluciones, el Gestor Técnico del Sistema convocará reuniones entre los sujetos implicados, operadores de distribución y operadores de transporte para llegar a un acuerdo y establecer una programación de demanda viable.

CÁLCULO DE RANGOS ADMISIBLES PARA LOS VALORES DE LAS VARIABLES BÁSICAS DE CONTROL DENTRO DE LOS RANGOS NORMALES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

1 CLASIFICACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS

1.1 Clasificación de la demanda en función del tipo de consumidores

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de consumidores, se puede clasificar en:

- **Demanda convencional**
Incluye la demanda industrial y doméstico-comercial suministrada a través de gasoducto y camiones cisternas. También está incluida la demanda de gas natural para la cogeneración.
- **Demanda del sector eléctrico**
Incluye la demanda para suministro a Centrales Térmicas convencionales (normalmente fuel-gas) y Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (CTCC)
- **Demanda Total del Sistema Nacional**
Incluye la demanda convencional y la demanda del sector eléctrico, pero no incluye el transporte de gas natural de tránsito hacia Portugal y Francia.
- **Demanda de tránsito internacional**
Incluye el transporte desde conexiones internacionales y plantas de GNL hasta conexiones internacionales.
- **Demanda total del sistema**
Incluye la demanda total del Sistema Nacional y la demanda del tránsito internacional.
- **Demanda de ramal de transporte**
Incluye la demanda total de las salidas de la red de transporte de un ramal no mallado
- **Demanda de red de transporte secundario**

Está incluida la demanda total de las salidas de una red de transporte secundario que está alimentada desde los puntos de entrega de la red básica de gasoductos.

- Demanda de red de distribución
Incluye la demanda total del sistema en las salidas de una red de distribución que está alimentado desde los puntos de entrega de transporte.
- Demanda de cisternas de GNL
Incluye la demanda suministrada desde camiones cisternas de GNL que cargan en las plantas de GNL.

Además, existen otras salidas del sistema, como las conexiones con almacenamientos subterráneos y yacimientos.

1.2 Clasificación de la demanda por tipos de mercado

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de mercado, se puede clasificar en:

- Mercado a tarifa
- Mercado liberalizado (ATR)

El mercado a tarifa es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en régimen de tarifa regulada.

El mercado ATR es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en el mercado liberalizado.

El mercado interrumpible es la suma de la demanda de los consumidores que puede ser interrumpida de acuerdo con unas condiciones estipuladas.

El mercado interrumpible del sistema se puede segmentar, de acuerdo con la legislación, de la forma siguiente:

- Mercado ATR con peaje de transporte interrumpible A y B
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con el RD-1716/2004
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con condiciones contractuales entre usuarios y transportistas.

1.3 Comportamiento de la demanda

La predicción de la demanda se realiza de acuerdo con el protocolo de detalle de Predicción de la demanda (PD-03).

1.4 Clasificación de la demanda en periodo invernal

En el periodo invernal, se utilizará la clasificación de la demanda aplicable a días laborables que permita identificar el nivel de demanda diaria total media del sistema (convencional + sector eléctrico) en los diferentes periodos del invierno.

En la predicción de la demanda invernal deberán especificarse los diferentes niveles de demanda diaria del invierno para los días laborables, así como el criterio de factor de utilización para las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) y el nivel máximo de para la demanda diaria total del mercado convencional prevista, ante una ola de frío extremo que permita definir la demanda punta invernal añadiendo el consumo del sector eléctrico.

2 Identificación de variables de control relacionados con la capacidad disponible en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural como gas natural licuado

La capacidad disponible en las entradas de gas natural procedentes de plantas de GNL se puede resumir en los puntos siguientes:

- Las unidades a utilizar para los procesos de las plantas de GNL son las siguientes:
 - o Capacidad de descarga de GNL m³ GNL/ hora
 - o Capacidad de bombas primarias y secundarias m³ GNL/hora
 - o Capacidad de producción a red de transporte GWh/día
 - o Capacidad de carga de cisternas Número de cisternas y GWh/día
- La unidad a utilizar en los procesos de transporte desde plantas de regasificación, conexiones internacionales, conexiones nacionales y yacimientos será el kWh/día y sus múltiplos MWh/día y GWh/día
- Las capacidades de producción de las plantas de GNL se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada planta de regasificación.
- Las capacidades de entrada a la red de transporte se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada transportista y la integración de capacidades del Gestor Técnico del Sistema
- En cada entrada al sistema existen las variables básicas de control siguientes:
 - o Entradas a las plantas de GNL consecuencia de las descargas de GNL y su velocidad de descarga mínimas para su operación normal
 - o Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de la instalación de aguas arriba para su operación normal.

- o Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de las instalaciones de transporte incluyendo gasoductos, estaciones de compresión y conexiones.
- o Entradas al sistema con puntos de funcionamiento recomendables teniendo en cuenta:
 - Puntos de funcionamiento de plantas de GNL
 - Puntos de funcionamientos de estaciones de compresión
 - Presiones de entrega en la red de transporte en sus salidas
- o Entradas máximas para no generar sobrepresiones en la red de transporte y para no generar problemas en el GNL en las plantas.

3 Identificación de variables de control relacionados con la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del sistema gasista

La operatividad de las plantas de regasificación se puede segmentar en las áreas siguientes:

- Recepción de GNL: Descarga de buques metaneros
- Almacenamiento de GNL
- Regasificación de GNL
- Carga de camiones cisternas de GNL
- Carga de buques metaneros

3.1 Recepción de GNL. Descarga de buques metaneros

Para la descarga de buques metaneros se utilizan las variables siguientes:

- Ventana de descarga: periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar la descarga.
- Plancha de descarga: periodo disponible para efectuar la descarga de GNL, después de la entrada en la ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta.
- Velocidad de descarga: determina el volumen de GNL descargado (m^3 GNL) por unidad de tiempo (hora).
- Calidad de GNL: Composición y PCS del gas descargado.
- Cantidad de GNL: Volumen descargado en m^3 GNL y energía en GWh

Además hay que tener en cuenta las desviaciones de la fecha de descarga en relación con la fecha de programación del programa mensual de acuerdo con el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Programación mensual)

3.2 Almacenamiento de GNL

Para el almacenamiento de GNL se consideran las variables siguientes:

- Volumen mínimo almacenable: Talón de cada tanque de GNL inmovilizado. Unidad : m^3 GNL y GWh para un PCS determinado.
- Volumen comercial incluido en peaje de regasificación: Cada usuario dispone de un volumen para utilizar como almacenamiento de GNL consecuencia de la capacidad de regasificación contratada cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Volumen contratado de GNL: capacidad de almacenamiento contratada en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del almacenamiento incluido en el peaje de regasificación, cumpliendo en todo momento lo indicado en el apartado 2.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

3.3 Regasificación de GNL

Para la regasificación de GNL se consideran las variables siguientes:

- Regasificación a gasoducto: volumen de gn ($\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$).
Se puede segmentar además por equipos de vaporización de agua de mar y de vaporización de combustión sumergida, teniendo en cuenta la capacidad de medición y odorización a la red de transporte.
- Factor de conversión de gn/GNL: indica la relación existente entre 1 m^3 GNL y la cantidad de $\text{m}^3(\text{n})$ de gas natural equivalente.

3.4 Carga de cisternas de GNL

Las variables consideradas son las siguientes:

- Capacidad de carga de cisternas: indica el número de cisternas que puede cargar un cargadero de cisternas en 1 día
 - o capacidad nominal
 - o capacidad demostrada
- Permanencia en planta: Tiempo necesario de un camión cisterna desde que entra en planta hasta que sale con la carga de GNL.
- Volumen de cisterna de GNL: Depende del depósito del camión.

3.5 Carga de buques de GNL

Además de las variables de ventana de descarga, plancha de descarga, calidad y cantidad de GNL mencionadas en el apartado a) de recepción de GNL, consideramos las variables siguientes:

- Velocidad de carga de GNL: Depende de las bombas primarias disponible para la operación de carga.
- Puesta en frío: Utilización de GNL de la planta para la puesta en frío del buque metanero que pueda permitir la carga de GNL a continuación

3.6 En la operatividad de las Estaciones de Compresión se consideran las variables siguientes:

- Presión del gas en la aspiración
- Presión del gas en la impulsión
- Temperatura de la cámara de combustión
- Temperatura del gas en la impulsión
- Caudal del gas comprimido
- Velocidad de compresor
- Velocidad de turbina

Dichas variables puedan dar lugar a limitaciones en la compresión del gas.

3.7 En la operatividad de los flujos en los nudos del sistema las variables a considerar son las siguientes:

- Presión
- Caudal

Con la finalidad de entrega del gas en los puntos de salida en cantidad y calidad de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

4 Identificación de variables de control de las sobrepresiones o perdidas de presión en los gasoductos

Se entiende que las sobrepresiones no se refieren en ningún caso a la operación de los gasoductos con presiones superiores a las presiones máximas admisibles y que las pérdidas de carga no se refieren en ningún caso a presiones inferiores a las presiones mínimas admisibles.

El balance oferta-demanda en los gasoductos puede dar lugar a 2 tipos de situaciones:

a) Exceso de oferta sobre la demanda:

Para los casos en los que la oferta de entrada de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias, y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda a la baja que genera una sobrepresión en el gasoducto.

El incremento de presión se puede resolver por parte de los usuarios reduciendo las entradas en el gasoducto: o bien reduciendo otras entradas del sistema, o bien incrementando las salidas con otras demandas, o bien aumentando la inyección en almacenamientos subterráneos, con la finalidad de mantener los valores de presión en los rangos de operación normal.

Cuando las entradas son superiores a las salidas en un gasoducto se produce una congestión del gasoducto. La congestión se puede resolver por diferentes caminos que dan lugar a los procedimientos de soluciones de las congestiones. En diferentes sistemas gasistas han utilizado criterios tales como "First come first served", "pro-rata", "subasta", "open season".. entre otros

b) Exceso de demanda sobre la oferta

Para los casos en los que la oferta de entradas de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda al alza o una reducción de la oferta que genera una pérdida de presión en el gasoducto.

La pérdida de presión se puede resolver por parte de los usuarios o bien aumentando las entradas en el gasoducto o bien reduciendo las salidas en el gasoducto. También se pueden incrementar las entradas en otra entrada del sistema, o bien regulando con un aumento de la extracción o una reducción de la inyección en el almacenamiento subterráneo.

Las variables a utilizar por los usuarios en los dos casos son:

- La capacidad de entrada al gasoducto
- La utilización de la capacidad de entrada
- La Capacidad de salida del gasoducto
- La utilización de la capacidad de salida del gasoducto
- Gestión de existencias en el gasoducto
- Gestión de extracción/inyección de AASS.
- Gestión del gasoducto con el sistema gasista
- Regulación de mercado interrumpible

5 Análisis global de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema

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

Se considera que el sistema está en operación normal cuando dispone de las existencias operativas adecuadas, así como de los medios de producción, transporte y de distribución para atender los servicios de transporte y necesidades de suministro del sistema.

Con la finalidad del desarrollo de los rangos normales de las variables básicas del sistema gasista tomamos como referencia las existencias de gas en los puntos siguientes:

- Existencias en tanques de GNL en plantas de regasificación.
- Existencias en gasoducto.
- Existencias en almacenamientos subterráneos.
- Existencias en redes de distribución.

Para asegurar las existencias en tanques de plantas de GNL, es necesario programar las descargas de buques metaneros cumpliendo lo detallado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema respecto a programaciones anuales y mensuales, alcanzando la viabilidad de las programaciones de descarga de buques que permitan la ejecución de los programas.

Los buques metaneros y las plantas de GNL deben cumplir con la información requerida para la contratación de aprovisionamiento mediante buques y los requisitos de descarga/carga de buques metaneros.

Para el cumplimiento de las descargas programadas cada buque metanero debe iniciar la descarga en la ventana, y realizar la descarga en la plancha de acuerdo con la velocidad de descarga.

Cada usuario podrá descargar un buque metanero siempre que, en el momento de inicio de la descarga, las existencias almacenadas sean iguales o inferiores a las existencias definidas en el apartado correspondiente de la norma de gestión técnica NGTS-03 .

Las existencias de GNL descargadas tienen un rango de existencias admisibles entre el volumen mínimo (talones) y el volumen máximo de cada tanque. Adicionalmente cada usuario debe cumplir las obligaciones de existencias mínimas del plan de actuación invernal en vigor.

Las mermas en los procesos de descarga/carga de buques, almacenamiento y regasificación dan lugar a la reducción de existencias de GNL.

Las salidas desde las plantas de regasificación pueden clasificarse en los modos siguientes:

- Regasificación a la red de transporte.
- Carga de cisternas.
- Carga de buques metaneros.

Se debe tener en cuenta la regasificación mínima necesaria para entradas en la red de transporte que permita mantener en frío la planta de regasificación.

Por tanto, en relación con las existencias en tanques de GNL, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en cada tanque de GNL se encuentra en valores que permitan las descargas de buques de acuerdo con la programación mensual cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Programación mensual) y siempre que esté previsto estar con unas existencias en tanques por encima del talón mínimo.

Para asegurar las existencias en la red de transporte, es necesario asegurar las entradas procedentes de la producción de las plantas de GNL, las entradas procedentes de conexiones internacionales, las entradas procedentes de conexiones con Yacimientos y las entradas procedentes de la extracción de almacenamientos subterráneos para suministrar a las salidas de la red de transporte para demanda, las salidas para inyección en almacenamientos subterráneos, las salidas en conexiones internacionales, y las mermas y autoconsumos correspondientes.

Las entradas desde las plantas de GNL incrementan las existencias de la red de transporte y reducen las existencias de las plantas de GNL.

Las conexiones internacionales pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo en que funcionen: de entrada o de salida.

Las conexiones con almacenamientos subterráneos pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo de extracción o inyección en los mismos.

Las mermas en los procesos de transporte dan lugar a reducción de existencias en la red de transporte.

Las salidas de la red de transporte destinadas a la demanda se mueven dentro de límites a determinar cada año en función del mercado doméstico-comercial, industrial, generación eléctrica y plantas satélites alimentadas por cisternas.

Para el transporte de gas desde las entradas hacia los puntos de salida es necesario tener en cuenta las capacidades de transporte y las restricciones del sistema.

Por tanto, en relación con las existencias en la red de transporte, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en los gasoductos se encuentra entre el valor de volumen mínimo y el de volumen máximo (que vienen determinados por las presiones mínimas y máximas en los gasoductos teniendo en cuenta la pérdida de carga en los mismos) de acuerdo con lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y los acuerdos entre transportistas y usuarios.

Para asegurar las existencias en almacenamientos subterráneos, además del cumplimiento de los requerimientos técnicos de los operadores de la instalación en los ciclos de inyección y extracción, los usuarios pueden gestionar su volumen contratado teniendo en cuenta sus necesidades de existencias de seguridad y modulación para atender su demanda, pudiendo adecuar su oferta en lo posible.

Las mermas en los procesos de inyección en almacenamientos subterráneos dan lugar a la reducción de existencias en la red de transporte.

Para asegurar las existencias en redes de distribución, las distribuidoras en coordinación con las transportistas suministradoras deben analizar los puntos de entrega (ERM y EM) necesarios para cada red de distribución teniendo en cuenta la demanda actual y la demanda prevista.

6 DETALLE DEL ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE CONTROL

Los titulares de las instalaciones deberán enviar al Gestor Técnico del Sistema la información a publicar para que, en la página web del Gestor Técnico del Sistema, se integren todas las informaciones de todos los titulares de las instalaciones.

La publicación de los valores de las variables de control deberá actualizarse manteniendo vigente la información, al menos, con periodicidad mensual.

La actualización de las variables de control y el análisis del sistema debe realizarse teniendo en cuenta las periodicidades y alcances de los documentos operativos que elabora el Gestor Técnico del Sistema, de acuerdo con la Norma de Gestión Técnica del Sistema “9.1”.

En todo momento, los rangos admisibles deben cumplir lo dispuesto en el protocolo de cálculo de capacidades.

Las variables básicas del sistema, en sus rangos normales de operación, se detallan de acuerdo con los puntos siguientes:

- Ventanas de descarga.

Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)

- Plancha de descarga.

Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)

- Velocidad de descarga.

Se debe especificar para cada planta de regasificación y, dentro de cada planta, por tanques de GNL en caso de ser necesario.

- Existencias en plantas de regasificación.

Para cada planta, se debe especificar el volumen mínimo y el volumen máximo de cada tanque de GNL.

Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información especificando el volumen mínimo y el volumen máximo.

- Producción de plantas de regasificación.

Para cada planta, se debe especificar la información siguiente:

- o Producción mínima a red de transporte.
- o Producción máxima a red de transporte.
- o Carga de cisternas máxima.
- o Carga de metaneros.

Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Almacenamientos subterráneos.

Para cada almacenamiento subterráneo, se debe especificar la información siguiente:

- o Inyección mínima en el almacenamiento subterráneo.
- o Inyección máxima en el almacenamiento subterráneo.
- o Extracción mínima en el almacenamiento subterráneo.
- o Extracción máxima en el almacenamiento subterráneo.
- o Volumen mínimo y volumen máximo almacenable.

Para el total de almacenamientos subterráneos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Yacimientos.

Para cada yacimiento, se debe especificar la información siguiente:

- o Entradas mínimas en la red de transporte.
- o Entradas máximas en la red de transporte.
- o Salidas mínimas de la red de transporte hacia el yacimiento.
- o Salidas máximas de la red de transporte hacia el yacimiento.

Para el total de yacimientos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Conexiones Internacionales.

Para cada conexión internacional, se debe especificar la información siguiente:

- o Entradas mínimas de la conexión.
- o Entradas máximas de la conexión de tránsito.
- o Salidas mínimas de la conexión.
- o Salidas máximas de la conexión de tránsito.

Para el total de conexiones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Existencias en Red de Transporte.

Cada transportista debe publicar para sus gasoductos las existencias mínimas y máximas.

Para el total de gasoductos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Presiones.

Cada transportista debe publicar las presiones mínimas y máximas de los siguientes puntos de conexión:

- o Planta de regasificación y transporte.
- o Yacimiento y Transporte.
- o Almacenamiento Subterráneo y Transporte.
- o Conexión internacional y Transporte.
- o Lado de aspiración de estaciones de compresión.
- o Lado de impulsión de estaciones de compresión.
- o Transporte y Transporte.
- o Transporte y Distribución.

Para las presiones mínimas en las conexiones transporte-transporte y transporte-distribución, se deben detallar los acuerdos firmados entre operadores que modifiquen las presiones de entrega especificadas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para el total de puntos de conexión, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

6.1 Restricciones del Sistema

Cada transportista debe publicar las restricciones que existan en su red, así como el listado de ramales saturados.

Para el total de instalaciones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

Toda la información sobre las restricciones del sistema debe tener en cuenta el plan de mantenimiento (Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-8).

PROTOCOLO DE DETALLE PD-10

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES

1 Objeto

La Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en su capítulo NGTS-02 apartado 2.8, sobre los principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones, indica que se desarrollará un protocolo de detalle para determinar la capacidad de las instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Para ello, establece que hay que considerar no sólo las capacidades calculadas a partir de los parámetros de diseño de las instalaciones, sino también aquellas que deberán ser calculadas a partir de ciertos parámetros operativos y de seguridad que disminuyan o limiten la capacidad de diseño.

Este protocolo de detalle tiene por objeto presentar cuales son los parámetros de diseño principales que intervienen directamente en las fórmulas para obtener la capacidad de las instalaciones del sistema gasista, así como los márgenes operativos y de seguridad que determinan las restricciones más importantes que reducirán la capacidad máxima.

Este protocolo aplicará a los operadores para determinar la capacidad de cualquier instalación y la publicación de la misma para el conocimiento de los usuarios del sistema.

2 Publicación y actualización de las capacidades de transporte

La publicación de las capacidades de las instalaciones es fundamental para garantizar que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de la misma información, uniforme y suficiente, con el objetivo de posibilitar una eficaz toma de decisiones en el ejercicio del derecho acceso de terceros.

Los titulares de instalaciones publicarán para cada una de sus instalaciones la capacidad o capacidades máxima, nominal y útil de la instalación, y el detalle de su contratación: capacidad contratada para el mercado liberalizado, capacidad reservada para el mercado regulado de

existir, la capacidad contratada para tránsito internacional y la capacidad disponible para contratar.

En el caso que la capacidad útil se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema, el titular de la instalación debe indicar la cuantía de esta afección y las causas que la provocan.

Al objeto de facilitar el acceso general a esta información, se deberá, cuanto menos, proporcionarla gratuitamente vía Internet.

Las capacidades de las instalaciones se actualizarán mensualmente. La publicación de cada actualización se llevará a cabo antes del quinto día laborable del mes siguiente.

Se publicarán estas capacidades, con el alcance temporal que establezca la normativa vigente.

En relación con la capacidad de las nuevas instalaciones o de las ampliaciones de las existentes pendientes de autorización o puesta en marcha, se incluirán, de forma diferenciada en el caso de las ampliaciones, las capacidades nominales previstas con categorías A y B en la Planificación elaborada por el Gobierno o en sus actualizaciones y, de existir, el detalle de su contratación, a partir de la fecha estimada de puesta en marcha de las instalaciones.

3 Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones

No solamente el conocimiento de la capacidad de las instalaciones de un sistema de transporte de gas es un aspecto básico para el correcto funcionamiento del sistema, sino también el conocimiento de cómo esta capacidad se calcula para cada instalación del sistema considerando sus parámetros básicos de diseño.

La capacidad que una instalación puede poner a disposición de los usuarios varía en un determinado rango a lo largo del tiempo al estar influenciada por: las características técnicas de la instalación y las fluido-mecánicas del gas/liquido (elementos estáticos); la forma en la que es utilizada por los usuarios y operada por los transportistas (elementos dinámicos); y los límites que se establecen para satisfacer una calidad de servicio determinada (requerimientos operacionales).

Por tanto, para calcular la capacidad de una instalación se deberán tener en cuenta no solamente los parámetros de diseño de la misma sino también aquellos operativos que disminuyen o la limitan y que, entre otros, son: los factores de servicio, la simultaneidad, el periodo del año al que aplica la capacidad, la presión de garantía y los márgenes operacionales.

Los márgenes operacionales son los límites de operación necesarios para garantizar la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación. En particular se pueden enumerar los siguientes: las tolerancias en los modelos de cálculo, los márgenes de almacenamiento, los límites de presiones mínimas operativas en las infraestructuras, los equipos de reserva, las condiciones no estacionarias (fluctuaciones en las condiciones de flujo, presión, etc. a lo largo del tiempo), y los condicionantes medioambientales.

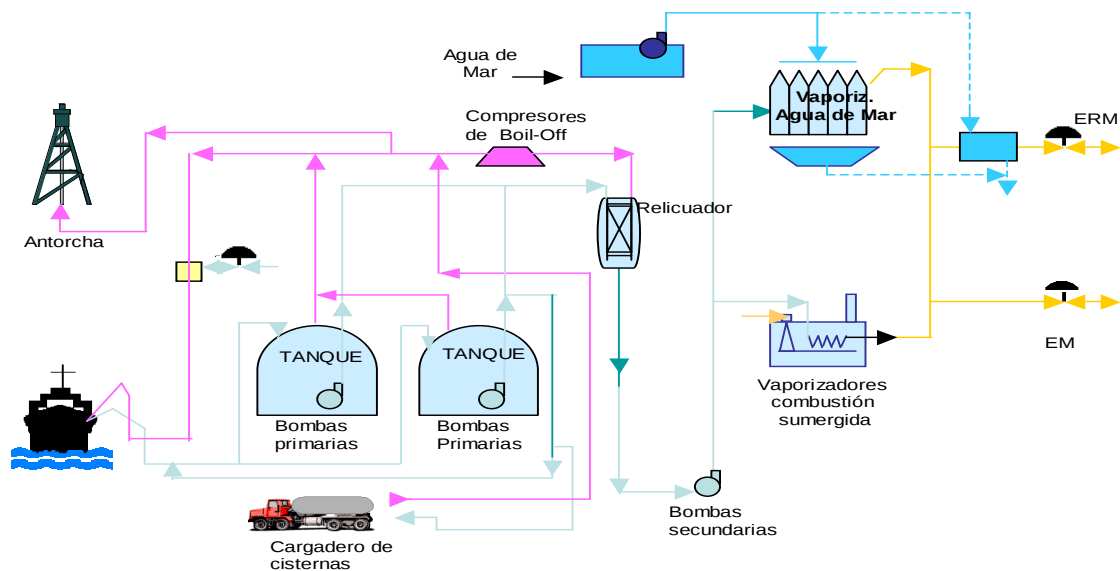
La capacidad es específica de cada instalación y debe ser calculada por cada operador, en relación con su infraestructura, teniendo en cuenta los diferentes escenarios de funcionamiento debido a las diferencias existentes entre los sistemas y las instalaciones de cada operador.

Únicamente a los efectos de homogenizar las conversiones de unidades en el cálculo de capacidades, se considerará un PCS de referencia de 11,63 kWh/m³ (n), que el m³ de GNL es equivalente a 585 m³(n) de GN, y que el día tiene 24 horas.

4 Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación

Las capacidades se calcularán en función de los equipos que estén instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

A continuación se muestra un esquema general de las instalaciones de una planta de regasificación.



En particular, para determinar la capacidad de la planta de regasificación se tendrán en cuenta las capacidades de las diferentes partes de la misma, y que son:

1. Capacidad de atraque de buques en la planta.
2. Capacidad de descarga de buques.
3. Capacidad de almacenamiento de tanques.
4. Capacidad de bombeo primario y secundario.
5. Capacidad de líneas de conexión internas de líquido.
6. Capacidad de vaporizadores de agua de mar.
7. Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida.
8. Capacidad de carga de cisternas.
9. Capacidad de carga y puesta en frío de buques.

4.1 Capacidad de atraque de buques

La capacidad de atraque de buques queda determinada por el estudio de compatibilidad de los barcos descrito en el Protocolo de detalle PD-06 Punto 2, en el que, entre otros, tendrá, como mínimo, en cuenta los siguientes aspectos:

- Brazos de descarga.
- Puntos de contacto con las defensas.
- Número de puntos de amarre.
- Posición del manifold.
- Pasarela de acceso de tierra al buque, etc.

También se tendrán en cuenta para determinar las capacidades de atraque de buques las condiciones físicas y operativas del puerto como:

- Capacidad de reviro y de maniobrabilidad en caso necesario.
- Calado en todo el tramo de navegación.
- Calado en el muelle de atraque.
- Número de remolcadores mínimo para maniobrar.
- Restricciones por corriente, viento y marea, etc.

4.2 Capacidad de descarga de buques

La capacidad de descarga se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

- Recuperación de boil-off parcial o total.
- Producción de boil-off en planta para retorno al buque.
- Aumento de presión en manifold debido a restricciones en el buque o en la planta.
- Máximos caudales de descarga por brazo.
- Máxima capacidad de descarga por parte del buque (nº de bombas, etc.).

4.3 Capacidad de almacenamiento en tanques

La capacidad se calculará atendiendo a los siguientes aspectos.

- Los niveles mínimos de operación de bombas primarias.
- Los niveles máximos de operación en tanque.

Entendiendo que la capacidad útil será aquella que quede definida entre los niveles mínimos de operación de bombas primarias y los niveles máximos de operación en tanque.

La capacidad mínima se determina teniendo en cuenta el volumen mínimo de GNL necesario para permitir el arranque de las bombas primarias.

4.4 Capacidad de bombeo primario y secundario

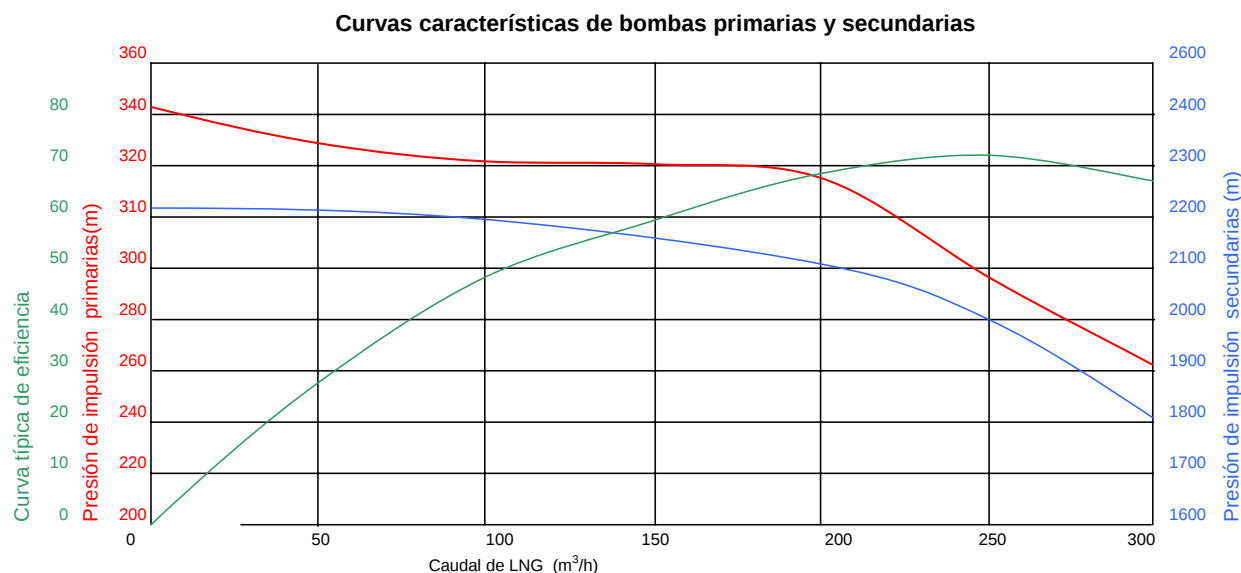
La capacidad de bombeo primario y secundario se calculará atendiendo al caudal impulsado por las bombas.

Además, en el cálculo de la capacidad de bombeo se tendrán en cuenta:

- La configuración de las bombas.
- La curva de operación de cada bomba que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y en particular los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("choking line") y la línea de máxima potencia.
- Los límites de cavitación.
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño de la tubería donde descarga.

A efectos ilustrativos, a continuación se muestra un ejemplo de Curvas características de bombas primarias y secundarias

Unidades: Primarias mcl
Secundarias mcl
Caudal m^3/h
Eficacia %



4.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas

La capacidad en líneas, volumen por unidad de tiempo a transportar, se calculará atendiendo a las siguientes velocidades máximas en cualquier punto de la línea:

- Líneas de líquido: 8 m/sg
- Líneas de gas: 20 m/sg

Además para el cálculo de estas capacidades se tendrán en cuenta el diámetro, la longitud y el factor de fricción de las líneas, así como las características fisicoquímicas de los fluidos.

4.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar

La capacidad de vaporización, volumen de gas regasificado por unidad de tiempo, se determinará teniendo en cuenta para su cálculo:

- El diseño del vaporizador.
- Temperatura de agua de mar.
- Presión en planta.
- Condicionantes medioambientales.

4.7 Capacidad de Vaporizadores de combustión sumergida

Se corresponde con el volumen de regasificación nominal certificado por el suministrador del equipo.

La capacidad mínima estará condicionada por el cumplimiento los requisitos medioambientales

4.8 Capacidad de carga de cisternas

La capacidad de carga de cisternas dependerá básicamente de:

- La capacidad de la línea de líquido desde las bombas primarias al cargadero.
- La capacidad de la línea de retorno de la cisterna a la planta.
- Horas de funcionamiento del cargadero.

Normalmente estas capacidades no son restrictivas y en su diseño ya están consideradas las necesidades específicas del cargadero.

El aspecto más relevante que puede limitar la capacidad carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna esta “caliente” o “fría”.

4.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques

Para la determinación de la capacidad de carga de buques, se deben tener en cuenta tanto las instalaciones de la planta como las del buque. así como si la operación es de carga o puesta en frío.

Esta capacidad al menos dependerá de los siguientes aspectos:

- Número de bombas primarias que no se estén utilizando para atender a las necesidades de regasificación.

- Capacidad de la línea de líquido.
- Capacidad de descarga (velocidad de descarga) con un brazo de conexión de la línea de líquido.
- Evolución de la presión y temperatura de los tanques del buque.
- Capacidad de recuperación de boil-off total por parte de la planta (sin quemar en la antorcha).
- Que el buque disponga de compresor.
- Capacidad de la línea de retorno de boil-off a la planta.
- Temperatura del gas en los tanques del buque antes de su carga (buque frío o caliente).

En el caso de realizar una puesta en frío de un buque, al estar éste “caliente”, la capacidad de descarga disminuirá y por tanto es necesario utilizar más tiempo para completar la carga.

4.10 Capacidades a publicar

En las plantas de regasificación, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento de tanques (m^3 GNL , GWh , $\text{Mm}^3(\text{n})$), la capacidad de emisión a la red de transporte (GWh/d), la capacidad de carga de cisternas de GNL (Cisternas/día), la capacidad de descarga de buques metaneros (m^3 GNL/h), y la capacidad de atraque de buques metaneros (m^3 GNL).

5 Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)

Los almacenamientos subterráneos tienen una doble función por una parte son una importante herramienta de modulación del sistema gasista, aportándole flexibilidad ante las variaciones estacionales y diarias de la oferta y la demanda, y por otra constituyen una reserva ante posibles fallos de suministro.

Se distinguirá entre capacidad de almacenamiento, capacidad de inyección y capacidad de extracción.

Las capacidades se calcularán en función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo y, en su caso, de las características técnicas de los equipos que estén instalados para la operación del mismo, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

5.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de un almacenamiento es la cantidad de gas natural contenida en el mismo a una presión determinada.

Dicha capacidad será función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas, de la estructura geológica, pudiéndose modelizar matemáticamente. Cuanto mayor conocimiento exista de la estructura geológica y sus parámetros, mayor complejidad tendrá la fórmula de modelización ajustándose mejor a la realidad.

Un ejemplo de fórmula que generalmente es utilizada para cálculo teórico aproximado del volumen de gas in situ almacenable es:

$$STO = V \cdot \Phi \cdot (1 - S_{wc}) / B_{oi}$$

Siendo:

STO: Volumen de gas in situ en condiciones estándar 25°C–1bar

Φ : Porosidad (0 - 50%)

S_{wc} : Saturación con nata de agua (en tanto por uno)

B_{oi} : Factor volumétrico

V: Volumen de roca (unidad de volumen)

5.2 Capacidad de inyección/extracción

La inyección es la acción de introducir gas en el almacenamiento subterráneo, mediante la utilización de los equipos mecánicos necesarios para vencer la presión del almacenamiento.

Por su parte, la extracción es la acción de retirar gas del almacenamiento subterráneo. Normalmente, se produce por diferencia de presiones entre el gas almacenado y la superficie. En el caso de que la diferencia de presiones mencionada no sea suficiente se pueden utilizar los medios mecánicos de la inyección en sentido inverso, siempre que estén preparados para ello.

Por tanto, la capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo de gas natural son los caudales que consigue la instalación al realizar dichas acciones.

El caudal de extracción es función de grado de llenado del almacenamiento, y por tanto de la presión en su interior, y de las características del almacenamiento.

La capacidad de extracción es función de la cantidad de gas existente en el almacenamiento en cada momento y se calculará teniendo en cuenta los equipos de tratamiento del gas de la planta, sus límites de operación y seguridad, así como la contrapresión de salida del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado.

La capacidad máxima de extracción se da en condiciones de máximo llenado y máxima presión en el almacenamiento.

La capacidad de inyección se calculará teniendo en cuenta los equipos de compresión instalados en la instalación, sus límites de operación y seguridad, así como la presión de entrega del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado y la presión existente en el propio almacenamiento.

Además, tanto la capacidad de inyección como la de extracción están influenciadas por los equipos que permiten conectar las instalaciones de superficie con la propia formación

geológica de almacenamiento. De dichos equipos, los que mayor afección producen son la válvula de regulación del caudal entrada/salida ("Choke"), la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie ("tubing"), y las unidades de compresión instaladas en superficie en el caso de la inyección

A continuación se describen, brevemente, los diferentes factores que influyen en el cálculo de las capacidades de extracción/inyección de un almacenamiento subterráneo y su efecto sobre las mismas.

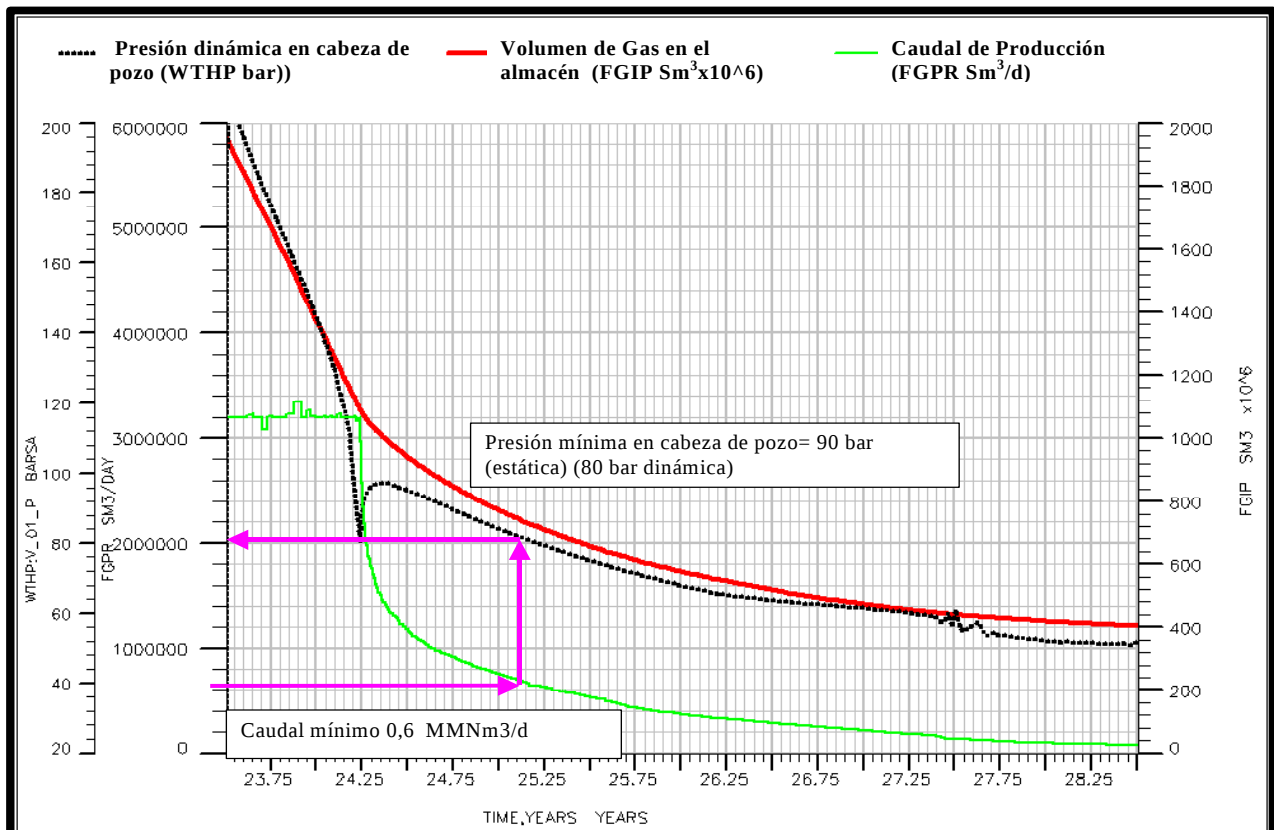
5.2.1 Curva características de la formación almacén

En función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo, se pueden modelizar, con mayor o menor precisión en función del conocimiento que se tenga de dicha estructura y de la experiencia en su operación, las curvas características de la formación almacén, las cuales se definen como la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección.

5.2.2 Curva de declino

Es la curva que describe la evolución del caudal de extracción a lo largo del tiempo, a partir de una situación inicial determinada (grado de llenado y presión en fondo), y es función de las características de la formación almacén, de las características del "tubing", de la presión en superficie y del perfil inicial de extracción que se solicite. Se puede referir a un pozo, o a varios, o al total del caudal de extracción del almacenamiento.

A continuación, se muestra un ejemplo de curva de declino:



5.2.3 Unidades de compresión

Los equipos utilizados para vencer la presión del almacenamiento en la inyección son las unidades de compresión, por tanto, la capacidad de inyección principalmente es función de las unidades de compresión destinadas a tal efecto.

Para ello, es posible utilizar diferentes tipos de unidades de compresión y configuraciones. Entre los tipos de unidades utilizadas se distinguen los compresores centrífugos y los compresores alternativos, y en cuanto a la configuración de las unidades, esta puede ser en paralelo, serie o serie/paralelo.

Para la elección de las unidades de compresión adecuadas y su configuración se ha de tener en cuenta la presión máxima admisible en el almacenamiento, el caudal a vehicular y la presión de aspiración.

5.2.4 Válvula de “Choke”

Las válvulas de “Choke” son válvulas de aguja que se sitúan en cada línea de pozo, pueden ser bidireccionales y reducen la presión del gas aguas abajo. Su función es la regulación y control del caudal de extracción y/o inyección de gas natural en un pozo.

5.2.5 “Tubing”

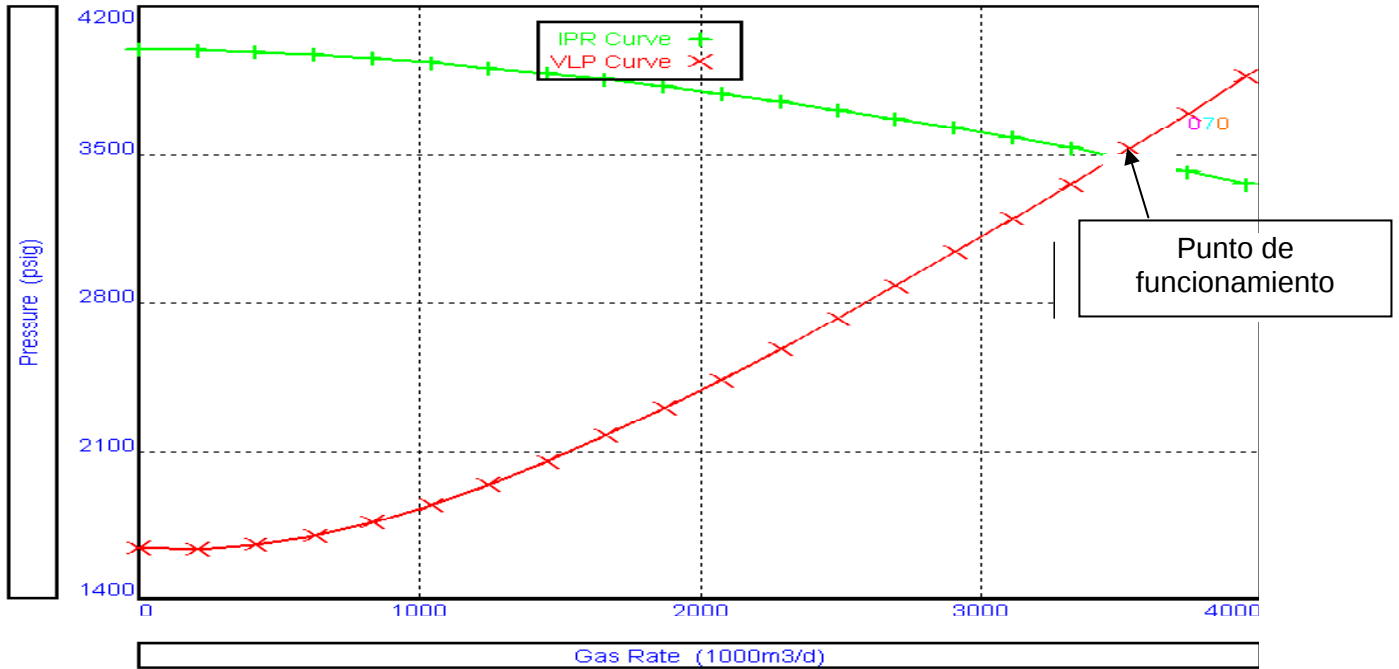
Es la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie (válvula “Choke”) y tiene las características técnicas adecuadas para vehicular el caudal requerido.

La curva característica del “tubing” es la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección, y depende de las características del “tubing” de producción/inyección para una presión dinámica determinada en cabeza de pozo.

En los siguientes ejemplos se observa la interacción del “tubing” en las capacidades de extracción e inyección de la formación de almacenamiento subterráneo.

Curva característica de extracción

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig : pound square inch relative

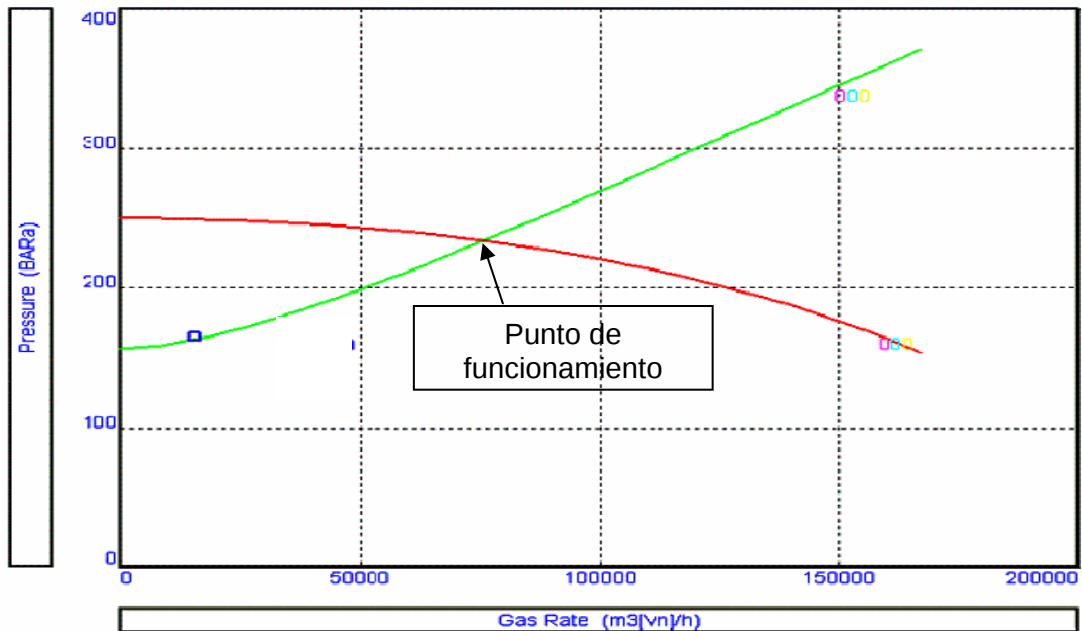
1 bar = 14,50377 psi

— Curva característica del "tubing".
— Curva característica de la formación almacén.

A mayor diámetro, la curva característica del "tubing" se desplaza hacia la derecha de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de producción para la misma presión de fondo. El salto de presión es menor cuanto mayor es el diámetro.

Curva característica de inyección

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig: Pound square inch relative
1 bar = 14,50377 psi

— Curva característica del “tubing”.
— Curva característica del almacenamiento subterráneo.

A mayor diámetro, la curva característica del “tubing” se desplaza hacia arriba de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de inyección para la misma presión de fondo. La presión de fondo requerida es mayor cuanto mayor es el diámetro.

5.2.6 Planta de tratamiento

Una vez extraído el gas del almacenamiento subterráneo es necesario su tratamiento para ser introducido en la red de transporte con la calidad requerida.

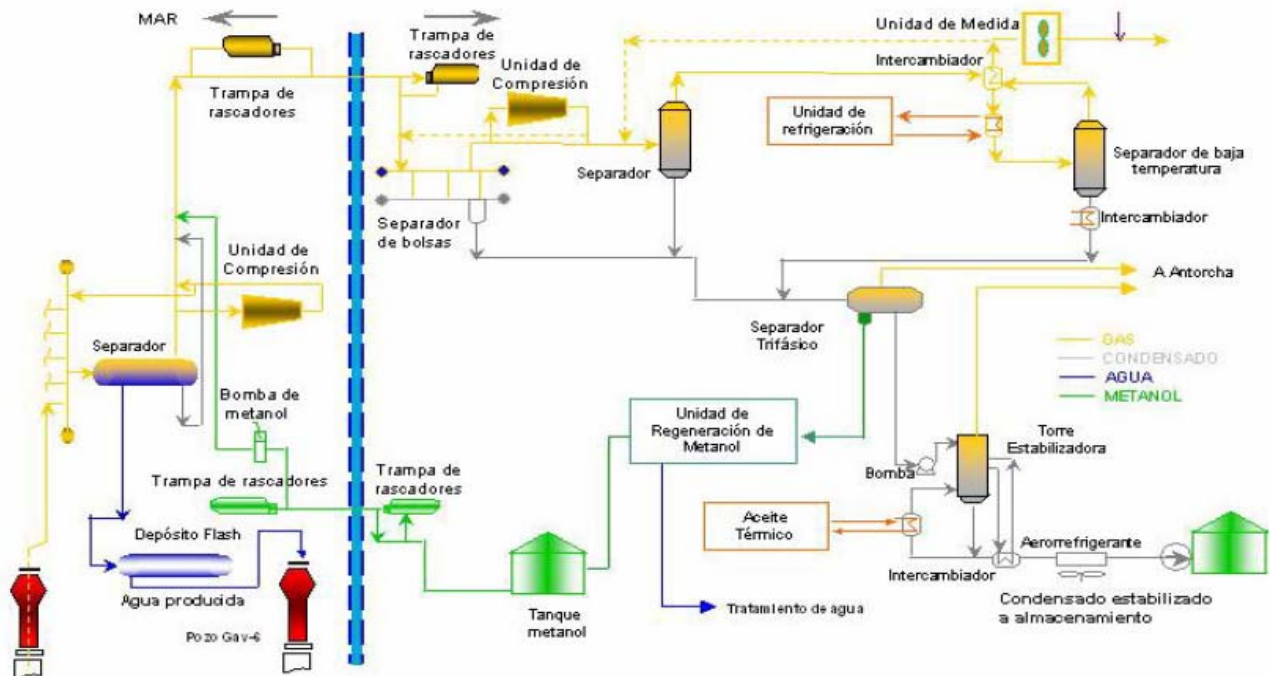
En la planta de tratamiento se produce un primer secado por gravedad, y segundo secado en las torres de secado en contracorriente (el componente de secado es trietilenglicol, en adelante TEG), para posteriormente odorizar el gas y medirlo antes de introducirlo en la red de transporte.

Componentes de la planta de tratamiento:

- Trampa de rascadores.
- Gasoductos internos.
- Separadores de bolsa.
- Recipiente despresurizador.
- Torres de secado verticales, en las que se encuentran los regeneradores de TEG, bombas de inyección y transferencia, y depósitos de TEG rico y pobre.
- Filtros separadores de sólidos para el gas.
- Tanque de agua de proceso.
- Bombas de inyección de agua de proceso.
- Unidad de medida (generalmente de ultrasonidos).
- Cromatógrafo.
- Unidad de odorización.
- Sistema de gas combustible.
- Sistema de gas comprimido.
- Sistema de agua.
- Antorcha con separador de agua.
- Transformadores eléctricos y diesel.

En la planta de tratamiento existen equipos críticos que están diseñados para el caudal de extracción requerido y que, en el caso de que fallen, limitan el caudal de extracción de gas. Estos equipos son las torres de secado y los equipos de regeneración de TEG, producto que se utiliza en contracorriente en las torres de secado.

A continuación, se muestra un esquema general de una planta de tratamiento:



5.3 Capacidades a publicar

En los almacenamientos subterráneos, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento, la capacidad de extracción y la capacidad de inyección.

Dada la influencia del estado de llenado del almacenamiento subterráneo se publicarán además los valores de extracción en los supuestos del 75%, 50%, 25% de llenado de la capacidad útil.

6 Cálculo de la capacidad de redes

La capacidad de una red se calculará teniendo en cuenta:

- Sus límites de operación y de seguridad.
- Los efectos limitantes que puedan producirse entre los equipos que la forman.
- Los caudales de gas aportados en los puntos de entrada y la presión de entrega.
- La demanda que atiende dicha red y las presiones mínimas garantizadas de dicho suministro.
- Los caudales de gas a aportar y la presión mínima de entrega a otros transportistas o distribuidores en los puntos de conexión de la red.

A continuación, se describe brevemente las variables que influyen en el cálculo de la capacidad de una red.

6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto

De una forma simple, se puede decir que la capacidad del gasoducto es la cantidad de gas que se desplaza por unidad de tiempo, caudal, entre el punto de entrada y el de salida del gasoducto considerando unas presiones de entrada y salida determinadas.

Cuando un gas circula por un gasoducto pierde presión (“pérdida de carga”) a medida que avanza a lo largo de éste a causa del rozamiento con las paredes del tubo. Además se pierde también presión cuando el gas pasa por un accesorio, por una curva, por un cambio de sección etc. Para vencer esta pérdida de presión se instalan compresores que compensan esta pérdida de presión.

Para determinar el valor de estas pérdidas de carga se suele recurrir a fórmulas o programas de ordenador (simuladores) que realizan este cálculo.

Desde una perspectiva técnica, la capacidad máxima de un gasoducto se determina por un conjunto de diferentes parámetros de diseño como son, principalmente, el diámetro, las condiciones de caudal y presión, la longitud así como otros factores menos significativos que se describen a continuación.

La determinación de la capacidad máxima está sujeta a leyes relevantes de la física y, en este contexto y a modo ilustrativo, aquí nos referiremos a la fórmula de Darcy, aunque otras fórmulas también pueden ser adoptadas para el cálculo

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot p_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot l \cdot K \cdot q_0^2 \quad (1)$$

Siendo:

p_1 y p_2 : Presión absoluta origen y final de la tubería (bar).

λ : Factor de fricción.

ρ_0 : Densidad del gas en condiciones normales (kg/m³(n)).

p_0 : Presión en condiciones de referencia (1013,25 mbar).

T_0 : Temperatura en condiciones de referencia (273,15 °K).

T : Temperatura del gas (°K).

d : Diámetro interno de la tubería (m).

l : Longitud de la tubería (m).

K : Coeficiente compresibilidad del gas respecto a condiciones normales (Z/Z_0).

q_0 : Flujo referido a condiciones normales (m³(n)/h).

Esta ecuación no considera el efecto que produce la diferencia de altura entre origen y destino del gasoducto, y los valores de sus variables se refieren a unidades del Sistema Internacional.

El factor de fricción λ se obtiene habitualmente de la fórmula de Colebrook aunque podrían usarse otras que se encuentren dentro de los rangos de validez.

El coeficiente de compresibilidad K se obtiene de la fórmula de Van der Waals pero también son válidas por ejemplo la de Redlich-Kwong, Peng-Robinson, Schmidt-Wenzel, Benedict-Webb-Sterling, AGA8, SGERG88, etc.

Esta formula está basada sobre un régimen de funcionamiento en condiciones estacionarias y la capacidad será calculada en estas condiciones, es decir, el flujo de entrada es igual al flujo de salida.

Por lo tanto la capacidad de un gasoducto, q_0 , que vendrá dada en m³(n)/h, se calcula despejando de la expresión anterior (1).

$$q_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot T_0}{\rho_0 \cdot p_0 \cdot l \cdot K \cdot T}} \cdot \sqrt{\frac{d^5}{\lambda}} \quad (2)$$

6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción

La fórmula anterior podríamos simplificarla considerando que la capacidad de un gasoducto depende básicamente de dos parámetros; el factor de fricción y el diámetro de la tubería:

$$q_0 \sim d^{2.5} \cdot \lambda^{-0.5}$$

Como el factor de fricción λ es una función implícita del diámetro d se puede simplificar que la capacidad la podríamos relacionar con la expresión siguiente:

$$q_0 \sim d^\gamma$$

Donde, por ejemplo:

$\gamma = 2,595$ para una rugosidad k de 0,07 mm, valor típico para tuberías de acero sin revestimiento interno.

$\gamma = 2,580$ para una rugosidad k de 0,006 mm, valor típico para tuberías de acero con revestimiento interno.

Por lo tanto el efecto del diámetro interno sobre la capacidad o caudal es muy pronunciado con un exponente aproximadamente de 2,6.

6.1.2 Influencia de la presión

Otro factor importante que afecta a la capacidad de un gasoducto es la presión ya que simplificando la formula (2) podemos obtener la relación:

$$q_0 \sim \sqrt{p_1^2 - p_2^2}$$

Para observar mejor el efecto de la presión sobre la capacidad la ecuación cuadrática anterior se puede expresar de forma lineal aproximada:

$$p_1^2 - p_2^2 = (p_1 - p_2) \cdot (p_1 + p_2) = \Delta p \cdot 2 \cdot \bar{p}$$

es decir:

$$q_0 \sim \sqrt{\Delta p} \cdot \sqrt{\bar{p}}$$

Por lo tanto se puede considerar que la capacidad, o el caudal, es proporcional a la pérdida de carga lineal y a la presión media. Esto significa que para una caída de presión constante, la capacidad se incrementa con la raíz cuadrada de la presión media de operación.

La caída de presión máxima a la que normalmente se transporta el gas está comprendida entre 0,1 y 0,2 bar/km.

6.1.3 Influencia de la diferencia de altitud entre el origen y el final del gasoducto

En el caso de que la diferencia de altitud entre el origen y el final de la tubería sea significativa, éste es un factor adicional que debe ser considerado, ya que la pérdida de carga aumenta si la altura del punto final es mayor que la inicial y disminuye si decrece la altura entre el punto inicial al final.

En este caso se puede utilizar la formula de Fergusson, equivalente a la ecuación (1) para tuberías horizontales:

$$p_1^2 - e^\xi p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot P_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot K \cdot q_0^2 \cdot l \cdot \frac{e^\xi - 1}{\xi}$$

siendo:

$$\xi = \frac{2 \cdot \rho_0 \cdot g \cdot T_0}{K \cdot T \cdot P_0} \cdot (z_2 - z_1)$$

Donde z_1 y z_2 representan la altura en el origen y el final de la tubería.

6.1.4 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto

De acuerdo con las formulas expuestas, también influyen otros factores como las propiedades físicas del gas (densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura). Por ejemplo, es importante tener en cuenta la temperatura del gas para determinar con exactitud la capacidad de un gasoducto, sobre todo cuando se calcula la capacidad aguas abajo de una estación de compresión. Si bien, en la práctica se suele considerar la temperatura media del fluido a lo largo de la tubería.

Otro de los parámetros que limitan la capacidad es la velocidad máxima a considerar para el transporte y distribución, debido a que es necesario que el ruido y las vibraciones que se producen a lo largo de este se encuentren dentro de los límites máximos establecidos. A nivel internacional, se considera como velocidad máxima para el transporte y distribución por gasoducto 20 m/s.

La longitud del gasoducto también influye puesto que, por ejemplo, la fórmula anterior de Darcy está basada en una curva función de la caída de presión que se produce a lo largo del transporte, por lo que tiene un efecto más pronunciado cuanto más nos desplazamos a lo largo de la conducción.

La capacidad también se ve afectada por las condiciones ambientales donde es transportado el gas, en concreto, la temperatura del terreno y los coeficientes de transferencia de calor de la tubería y el terreno. Estos parámetros los deben considerar cada operador en función de los valores en sus respectivas localizaciones.

6.1.5 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto

En resumen, la capacidad de un gasoducto se calculará, utilizando simuladores y programas de cálculo de reconocido prestigio, teniendo en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones:

- El diámetro interior y la longitud del gasoducto.
- El factor de fricción del gasoducto.
- La presión de entrada.
- La presión mínima de garantía en los puntos de entrega del mismo.
- Una velocidad máxima del gas de 20 m/s, independientemente de que la presiones resultantes sean superiores a los valores mínimo indicados.
- La diferencia de altitud entre el origen y el final del tubo si es esta significativa.
- La temperatura del gas.
- El coeficiente compresibilidad del gas.
- La densidad del gas natural.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión

Para recuperar la pérdida de presión que se va produciendo en las redes, se utilizan las estaciones de compresión.

En una estación de compresión se pueden identificar las siguientes secciones:

- a. Sección de entrada.
- b. "Bypass" de la estación.
- c. Filtros.
- d. Unidades de compresión.
- e. Sistema de anti-bombeo.
- f. Aerorefrigerantes.
- g. Sección de medida.
- h. Sección de salida.

El proceso de compresión se realiza normalmente con compresores centrífugos, aunque también pueden ser alternativos, transfiriéndoles la energía mecánica que produce una turbina de gas o motor alternativo para aumentar la presión del gas que se vehicula por el compresor.

Las prestaciones de la estación de compresión quedan determinadas por:

- La potencia instalada que, en el caso de no ser suficiente para comprimir el gas a los requerimientos solicitados, limitará la presión de aspiración o de impulsión de la misma.
- Las curvas de operación de los compresores.
- Los componentes de la estación como los filtros, aerorefrigeradores, etc.

Es posible caracterizar el proceso de compresión con pocos parámetros tales como:

- La altura isentrópica o politrópica.
- La eficiencia politrópica.
- La potencia absorbida por el compresor.

La altura politrópica representa la energía acumulada en el fluido como incremento en energía termodinámica. También se podría realizar el cálculo de la altura adiabática (sin transferencia de calor con el exterior).

Utilizando la relación entre la presión y el volumen específico del gas en una transformación politrópica de exponente n (PV^n constante) entre los puntos 1 y 2, se obtiene la altura politrópica como:

$$H_{pol} = \frac{n}{n-1} Z_1 R T_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Siendo:

Z_1 : Coeficiente de compresibilidad del gas en la sección de entrada o aspiración.

P_1 y P_2 : Presiones aspiración e impulsión.

R : Constante característica del gas.

T_1 : Temperatura del gas en la sección de entrada o aspiración.

Teniendo por otra parte en cuenta el rendimiento o eficiencia politrópica η , la potencia absorbida por el compresor en kWh será

$$P = 735,5 \cdot \frac{q_0 \cdot \gamma \cdot H_{pol}}{75 \cdot 3.600 \cdot \eta}$$

Siendo:

q_0 : Caudal en Nm³/h.

γ : Peso específico del gas en Kg/Nm³.

Considerando la eficiencia politrópica η como el factor que determina el rendimiento y teniendo en cuenta que el compresor está constituido por diferentes etapas en las cuales se producen pérdidas de presión de remanso.

Además, para el cálculo de la potencia se deberán tener en cuenta las pérdidas debidas a la fricción mecánica, así como las pérdidas producidas en su instalación interior.

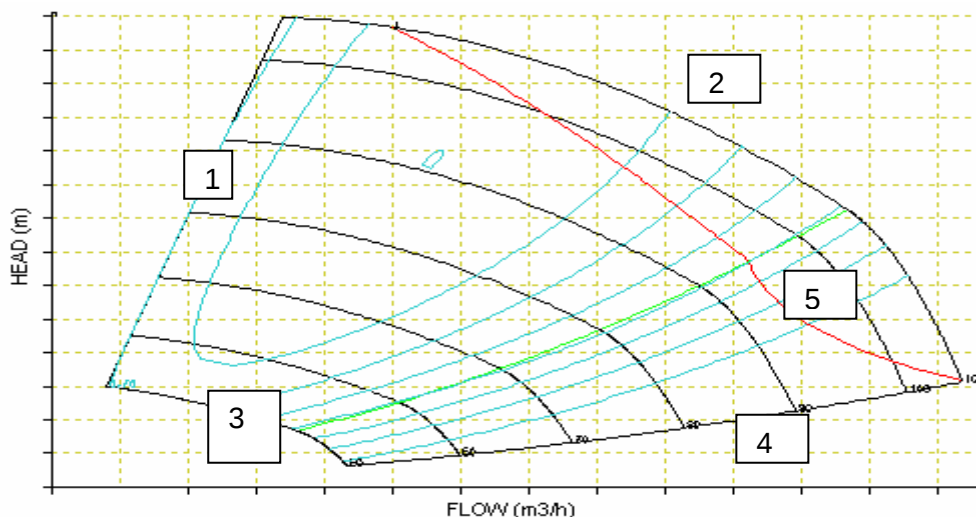
Normalmente, la potencia instalada suele ser un poco mayor que la requerida para cubrir situaciones inesperadas y tener un cierto margen de capacidad instalada.

Para cada compresor el fabricante entrega una curva de operación donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia dentro de los ejes de altura en ordenadas, y el flujo en el de abscisas. En este mapa de curvas, se observan los siguientes márgenes operativos

que deben ser respetados para el correcto funcionamiento del compresor y por lo tanto para el cálculo de la capacidad.

- Línea de bombeo (1)
- Línea de máxima velocidad (2)
- Línea de mínima velocidad (3)
- Línea de máximo caudal ("chocking line") (4)
- Línea de máxima potencia (en rojo), por encima de la cual la turbina no puede dar potencia al compresor. (5)

Estos márgenes definen el área de operación del compresor centrífugo según se observa en la figura.



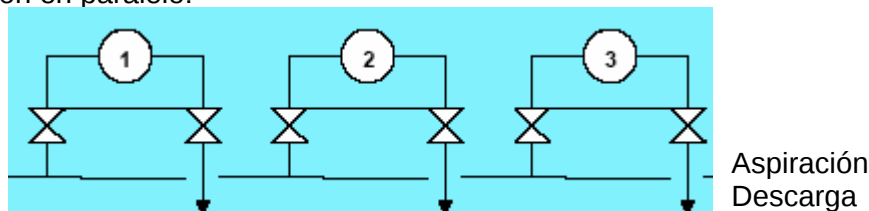
A parte de estos márgenes operativos, es necesario tener en cuenta la influencia de las condiciones medioambientales para el cálculo de la potencia máxima disponible para el compresor. Por ejemplo, una mayor temperatura del aire de entrada a la turbina hace bajar la línea de máxima potencia, reduciéndose el rango de potencia disponible para el compresor.

Para el cálculo de la capacidad en una estación de compresión, la presión de aspiración no deberá ser nunca inferior a 40 bar, ni la de impulsión superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga, y, además, se tendrá en cuenta que una de las unidades de compresión no estará disponible, manteniéndose de reserva.

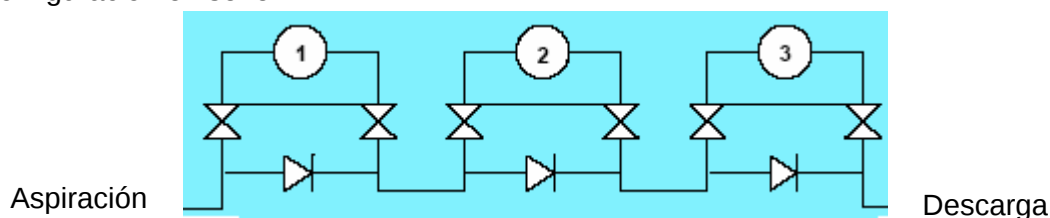
Para el cálculo de la capacidad de una estación de compresión, se tendrá también en cuenta la configuración interna de sus compresores, es decir, si están alineados en serie o en paralelo. En relación con una configuración normal, la de serie incrementa el diferencial de presión manteniendo el flujo y la de paralelo incrementa el flujo manteniendo el diferencial de presión.

Ejemplos de las diferentes configuraciones posibles:

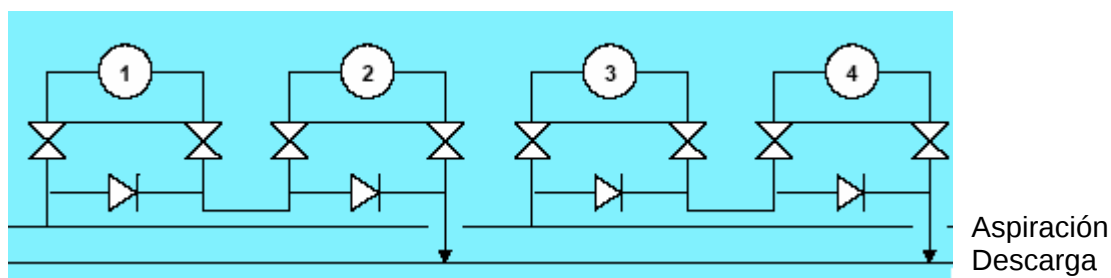
a) Configuración en paralelo:



b) Configuración en serie:



c) Configuración en serie/paralelo:



6.2.1 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de compresión

En resumen, la capacidad de una estación de compresión se calculará teniendo en cuenta:

- La configuración de los compresores de la estación.
- La curva de operación de cada compresor que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y, en particular, los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("choking line") y la línea de máxima potencia .
- Que la presión de aspiración no sea inferior a 40 bar.
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM)

Las estaciones de regulación y medida (ERM) o de medida (EM) están localizadas en los puntos del sistema donde es necesario medir y/o reducir la presión del gas que se transfiere hacia otra red u operador. En estas instalaciones es, por lo tanto, necesario considerar como

se debe realizar el cálculo de su capacidad y los parámetros que intervienen en su determinación.

En una ERM se pueden identificar las siguientes secciones a efectos del cálculo de capacidad:

- a) Sección de entrada.
- b) "Bypass" de la estación.
- c) Filtros.
- d) Sección de calentamiento del gas.
- e) Sección de regulación.
- f) Sección de medida.
- g) Sección de salida.

Un factor determinante es la presión operativa de entrada, puesto que si se sitúa en valores cercanos a la presión mínima de entrada, la capacidad disminuiría.

Además, asumiendo que las diferentes secciones mencionadas deberán estar diseñadas para soportar la capacidad requerida de la instalación de regulación, para el cálculo de la capacidad de la unidad las dos secciones clave son:

- Capacidad del conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de la unidad de medida.

En ambos casos la capacidad se calcula por línea de regulación, siendo la capacidad total de la ERM la suma de cada línea, pero considerando una línea de reserva como margen operativo de seguridad para el hipotético caso de que una de las líneas en servicio pudiera fallar y, por lo tanto, debiera entrar a funcionar inmediatamente la que se encontrase de reserva.

6.3.1 Conjunto de las válvulas de regulación

La capacidad de regulación estándar es la que habitualmente se calcula para una válvula con una reducción de paso del fluido, siendo su expresión:

$$Q = Kv \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}$$

Donde se relaciona la pérdida de carga (Δp) y la densidad del gas (ρ), obteniendo el caudal de regulación al tener en cuenta el coeficiente de la válvula (Kv) por el efecto de reducción de sección de paso que provoca ésta.

Dependiendo del coeficiente de la válvula que se considere por el fabricante, se obtendrá la capacidad del regulador.

6.3.2 Unidad de medida

En cuanto a la unidad de medida, se considera que en las ERM la medición del gas se realiza con turbina siendo el cálculo de su capacidad:

$$Q = 1,6 \cdot G \cdot P_{sal}$$

En esta fórmula se observa como la capacidad de medida de una turbina se calcula por G , que es el tamaño estándar de la turbina, P_{sal} que es la presión absoluta de contaje y el coeficiente 1,6 (el tamaño estándar siguiente al considerado).

6.3.3 Medidores por ultrasónicos

En el caso de que la medida se realice con un medidor por ultrasonidos, su capacidad será la indicada por el fabricante, siendo la velocidad del gas el parámetro que limitará esta capacidad, esta velocidad no debe superar los 20 m/sg.

6.3.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida

En resumen, la capacidad de una estación de regulación y/o medida se calculará teniendo en cuenta:

- Número de líneas.
- Capacidad de regulación conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de medida de la turbina, función del tamaño estándar de la misma.
- Condiciones de presión y temperatura, y en particular la presión operativa de entrada y la presión absoluta de salida.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto

La cantidad de gas que un gasoducto puede contener se determina en función del producto de tres variables, de la forma siguiente:

$$V = P_m \cdot V_g \cdot Z$$

Siendo:

V : Capacidad del gasoducto en $m^3(n)$.

P_m : Presión absoluta media del gasoducto en bar.

V_g : Volumen geométrico del gasoducto en m^3

Z : Factor de compresibilidad del gas en condiciones normales.

La presión media (P_m) existente entre el origen y final del gasoducto se calcula con la expresión siguiente:

$$P_m = \frac{2}{3} \left((P_1 + P_2) - \left(\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) \right)$$

siendo:

P_1 : Presión en el origen del gasoducto.

P_2 : Presión en el final del gasoducto.

El factor de compresibilidad es la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, este factor depende de la presión, la temperatura, y la composición del gas y su cálculo se realiza según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213, según lo indicado en el protocolo de detalle PD-01. Como cálculo aproximado para gasoductos de más de 4 bar se puede utilizar la fórmula práctica:

$$Z = 1 - \frac{P_m}{500}$$

6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional

En una conexión internacional, al menos, se deben tener en cuenta para el cálculo de la capacidad lo siguiente:

- Capacidad de la instalación de medida según lo establecido en el apartado 6.3.
- Capacidad de la válvula de regulación de caudal basándose en el diferencial de presión considerado.
- Presión de entrega por el operador aguas arriba de la conexión.

Teniendo en cuenta que las dos primeras no deben ser limitativas al considerarse su diseño compatible con los requisitos operativos, la más importante es la presión de entrega, teniendo que ser ésta superior a la presión del sistema que se obtenga aguas abajo de la conexión.

Todo esto es de aplicación si se considerase, además, la conexión como reversible y el sentido del flujo por la misma pudiese variar entre los sistemas.

7 Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte

La capacidad de un sistema de transporte viene dada, en una primera aproximación, por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que lo constituyen, es decir, por la máxima emisión de una planta de regasificación, el máximo caudal que se puede vehicular a través de los gasoductos de transporte y estaciones de compresión, por la máxima emisión o inyección de los almacenamientos subterráneos, y por el máximo caudal vehicuable a través de las estaciones de regulación y medida.

Sin embargo el comportamiento de estos elementos cuando componen un sistema integrado de transporte depende de cómo estén interrelacionados entre sí, es decir, de la configuración de la red y, también en gran medida, de cómo son los flujos internos dentro de este sistema ya que este puede cambiar de sentido según el escenario de oferta-demanda.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de transporte calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, en todos los casos coinciden en los conceptos a aplicar y están basados en la utilización de simuladores que contemplan modelos hidráulicos, de general aceptación y reconocidos en la industria del gas, que calculan la distribución de flujos y presiones en la red, considerando al menos:

- La configuración de la red
- Modelos internos que calculan los elementos de red explicados teniendo en cuenta sus parámetros físicos.
- La red en estado estacionario, es decir las entradas en el sistema son iguales a las salidas del mismo.
- Diferentes escenarios de demanda sobre la base de temperaturas normales y estacionales.
- Los valores de presión mínima y máxima a nivel técnico y comercial.

Con relación a las presiones mínimas a considerar en las salidas, serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerará 40 bar como presión mínima de aspiración de una estación de compresión.

7.1 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Los pasos a seguir para obtener las capacidades operativas (útil) y disponible de un sistema de transporte serán los siguientes:

1.- Se determinarán los puntos principales del sistema y sus flujos.

Los flujos a considerar para las entradas y salidas al sistema serán:

- Flujos de entrada y salida desde/hacia una conexión internacional.
- Flujos entrada desde los yacimientos.
- Flujos de entrada desde las plantas de regasificación.
- Flujos de entrada y salida desde/hacia un almacenamiento subterráneo.
- Flujos de salida a consumidores para generación eléctrica.
- Flujos de salida a consumidores industriales.
- Flujos de salida a redes de distribución.
- Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de transportistas a los que está conectado.

2.- Se establecerán tres escenarios base:

- Punta.
- Invernal.
- Estival.

Estos escenarios tendrán en cuenta los niveles de demanda característicos de cada periodo considerado y, a cada salida del sistema, se le asociará el segmento del mercado que le corresponda.

Los flujos para cada salida a consumidores o redes de distribución, dependerán de los tres segmentos de consumo característicos: consumo para generación eléctrica, consumo industrial y consumo doméstico-comercial.

Para el cálculo de la capacidad se deberán tener en cuenta los niveles de demanda previstos según la época (estival, invernal, punta), los factores de simultaneidad y las previsiones de consumos de los grandes clientes.

Para el cálculo de la capacidad máxima de la red, en el caso de los consumidores eléctricos se considerará un régimen de funcionamiento al 100% para cada grupo en operación, independientemente de que los grupos se encuentren en operación comercial o en pruebas.

En los casos de los flujos de salida a consumidores industriales, se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

En los casos de los flujos de salida a redes de distribución, el consumo domestico-comercial considerado dependerá de:

- La temperatura del periodo del escenario a considerar: invernal, estival, etc.
- Patrones de consumo de los consumidores que se alimentan de la red de distribución conectada a la salida del sistema de transporte.

Se aplicarán estos patrones de consumo, así como sus variaciones en función de la temperatura del periodo considerado, obteniéndose de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente (PD-03).

3.- Para las entradas se contemplará:

- La máxima presión y caudal a la que pueda emitir cada planta de regasificación,
- La máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en las conexiones internacionales.
- La máxima presión y caudal a la que puedan emitir los yacimientos nacionales.
- En el caso de gasoductos de transporte secundarios, máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en el PCTT.

4.- Para los almacenamientos subterráneos:

- Para el escenario punta, se considerará la extracción al máximo.
- Para el escenario invernal, se considerará la extracción hasta el nivel establecido en la regla invernal que esté vigente.
- Para el escenario estival, se considerará la inyección al máximo.

5.- Se llevará el sistema a su saturación para todos los escenarios eligiéndose el más restrictivo para cada periodo, este será por tanto el que consideraremos como escenario base punta, invernal y estival.

Una vez que los escenarios están definidos tanto para las entradas como para las salidas del sistema, incluyendo los almacenamientos subterráneos, se calculará la capacidad máxima llevando el sistema a su saturación, es decir, los flujos internos en el sistema se maximizarán hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red; como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la potencia máxima de una estación de compresión.

6.- A partir de estos escenarios base se irá calculando la capacidad incrementalmente en función de los nuevos escenarios que sean solicitados en cada momento.

Para determinar la viabilidad de una nueva conexión se requerirá analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

7.2 Capacidades a publicar

Cada transportista publicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de transporte para su sistema global, detallando la capacidad por cada una de sus entradas (conexiones con plantas de regasificación, yacimientos nacionales), conexiones con almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales y conexiones con otros Transportistas en cada PCTT (en GWh/día, $\text{Mm}^3(\text{n})/\text{día}$).

También publicarán las capacidades de las estaciones de compresión, de los nudos relevantes de su sistema; y de aquellos puntos con congestión física o que puedan provocar restricciones en su sistema de transporte.

En el caso de las conexiones internacionales y PCTT, se publicará la capacidad en ambos sentidos y los coeficientes incrementales de presión por unidad de volumen en $\text{bara}/\text{Mm}^3(\text{n})$ debiendo este último ser consensuado entre los operadores de la conexión.

8 Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.

La capacidad máxima de una red de distribución, o de transporte secundario de un determinado nivel de presión, se define como el gas que se puede vehicular en el escenario de máxima demanda horaria ($\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$), manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del sistema.

Esta capacidad depende de la presión en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes.

8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad

La capacidad de una red de distribución, o de transporte secundario, viene dada por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que la constituyen, es decir, por el máximo caudal que puede vehicular a través de las redes y por el máximo caudal vehiculable a través de las estaciones de regulación y/o medida.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de distribución y de transporte secundario calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, sí coinciden en los conceptos generales a aplicar, siendo éstos los siguientes:

- a) Disponer de un modelo matemático que reproduzca el comportamiento aproximado de la red en la hora de máxima emisión, utilizando un simulador de redes de reconocido prestigio.
- b) El cálculo de la distribución de flujos y presiones en la red se realizará en estado estacionario, es decir las entradas del sistema son iguales a las salidas del mismo.
- c) Se considerarán los flujos de entrada y salida correspondientes a la hora de máxima emisión del sistema:
 - Flujos de entrada: los aportes de las estaciones de regulación y/o medida de cabecera del sistema.
 - Flujos de salida: los correspondientes a consumidores industriales y a puntos de entrega a redes y/o consumidores doméstico-comerciales.

En consumidores industriales se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

Los valores de los flujos de salida deberán ser los correspondientes a un escenario climatológico de máxima demanda (ola de frío), y contemplarán los factores de simultaneidad correspondientes.

Dichas previsiones se obtendrán de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente.

- d) Se considerará la reserva de capacidad correspondiente al crecimiento vegetativo doméstico-comercial, así como las puestas en servicio previstas en consumidores industriales.
- e) Presión máxima de cálculo en las entradas al sistema (PCTT/PCTD):

Serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema en su apartado 2.4.4., o en los acuerdos mutuos definidos entre Distribuidor y GTS/Transportista, siempre que no se supere la presión máxima de operación autorizada.
- f) Presiones mínimas de cálculo:

Presiones mínimas que son necesarias disponer en la entrada de los puntos de entrega, para garantizar como mínimo los valores de presión definidos en el apartado 2.5.2. de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- g) Velocidad máxima del gas: 20 m/seg, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.
- h) Caudal máximo suministrable desde las estaciones de regulación y/o medida situadas en cabecera del sistema, según los criterios indicados en el apartado 6.3.

8.2 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Una vez calculada la capacidad de acuerdo con el apartado anterior, se determinarán las capacidades operativa (útil) y disponible de una red evaluando el caudal adicional que se puede entregar llevando el sistema a su saturación, es decir hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la capacidad de emisión máxima en una estación de regulación y medida, manteniendo las presiones mínimas de garantía.

El valor resultante tendrá la consideración de orientativo, dado que las redes de distribución y de transporte secundario están compuestas de ramificaciones y derivaciones con diámetros, consumos y pérdidas de carga variables en función de cada ramal o derivación, obteniéndose unos valores de capacidad disponible muy variables en función de dónde se considere el nuevo consumo.

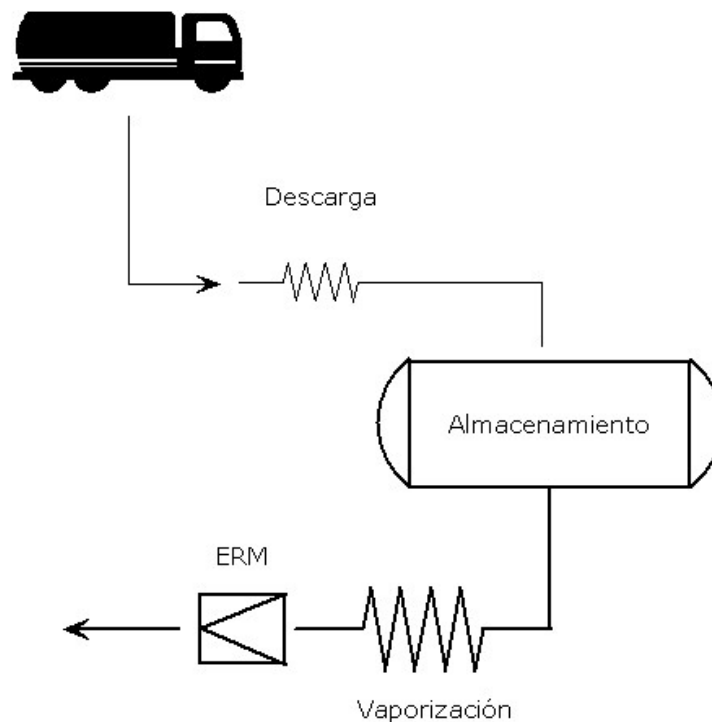
Por ello, para determinar la viabilidad real de suministro a un nuevo consumo, se requiere analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

8.3 Capacidades a publicar

La información a publicar corresponderá a las capacidades de los gasoductos de transporte secundario que tengan características operativas y densidad de puntos de salidas similares a las de un gasoducto de transporte primario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.2.

9 CALCULO DE LA CAPACIDAD DE PLANTAS SATELITES DE GNL

Las capacidades de las plantas satélites de GNL se calcularán en función de los diferentes equipos que las componen, teniendo en cuenta los aspectos de operación, almacenamiento y capacidades de emisión y de descarga para su aprovisionamiento, de forma que se garantice la seguridad de suministro y el funcionamiento correcto de las instalaciones.



Para determinar la capacidad de las plantas satélite de GNL, se tendrá en cuenta el dimensionamiento de las diferentes partes que las componen:

1. Capacidad de almacenamiento.
2. Capacidad de vaporización.
3. Capacidad de regulación.
4. Capacidad de descarga.

9.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento tendrá en cuenta el volumen geométrico (VG) de los depósitos de almacenamiento, el nivel máximo de llenado de los mismos que permita la condición mínima de vaporización y el valor máximo de vaciado que garantice las condiciones criogénicas de los tanques. Se establece con ello la capacidad real de almacenamiento (CRA) disponible de los depósitos, que responderá a la relación:

$$CRA = 0,85 \cdot VG$$

Así mismo, se deberá garantizar el suficiente stock de almacenamiento, que en función del consumo máximo de la demanda (CMD) permita un margen de días de autonomía (DA) ante eventualidades derivadas del abastecimiento (transporte, distancia planta de abastecimiento, frecuencia de descargas, etc.). Este stock, o días de autonomía responderá a la expresión:

$$DA = \frac{CRA}{CMD}, \text{ de donde } CRA = DA \cdot CMD$$

Como margen operativo se establece para cada planta satélite, que DA será de tres días (DA = 3) como situación normal, incrementándose a 4 días (DA = 4) para aquellos casos en que la

planta satélite se encuentre a una distancia superior a 300 km de la planta de abastecimiento, o la frecuencia de descarga sea igual o superior a 1 cisterna/día.

9.2 Capacidad de vaporización

La capacidad de vaporización, expresada en $\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$, dependerá de los siguientes elementos:

- Calderas.
- Bombas de recirculación de agua.
- Circuitos asociados.
- Intercambiadores.

Como margen operativo, ante la posibilidad de avería o mantenimiento de los diferentes elementos que constituyen el conjunto de vaporización, la capacidad de vaporización debe garantizar el consumo previsto, aún dejando el 50% de sus elementos fuera de servicio.

9.3 Capacidad de regulación

La capacidad de regulación, se calculará conforme a lo establecido en el apartado 7.3.

9.4 Capacidad de descarga

La capacidad de descarga deberá garantizar que el tiempo de descarga en la planta satélite sea inferior a 2,5 horas, comprendiendo la conexión, descarga y operaciones previas y posteriores.

Como margen operativo, las plantas con una frecuencia punta de descarga de cisternas superior a 2 cisternas/día, deberán disponer de al menos dos instalaciones de descarga independientes.

9.5 Capacidades a publicar

Cada titular de plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución publicará, para cada una de ellas, el término municipal donde están localizadas, y, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento (m^3 GNL), la capacidad de vaporización (m^3 (n)/h) y la capacidad de descarga de cisternas (m^3 GNL/h).

PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE ENTRADA A LA RED DE TRANSPORTE

1. OBJETO

Precisar el procedimiento de reparto en los puntos de entrada a la red de transporte, definidos en la NGTS-06, y definir la cuenta de balance residual del sistema, en adelante BRS, que se subdivide en tres niveles: BRS-0, BRS-1 y BRS-2.

2. CRITERIOS GENERALES DE REPARTO

La cantidad diaria a asignar a cada usuario será igual a su nominación/renombración viable tras el proceso de casación de nominaciones/renombraciones. Por el contrario, las cantidades que hubiera nominado el GTS se asignarán al BRS (BRS-1).

La diferencia entre la cantidad física total entregada en el punto de conexión y la suma de las nominaciones de los usuarios se incluirá en la cuenta de BRS que no se asignará a ningún sujeto.

El responsable del reparto lo realizará previa validación del otro titular interconectado.

2.1 Reparto en puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI)

Los mecanismos de reparto de las conexiones internacionales deben cumplir con la legislación vigente a ambos lados de la conexión.

En el PCI, los transportistas interconectados harán los mayores esfuerzos para establecer acuerdos operativos con mecanismos de reparto de tipo BRS que respeten lo determinado en el presente protocolo.

En cada PCI, el transportista titular de la red de transporte en territorio español, previa validación con el otro titular interconectado, informará al GTS del reparto en los plazos establecidos en el apartado 6.4.3 de la NGTS-06.

3. BALANCE RESIDUAL DEL SISTEMA

3.1 Desagregación del BRS

Según las causas de las desviaciones entre las cantidades asignadas a cada usuario, de acuerdo a lo establecido en el apartado anterior y la cantidad física total entregada en cada punto de conexión, el BRS se desagregará en tres niveles de balance residual: BRS-0, BRS-1 y BRS-2.

3.1.1 BRS-0

Es el saldo que resulte de las desviaciones entre el gas efectivamente emitido por los transportistas y las consignas de operación del GTS.

El BRS-0 acumulado deberá mantenerse en todo momento dentro del intervalo acotado por $\pm A$, siendo A función de la capacidad nominal del punto de entrada al sistema:

	Capacidad nominal	
	C. nominal < 750.000 Nm ³ /h	C. nominal $\geq$ 750.000 Nm ³ /h
A	20 GWh	40 GWh

3.1.2 BRS-1

Es el saldo que resulte de las operaciones previstas, programadas por el Gestor Técnico del Sistema que responderán a alguno de los siguientes tipos:

1. Las necesarias para respetar los derechos de almacenamiento de los usuarios, conforme al apartado 2.4.2 “Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte” de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-02.

Estas operaciones pueden dar lugar a que gas del Almacenamiento para la Operación Comercial de los Gasoductos de Transporte, AOC, se encuentre ubicado temporalmente en tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

El saldo acumulado consecuencia de dichas operaciones responderá al exceso de los derechos de almacenamiento de los usuarios en relación a la capacidad física de la red de transporte en cada momento.

2. Las necesarias para el transporte de gas talón-colchón de las instalaciones. El saldo acumulado consecuencia de estas operaciones responderá a las necesidades de transporte del gas talón y gas colchón desde los puntos de entrega hasta su ubicación definitiva. Estas operaciones pueden dar lugar a que el gas con destino a gas talón o gas colchón esté ubicado temporalmente en el AOC, en tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.
3. Operaciones programadas por el GTS para que la actividad de los transportistas tenga el menor efecto posible en las nominaciones:

- 3.1 Inserción de nuevas posiciones que impliquen limitaciones al flujo o seccionamientos del gasoducto que deriven en producciones diferentes a las programadas. Este valor tenderá a 0 en un tiempo determinado.
 - 3.2 Prueba de instalaciones de transporte/regasificación/almacenamiento subterráneo. Tenderá a 0 en un tiempo determinado.
 - 3.3 Mantenimiento de instalaciones de transporte/regasificación/almacenamiento subterráneo conforme a la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-8. Este valor tenderá a 0 en un tiempo determinado.
4. Las operaciones necesarias para lograr una ubicación adecuada de las mermas de transporte, o el exceso de las mismas, en cada una de las instalaciones, de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
 5. Otras operaciones programadas por el GTS en aplicación de la normativa en vigor.

El saldo acumulado de estas operaciones tenderá a compensarse por saldos contrarios en un plazo no superior a un mes. En el caso de posibles excesos o déficit de mermas de transporte, este plazo podrá ser mayor.

El GTS deberá efectuar programaciones, nominaciones y renominaciones de forma similar a los usuarios, de acuerdo con las NGTS.

3.1.3 BRS-2

Será el saldo que resulte de las diferencias entre las consignas de operación que realice el GTS para alguno de los puntos de entrada y las cantidades asignadas a los usuarios y al GTS.

Estas consignas de operación se efectuarán con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema de acuerdo con los criterios incluidos en el Protocolo de Detalle PD-09 "*Cálculo de Rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de Operación del Sistema*" en las siguientes situaciones:

1. En caso de que el GTS prevea consumos distintos a las nominaciones efectuadas por los usuarios, para mantener el equilibrio de entradas-salidas de la red.
2. En caso de que se produzcan Situaciones de Operación Excepcional (SOE).
3. Las operaciones destinadas a solucionar las congestiones imprevistas.

El saldo acumulado que resulte de estas operaciones tenderá a compensarse por saldos contrarios en un plazo no superior a un mes.

El GTS no programará ni nominará estas operaciones, sino que impartirá consignas de operación diferentes a las nominaciones.

3.2 Cálculo del BRS-0, BRS-1 y BRS-2

El BRS se desagregará en los tres niveles anteriores de forma que se cumpla:

$$\text{BRS} = \sum \text{BRS}_i \quad i=0,1,2$$

BRS-0 = Gas emitido - Consigna de operación del GTS

BRS-1 = Operaciones nominadas por el GTS

BRS-2 = Consigna de operación del GTS– Nominaciones de los usuarios – BRS-1

El responsable del reparto calculará para cada día el BRS y lo desagregará en BRS-0, BRS-1, BRS-2.

El GTS llevará un balance diario y acumulado del BRS, desagregado en BRS-0, BRS-1 y BRS-2 para todos los puntos de entrada.

3.3 Procedimiento de comunicación y publicación

Los transportistas deberán publicar en su página web los Procedimientos de reparto en los puntos de conexión internacional.

La Comisión Nacional de Energía resolverá las discrepancias que puedan presentarse en los puntos de conexión que tengan condiciones particulares en el reparto distintas a las contempladas en el presente protocolo.

Tan pronto como se conozca y con detalle diario, el GTS publicará en su página web el BRS desagregado y para cada punto de entrada, así como la justificación de las operaciones incluidas en el BRS-2.