



Comisión
Nacional
de Energía

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
NORMATIVA PARA EL
ESTABLECIMIENTO DE UN NUEVO
MODELO PARA EL TRATAMIENTO
DE LAS MERMAS EN EL SISTEMA
GASISTA**

14 de febrero de 2013

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES.....	2
1 OBJETO	5
2 ANTECEDENTES.....	5
3 MODELO ACTUAL DE MERMAS POR PÉRDIDAS Y DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN EL SISTEMA GASISTA.....	8
3.1 Mermas en la Red Básica del sistema gasista (plantas de regasificación, red de transporte por gasoducto y almacenamientos subterráneos)	8
3.1.1 Normativa aplicable	8
3.1.2 Modelo de tratamiento de las mermas en la red básica	12
3.2 Mermas en la red de distribución	13
3.2.1 Normativa aplicable	13
3.2.2 Modelo de tratamiento de las mermas en distribución	15
4 JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE LA PROPUESTA.....	16
5 COMENTARIOS REMITIDOS POR EL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS	20
6 PROPUESTA PARA EL TRATAMIENTO DE LAS MERMAS EN EL SISTEMA GASISTA.....	28
6.1 Criterios para la elección del modelo y características generales del mismo	28
6.2 Modelo a implementar en el corto plazo	32
6.3 Modelo a implementar en el largo plazo	44
7 REQUISITOS ADICIONALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO. MODIFICACIÓN DE LAS NGTS.....	45
7.1 Sistema actual de reparto	46
7.2 Principios básicos de la propuesta.....	48
7.3 Mejora en los plazos de elaboración del reparto diario (reparto n+1)	49
7.4 Mejora en los plazos del reparto (reparto m+3).....	49
7.5 Mejora en la calidad de los repartos y balances.....	51
ANEXO 1: Procedimientos auxiliares y requisitos de transparencia para la implementación del sistema de tratamiento de mermas. Modificación de la normativa.	
ANEXO 2: Propuesta de modificación normativa para la implementación del sistema de tratamiento de mermas.	
ANEXO 3. Comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.	

RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES

El objeto de este informe es proponer las modificaciones normativas necesarias para establecer un procedimiento de tratamiento de las mermas en el sistema gasista que sea completo, eficiente, transparente y no discriminatorio, congruente con el funcionamiento y operación de todas las instalaciones en su conjunto, y que incentive la reducción de las mermas reales de las infraestructuras.

Los motivos que originan esta propuesta son:

- La necesidad de resolver las carencias de los mecanismos de tratamiento de mermas actuales, puestos de manifiesto por la CNE en la valoración de las diferencias de medición y mermas en distribución, transporte y regasificación: esencialmente falta de procedimientos.
- La necesidad de homogeneizar los incentivos que los distintos mecanismos de tratamiento de mermas proporcionan a los operadores para mantener sus instalaciones en las mejores condiciones técnicas y realizar las mejores mediciones, así como la fórmula para calcular el saldo de mermas en las distintas instalaciones y los plazos para su valoración.
- La necesidad de mejorar la transparencia y trazabilidad de la información que se proporciona a los usuarios.

El modelo para el tratamiento de las mermas que propone la CNE en este informe persigue fundamentalmente conseguir un compromiso entre la precisión y la sencillez en el cálculo y asignación de mermas, homogeneizar los incentivos a la reducción de las mermas y dar coherencia en relación con otros procedimientos del sistema (procedimientos de reparto). Este modelo se ha desarrollado después de consultar al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, e incorpora los comentarios realizados por sus miembros que se han considerado oportunos.

El modelo propuesto mantiene el esquema actual, basado en la retención de gas en base a coeficientes fijados a priori, y la elaboración posterior de un balance energético, para asignar a cada operador y cada usuario las mermas que le corresponden. No obstante, presenta las siguientes novedades:

- Introduce los mismos incentivos a la reducción de mermas para los operadores de instalaciones de regasificación, transporte y distribución e incluye la necesidad de compartir, usuarios y operadores, las ganancias de eficiencia del proceso.
- Obliga a que el saldo de mermas de cada usuario se comunique a éstos y al GTS lo más rápidamente posible, y en cualquier caso con antelación a la compensación del saldo entre usuarios y operadores.
- Propone la procedimentación de las actuaciones de todos los agentes, de forma particular los operadores, para asegurar la robustez del proceso.
- Retrasa al mes $m+3$ el cálculo de las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas total correspondiente al mes m , así como el reparto entre usuarios de dicho saldo, con el fin de incrementar la calidad del proceso.
- Asigna al GTS la función de revisar los saldos de mermas calculados y asignados por los operadores, y de informar al Ministerio y a la CNE al respecto.
- La CNE supervisará todo el proceso y podrá proponer modificaciones, que pueden incluir la de los coeficientes de mermas reconocidos.

El presente informe analiza tres posibles opciones en cuanto a la autoridad competente para la aprobación de los saldos de mermas y la ejecución de las compensaciones económicas que se deriven de ello: la DGPEyM, la CNE y el GTS.

La asignación de esta función a la CNE supondría una ampliación de funciones de la CNE en materia de mermas, lo que suscita de inmediato un problema de rango normativo, ya que debería hacerse mediante Real Decreto. Aún así plantearía un problema de carácter ejecutivo en el caso del saldo de las mermas de distribución, porque exige el pago directo entre comercializadores y distribuidores, ajenos al sistema de ingresos y costes regulados establecidos en el sistema de liquidaciones; estaríamos ante una decisión de la CNE que no podría ser ejecutada con arreglo a los medios de ejecución forzosa previstos en el artículo 96 de la Ley 30/1992, ya que la CNE no está dotada por ley de la posibilidad de aplicar apremio sobre el patrimonio, ni de la posibilidad de imponer multas coercitivas

Dado que la opción de que sea el GTS el que resuelva el procedimiento y apruebe el saldo de mermas no plantea ningún problema normativo y además encaja con las

funciones ya encomendadas de realización del balance de gas de los usuarios del sistema gasista, se propone que sea el GTS el que realice estas funciones.

La CNE mantendría la función de supervisión general. Adicionalmente, a través de la resolución de los conflictos de gestión, función de esta Comisión, podría modificar los saldos asignados con carácter vinculante para las partes, en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados discrepase del saldo que le asigna el GTS y optase por plantear conflicto ante la CNE.

La implementación del modelo propuesto requiere el desarrollo de procedimientos que afectan a las NGTS, en particular a los procedimientos de reparto, ya que las mermas se reparten en función del uso que los comercializadores hacen de las instalaciones, y dicho uso viene establecido en los repartos asignados a los usuarios. El informe incluye una propuesta para la mejora de la calidad y los plazos de realización de los repartos.

Se considera urgente la adopción de las medidas que está proponiendo esta Comisión a través de las modificaciones incluidas en este informe, de forma que quede específicamente establecido que las mermas de regasificación, transporte y distribución se liquiden con el método aquí propuesto por primera vez para el año natural 2013.

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE UN NUEVO MODELO PARA EL TRATAMIENTO DE LAS MERMAS EN EL SISTEMA GASISTA

1 OBJETO

El objeto de este informe es proponer las modificaciones normativas necesarias para establecer un procedimiento de tratamiento de las mermas en el sistema gasista que sea completo, eficiente, transparente y no discriminatorio, congruente con el funcionamiento y operación de todas las instalaciones en su conjunto, y que incentive a la reducción de las mermas reales en todas las infraestructuras gasistas.

La implementación de este modelo requiere el desarrollo de procedimientos auxiliares que afectan a las NGTS, en concreto a los procedimientos de reparto, por lo que el informe incluye además una propuesta de modificación de estos procedimientos.

Este informe se realiza en el ejercicio de las funciones que competen a esta Comisión, según lo establecido en el apartado tercero.1, función segunda, de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. De acuerdo con esta función, corresponde a la CNE:

“participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos, y en particular, en el desarrollo reglamentario de la presente Ley.”

2 ANTECEDENTES

- I. En fecha 5 de octubre de 2005, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprueba la Orden Ministerial ITC/3126/2005, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante NGTS), cuyo objeto es propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.
- II. En fecha 4 de julio de 2008, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) aprueba una Resolución que modifica la Norma NGTS-06

“Repartos”, que introduce un nuevo apartado definiendo la cuenta de diferencias de medición en los puntos de conexión transporte-distribución (en adelante, PCTD). Esta Resolución establece las líneas generales para el cálculo anual de las diferencias de medición en distribución, y las obligaciones y responsabilidades de comercializadores, distribuidores y del Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) a este respecto. Asimismo, asigna a la CNE la tarea de publicar *“las liquidaciones que se deberán realizar entre los usuarios y los distribuidores para compensar el saldo anual de la cuenta de diferencias de medición”*¹.

- III. En fecha 15 de julio de 2010 se publica en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural. Esta Orden introduce, en su artículo 2, el modelo de tratamiento de mermas en las plantas de regasificación, para su aplicación desde 2010.
- IV. En fecha 17 de febrero de 2011, el Consejo de la CNE aprueba el primer informe sobre la asignación de las diferencias de medición de distribución, que responden al periodo julio 2008-mayo 2009. Dicho informe refleja la existencia en distribución de unas diferencias de medición negativas (-298 GWh) en el periodo citado, lo que indica que las mermas reales totales en distribución fueron inferiores a las mermas reconocidas por la legislación vigente.

En la elaboración de este Informe, la CNE llevó a cabo una labor de comprobación y verificación de la información remitida por los distribuidores, que puso de manifiesto lo siguiente:

1. Insuficiencias en la información de diferencias de medición que los distribuidores proporcionan a los usuarios, al GTS y a la CNE.
2. Insuficiencias en la transparencia y trazabilidad del cálculo empleado por los distribuidores para determinar y asignar las diferencias de medición, en parte consecuencia de la ausencia de desarrollos normativos que definan procedimientos y criterios claros y únicos para realizar esta tarea.

¹ La cuenta de diferencias de medición es el saldo de mermas en distribución

3. Incongruencia de los datos facilitados por los distribuidores y los empleados en otras bases de datos del sistema gasista que proporcionan similar información, y en especial, de los datos del Sistema Logístico de Acceso de Terceros (en adelante, SL-ATR) del GTS, utilizado para realizar el balance de gas en la Red Básica.

Por ello, el informe de la CNE recomendaba, entre otros, la creación de un grupo de trabajo, liderado por la CNE y formado por representantes de los agentes del sistema, que revisara el procedimiento actual de determinación de la cuenta de diferencias de medición y el tratamiento de las mermas en distribución, con el objetivo de clarificar y automatizar el proceso de su cálculo y asignación, asegurando la coherencia con todas las fuentes de información y del resto de procesos del sistema.

Dicho grupo fue constituido el 31 de marzo de 2011, habiéndose reunido hasta la fecha en 3 ocasiones. Las propuestas y comentarios realizados por los agentes en el ámbito de trabajo de este grupo han sido tenidas en cuenta en la elaboración del modelo propuesto por la CNE para el tratamiento de mermas en distribución que se describe en este informe.

- V. En fecha de 7 de julio de 2011, el Consejo de la CNE, aprueba el primer informe sobre mermas en plantas de regasificación.
- VI. En fecha 8 de septiembre de 2011, el Consejo de la CNE aprueba el segundo informe sobre la asignación de las diferencias de medición del sistema de transporte y distribución, correspondiente al periodo junio 2009 – mayo 2010. Este Informe revela la existencia de diferencias de medición negativas (-659 GWh) en el nuevo periodo analizado, evidenciando que las mermas reales en distribución son inferiores a las legalmente establecidas. Además, señala que todavía persisten las insuficiencias ya indicadas en el informe anterior. Por ello, el nuevo Informe vuelve a destacar la necesidad de revisar, desarrollar y estandarizar el tratamiento de las mermas en distribución.
- VII. En fecha 18 de noviembre de 2011 se publica en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos

relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural. Esta Orden introduce, en su artículo 5, los incentivos a la reducción de las mermas en la red de transporte, para su aplicación desde 2012.

- VIII. En fecha 21 de mayo de 2012, el Consejo de Administración de la CNE aprobó remitir la “Propuesta de modificación normativa para el establecimiento de un nuevo modelo para el tratamiento de las mermas en el sistema gasista”, al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para sus comentarios. Esta propuesta fue remitida al mismo en fecha 5 de junio de 2012, habiéndose recibido contestación de 22 agentes.
- IX. En fecha 31 de mayo de 2012, el Consejo de la CNE aprueba el tercer informe sobre la asignación de las diferencias de medición del sistema de transporte y distribución, del periodo junio 2010 – mayo 2011. Este Informe muestra de nuevo la existencia de diferencias de medición negativas (-951 GWh) en distribución y las insuficiencias ya indicadas en informes anteriores, remarcando la necesidad de revisar el tratamiento de las mermas en distribución.

3 MODELO ACTUAL DE MERMAS POR PÉRDIDAS Y DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN EL SISTEMA GASISTA

3.1 Mermas en la Red Básica del sistema gasista (plantas de regasificación, red de transporte por gasoducto y almacenamientos subterráneos)

3.1.1 Normativa aplicable

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 gasistas, define el gas de maniobra como:

“Disposición adicional quinta. Gas de maniobra y mermas en la Red Básica

1. Se entenderá por Gas de Maniobra el gas propiedad del Gestor Técnico del Sistema, necesario para posibilitar la operación del sistema gasista. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinarán las condiciones específicas a aplicar en cuanto al tratamiento de este gas, así como otras funciones a las que pueda destinarse.

...

3. Todo el gas retenido en concepto de mermas se considerará gas de maniobra. En caso de que la cantidad total de gas descontado en un mes por concepto de mermas exceda de las mermas reales observadas en el conjunto de instalaciones de la red básica de transporte, la diferencia permanecerá bajo la titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. En caso de que la cantidad retenida en un mes fuera inferior a las mermas reales, la diferencia será aportada por el Gestor Técnico del Sistema con cargo al citado gas de maniobra.

4. Se podrán incluir cantidades de gas a adquirir por el Gestor Técnico del Sistema por concepto de gas de maniobra en el procedimiento de compra de gas mínimo de llenado y autoconsumos establecido en la disposición adicional 4 de la presente Orden.”

En fecha 13 de julio de 2010, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprueba la Orden ITC/1890/2010, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones del sistema de gas natural. Esta Orden, que entró en vigor el 16 de julio de 2010, dispone en su artículo 2 que:

“Artículo 2. Mermas en plantas de regasificación.

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios se descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que están en vigor y que se incluyen en la disposición adicional quinta de la presente orden.

2. En caso de que la cantidad total de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación del coeficiente en vigor exceda de las mermas reales de la instalación, la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si la cantidad retenida fuera inferior a las mermas reales, la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

3. Anualmente y antes del 1 de febrero, los titulares de plantas de regasificación presentarán al Gestor Técnico del Sistema, a la Comisión Nacional de Energía, y a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre la cantidad de gas retenido el año anterior por aplicación en cada planta de los coeficientes en vigor, las mermas reales producidas y el saldo positivo o negativo resultante. El Gestor Técnico del Sistema realizará un estudio de las mermas reales en las plantas de regasificación durante el año anterior, que presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de abril.

4. En el caso de que una planta presente un saldo de gas positivo, el Gestor Técnico del Sistema reintegrará antes del 1 de mayo la mitad del mismo a los usuarios de la misma, de

forma proporcional a la cantidad de gas descargado en la planta el año anterior, manteniendo la titularidad del resto del gas como gas de maniobra.

El exceso de gas de maniobra que supere el volumen equivalente a 300 GWh se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

5. Anualmente y antes del 1 de junio, la Comisión Nacional de Energía valorará el saldo de mermas de cada planta del año anterior incluido en el informe del Gestor Técnico del Sistema, para lo cual se aplicará la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior. En el caso de que dicha cantidad tenga un valor positivo, la mitad será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta, mientras que si dicho saldo presente un valor negativo, la totalidad de la cantidad anterior será restada de la retribución reconocida al titular de la planta.”

En relación con la red de transporte, la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, dispone, en su artículo 5:

“Artículo 5. Incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte.

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista descontará en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

En caso de que la cantidad total de gas descontada por el titular de la red de transporte por la aplicación del coeficiente en vigor exceda de las mermas reales de la instalación, la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si la cantidad retenida fuera inferior a las mermas reales, la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

2. Anualmente y antes del 1 de febrero, los titulares de redes de transporte presentarán al Gestor Técnico del Sistema, a la Comisión Nacional de Energía, y a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre la cantidad de gas retenido el año anterior por aplicación en cada red de transporte de los coeficientes en vigor, las mermas reales producidas.

El Gestor Técnico del Sistema realizará un estudio, referido al año anterior, de las mermas reales en el Sistema de transporte y de la totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada, y distribuirá estas últimas entre las redes de transporte, proporcionalmente al producto del volumen geométrico de los gasoductos por las entradas durante el año anterior y determinará el saldo positivo y negativo resultante de cada red de transporte, que presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de abril.

La fórmula de cálculo para la asignación a cada transportista «i» de las mermas retenidas (Mi) será la siguiente:

$$M_i = M \times (V_i \times E_i) / \sum_i (V_i \times E_i)$$

Donde:

- *M*: mermas totales retenidas en el sistema de transporte (kWh).
- *M_i*: mermas retenidas asignadas al transportista *i* (kWh).
- *V_i*: volumen geométrico total de las redes del transportista *i* (m³).
- *E_i*: entradas totales de gas en las redes del transportista *i* durante el año anterior (kWh).

3. En el caso de que una red de transporte presente un saldo de gas positivo, el Gestor Técnico del Sistema reintegrará antes del 1 de mayo la mitad del mismo a los usuarios de la misma, de forma proporcional a la cantidad de gas circulado en la red el año anterior, manteniendo la titularidad del resto del gas como gas de maniobra.

El exceso de gas de maniobra que supere el volumen equivalente a 300 GWh se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

4. Anualmente y antes del 1 de junio, la Comisión Nacional de Energía valorará el saldo de mermas de cada red de transporte del año anterior incluido en el informe del Gestor Técnico del Sistema, para lo cual se aplicará la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior. En el caso de que dicha cantidad tenga un valor positivo, la mitad será adicionada a la retribución reconocida al titular de la red de transporte, mientras que si dicho saldo presente un valor negativo, la totalidad de la cantidad anterior será restada de la retribución reconocida al titular de la red.”

De acuerdo con la Disposición final quinta de esta misma Orden, el citado artículo 5 entra en vigor el 1 de enero de 2012.

En cuanto a los almacenamientos subterráneos, debe señalarse que la regulación actual no reconoce mermas asociadas a su uso.

Por último, se destacan los coeficientes de mermas que son actualmente de aplicación, aprobados por el artículo 18 de la Orden IET/3587/2011:

“Los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones son los siguientes:

- a. Mermas de regasificación (*Cr*): 0,01% del gas descargado en las plantas de regasificación.
- b. Mermas de almacenamiento subterráneo (*Ca*): 0% del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.
- c. Mermas de transporte primario (*Ct*): 0,2% de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).
- d. Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (*Cr<4*): 1%.
- e. Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bares, para redes alimentadas a partir de planta satélite (*Cr<4*): 2%.

f. Merms de distribución a presión superior a 4 bar ($Cr > 4$): 0,39. No se reconoce merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.”

3.1.2 Modelo de tratamiento de las merms en la red básica

Conforme a la normativa en vigor, todo el gas retenido por los operadores de las plantas de regasificación y de la red de transporte por gasoducto como merms reconocidas que exceda las merms reales pasa a ser gas de maniobra y a estar a disposición del GTS, con el fin de que el GTS haga uso de este gas cuando lo necesite para asegurar el correcto funcionamiento del sistema gasista.

En **regasificación**, las merms reales en las plantas se calculan a partir del balance físico del gas que circula por las mismas, conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Merms reales (por pérdidas y diferencias de medición)} = \text{Entradas} - \text{Salidas} - (\text{Existencias de GNL finales} - \text{Existencias de GNL iniciales}) - \text{Autoconsumos}$$

De acuerdo con la Orden ITC/1890/2010, dichas merms deben ser evaluadas anualmente por los titulares de las plantas y el GTS. El saldo de merms en regasificación, definido en la citada Orden como las merms retenidas menos las merms reales, puede presentar dos signos:

- Saldo de merms negativo
Se produce cuando las merms reconocidas son inferiores a las merms reales de la planta, lo que se refleja en una disminución del gas de maniobra. En este caso, la totalidad del saldo de merms es valorado por la CNE al precio medio del gas de operación y gas talón del año al que corresponde, pasando a disminuir la retribución del operador de la planta.
- Saldo de merms positivo
Se produce cuando las merms reconocidas son superiores a las merms reales, lo que se traduce en un incremento del gas de maniobra. En estas circunstancias, la Orden ITC/1890/2010 dispone que la mitad del saldo de merms sea devuelto en gas a los usuarios. La otra mitad es valorada por la CNE al precio medio del gas de operación

y gas talón del año al que corresponde el saldo, pasando a incrementar la retribución del operador de la planta.

El primer ejercicio de análisis y valoración de las mermas reales en regasificación, correspondiente a las mermas reales ocurridas en estas instalaciones en 2010, fue realizado en el primer semestre de 2011 por los operadores de plantas, el GTS y la CNE. Resultado de este análisis es el Informe de la CNE de fecha 7 de julio de 2011, donde se muestra un saldo de mermas positivo en 2010, que supone el incremento tanto del gas de maniobra, como de la retribución de los titulares de plantas.

En conclusión, se observa que el modelo empleado en las plantas de regasificación presenta unos incentivos claros a la reducción de las mermas reales en este tipo de instalaciones: el saldo de mermas, cuando es positivo, recompensa al titular de la planta suponiendo un ingreso adicional en su retribución, mientras que si es negativo, le penaliza reduciendo su retribución. Asimismo, el usuario de la terminal, que es el sujeto que aporta el gas, también se beneficia, ya que se le devuelve la mitad del gas del saldo de mermas cuando éste es positivo.

En lo que se refiere a la **red de transporte por gasoducto**, el sistema de tratamiento de las mermas, establecido en la Orden ITC/3128/2011, es análogo al sistema de tratamiento para la regasificación.

Como ya se ha explicado antes, el sistema gasista actual no reconoce la existencia de mermas en las instalaciones de **almacenamiento subterráneo**.

3.2 Mermas en la red de distribución

3.2.1 Normativa aplicable

El modelo actual de tratamiento de mermas en la red de distribución está establecido en el apartado 6.2.2.4 de la Norma NGTS-06, que dispone lo siguiente:

“6.2.2.4 Diferencias de medición en PCTD²”

Se define cuenta de “Diferencias de Medición” como:

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

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 de 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 conectada 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 la 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 el Gestor Técnico del Sistema. Asimismo, se enviará a cada uno de los usuarios la información relativa a sus suministros.

La 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.

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

² Punto de conexión transporte-distribución

Sistema, incluirá el informe de cierre anual de la cuenta de diferencias de medición en las redes de distribución.”

Por otro lado, el apartado 6.2.3 de la NGTS-06 define los clientes tipo 1 y 2 como:

“Clientes tipo 1: son los puntos de suministro con teled medida o con fecha de lectura a final de mes, de los cuales se dispondrá el dato definitivo el mes “m+1”.

Cientes 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.”

3.2.2 Modelo de tratamiento de las mermas en distribución

Las NGTS definen la cuenta “diferencias de medición” como un balance energético de la red de distribución (entradas - salidas), donde las entradas se producen en el punto de conexión con la red de transporte (PCTD) o la red de distribución aguas arriba (PCDD)³, mientras que las salidas son los consumos de los clientes conectados a dicha red, las mermas reconocidas en la legislación vigente por estos consumos y el gas transportado hasta otras redes de distribución aguas abajo.

Según esta definición, la cuenta de diferencias de medición será distinta de cero cuando las entradas a la red de distribución sean distintas a sus salidas. Y ello puede ocurrir debido a las estimaciones de consumos de los clientes y a la diferencia entre las mermas reales y las mermas reconocidas.

Las estimaciones de consumo son necesarias para aquellos clientes con lectura de consumo mensual, pero no realizada el último día del mes, o con lectura bimestral. A lo largo de un ciclo completo de lectura (doce meses), las estimaciones deberían corregirse, una vez se dispone de las lecturas reales del periodo. En lo que se refiere a la diferencia entre las mermas reales y las mermas reconocidas en distribución, y teniendo en cuenta que la red de distribución tiene una capacidad de almacenamiento de gas muy pequeña, pueden darse dos situaciones distintas:

- Las mermas reales son superiores a las mermas legalmente reconocidas.

³ Punto de conexión distribución-distribución

En este caso, el comercializador ha necesitado introducir más gas en la red de distribución del necesario para atender el consumo de sus clientes y cubrir las mermas reconocidas, lo que conduce a un valor positivo de la cuenta de diferencias de medición. Por ello, la Norma establece que el distribuidor debe compensar al comercializador por dicho gas.

- Las mermas reales son inferiores a las mermas legalmente reconocidas.
En esta situación, el comercializador ha necesitado introducir en la red de distribución menos gas del necesario para atender el consumo de sus clientes y cubrir las mermas reconocidas, por lo que la cuenta de diferencias de medición resulta negativa. Por eso, según la Norma, el comercializador compensará al distribuidor hasta completar la aportación de mermas reconocidas.

La Norma 6.2.2.4 de las NGTS prevé que la cuenta de diferencias de medición sea saldada entre distribuidores y comercializadores en unidades monetarias con periodicidad anual, empleando para ello el valor mensual del precio del gas de operación y gas talón.

Con este modelo se incentiva la eficiencia técnica y la reducción de las mermas reales en las redes de distribución, pues los titulares de las mismas ingresan de sus usuarios (o pagan a los mismos), en unidades monetarias, la valoración económica del saldo de mermas, que en distribución se denomina “diferencias de medición”.

4 JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE LA PROPUESTA

Para comprender el modelo de tratamiento de mermas propuesto en este informe es necesario realizar previamente una reflexión sobre cómo se lleva a cabo actualmente la retención de las mermas reconocidas en el sistema gasista.

En regasificación y transporte, las mermas reconocidas son retenidas físicamente (en gas) a los comercializadores a la entrada de las instalaciones. Así, cuando un usuario descarga gas en una planta de regasificación, de la cantidad de gas descargada se le descuenta el porcentaje correspondiente a las mermas reconocidas en regasificación. Lo

mismo ocurre en la red de transporte, de la cantidad de gas que el usuario introduce se descuenta, a la entrada de la red, el porcentaje correspondiente a las mermas reconocidas en transporte.

El gas así retenido a los agentes en estas instalaciones se destina a cubrir las mermas reales que existen en las mismas. Cuando el gas retenido por mermas reconocidas es superior a las mermas reales, el exceso de gas retenido pasa a incrementar el gas de maniobra. En el caso de que las mermas retenidas no fueran suficientes para cubrir las mermas reales, es el gas de maniobra quien aporta temporalmente la diferencia, produciéndose un descenso del mismo. La liquidación se hace al finalizar el año natural, repartiendo las ganancias entre los operadores y los usuarios, y resultando penalizado el operador si las mermas reales superan las reconocidas.

El caso de la red de distribución es distinto, al no presentar esta red capacidad suficiente para almacenar físicamente el gas que correspondería a la retención de las mermas reconocidas. Por ello, en distribución no existe una retención física de gas a los usuarios, los cuales siempre introducen en la red la cantidad de gas necesaria para su funcionamiento; posteriormente, se produce una compensación económica entre usuarios y el operador de la red por la diferencia entre las mermas reales y las mermas reconocidas. Esta compensación, a día de hoy, se realiza anualmente, valorando la diferencia entre las mermas reales y las mermas reconocidas de cada mes al precio del gas de operación y gas talón de dicho mes. En este caso no se utiliza el año natural, sino el periodo junio del año n a mayo del año $n+1$.

En definitiva, los distintos modelos existentes hoy en día para el tratamiento de las mermas en el sistema gasista responden a las diferentes características técnicas de las instalaciones, que no permiten la adopción de un mecanismo único para la compensación del saldo de mermas. No obstante, estos modelos presentan además otras diferencias que no responden a las distintas especificidades técnicas de las infraestructuras. La Figura 1 compara los sistemas de tratamiento de mermas vigentes en regasificación, transporte y distribución, mostrando las diferencias existentes.

	Es sencillo de aplicar	Es trazable por los usuarios	Presenta incentivos a la reducción de mermas reales	Los beneficios por saldos de mermas* positivos son compartidos con los usuarios
REGASIFICACIÓN	NO	SI	SI	SI
TRANSPORTE	NO	SI	SI	SI
DISTRIBUCIÓN	NO	NO	SI	NO

*Nota: saldo de mermas en regasificación y transporte = mermas reconocidas – mermas reales; saldo de mermas en distribución (denominado “diferencias de medición”) = mermas reales – mermas reconocidas.

Figura 1: Principales características de los modelos de mermas en vigor en el sistema gasista español.

Dentro de las diferencias indicadas por la Figura 1, destaca la existencia de incentivos distintos para la reducción de las mermas en las instalaciones gasistas: en distribución, los operadores de la red cobran cuando las mermas reales son inferiores a las mermas reconocidas toda la diferencia entre ambos valores, mientras que en regasificación y en transporte este beneficio es compartido con los usuarios. De esta manera, los modelos de mermas actualmente en vigor establecen un trato no homogéneo para los distintos operadores y usuarios de las diferentes instalaciones.

Otra diferencia detectada se refiere a la definición del saldo de mermas. En regasificación y transporte el saldo de mermas es las mermas reconocidas menos mermas reales; en distribución, el saldo de mermas (denominado diferencias de medición) se define como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Esta diferencia implica un flujo económico distinto para un mismo signo del saldo de mermas, lo que puede dar lugar a confusiones. De la misma forma, se usan horizontes temporales distintos. En regasificación y transporte, el periodo de análisis y compensación de los saldos de mermas es el año natural, mientras que en distribución se considera el periodo comprendido entre junio de un año y mayo del siguiente.

Por otro lado, la experiencia adquirida por la CNE en la valoración de las diferencias de medición ha puesto de manifiesto carencias importantes en el actual proceso de cálculo de las mermas en distribución. En concreto, el modelo de mermas en distribución resulta impreciso, complejo, poco transparente y difícilmente trazable por los usuarios. Además, está incompleto desde el punto de vista normativo, requiriendo desarrollos que definan cómo calcular el reparto de las emisiones de entrada a distribución, las estimaciones de

los consumos y sus regularizaciones, y cómo realizar el cobro/pago de las cantidades del saldo de la cuenta de diferencias de medición. Igualmente, sería conveniente estandarizar la información periódica a remitir por los operadores a los usuarios y las Administraciones competentes en relación con las mermas.

Asimismo, el ejercicio de valoración del saldo de mermas en regasificación realizado por la CNE señaló la necesidad de establecer en detalle criterios únicos para la determinación de las mermas reales en las plantas de GNL, y de estandarizar la información a comunicar a este respecto por los operadores y por el GTS. Además, falta por definir cómo debe materializarse, el mecanismo y el momento en que debe hacerse efectivo a través del sistema de liquidaciones del sistema gasista, el incremento o decremento de retribución que corresponde a los titulares de las plantas, por el saldo de mermas.

El sistema de tratamiento de mermas en la red de transporte, más reciente, presenta las mismas carencias que el de regasificación, siendo aún más complejo por la dificultad añadida del reparto de los saldos de mermas entre transportistas.

Como consecuencia de todo ello, parece adecuado llevar a cabo una revisión de los modelos de tratamiento de mermas vigentes en el sistema gasista, con el fin de mejorar su definición y homogeneizar las diferencias actuales que no responden a las características técnicas de las instalaciones. Este modelo debe aplicar la misma metodología en regasificación, transporte y distribución para el cálculo de las mermas reales, hacer los cálculos en los mismos plazos y dar el mismo tratamiento a los saldos de mermas en los distintos tipos de instalaciones, incentivando de igual manera a la reducción de las mermas y dotando al proceso de trazabilidad y transparencia.

Por otra parte, lo lógico es que las mermas ocurridas en las instalaciones se repartan entre los usuarios en función del uso que éstos han hecho de las mismas, uso que se refleja en los repartos de gas asignados a los usuarios. Por ello, cualquier modelo para el tratamiento de las mermas en el sistema gasista exige la coherencia y congruencia de la información con los datos empleados por el resto de procesos del sistema gasista y, muy especialmente, con los datos utilizados por operadores y el GTS en la realización del reparto de gas de los usuarios.

Por todo esto, se estima necesario que la propuesta de sistema de tratamiento de mermas en las instalaciones gasistas vaya acompañada de ciertas modificaciones de los procesos de reparto del sistema gasista.

5 COMENTARIOS REMITIDOS POR EL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

Como ya se ha indicado, en fecha 5 de junio de 2012, la propuesta de la CNE de modificación normativa para el establecimiento de un nuevo modelo de tratamiento de las mermas en el sistema gasista, se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas.

Así, se ha recibido contestación de Agente 1, Agente 2, Agente 3 (que además incluye comentarios particulares de Agente 13, Agente 14, Agente 16, Agente 17 y Agente 18), Agente 4, Agente 5, Agente 6, Agente 7 (que además incluye comentarios particulares de Agente 1, Agente 6, Agente 13, Agente 14 y Agente 15), Agente 8, Agente 9 (que remite comentarios de Agente 19, Agente 20, Agente 21 y Agente 22), Agente 10, Agente 11, Agente 12 (que remite comentarios de Agente 21), Agente 13, Agente 14 y Agente 15.

Mientras que Agente 5, Agente 10 y Agente 11 indican no tener observaciones a la propuesta de la CNE, el resto realizan los comentarios que se resumen a continuación.

Contabilización de las mermas reales negativas

El modelo de la CNE recoge la necesidad de establecer un procedimiento reglado que permita a los operadores calcular las mermas reales de sus instalaciones a través de un balance energético. Así, las mermas reales se calcularían como las entradas de gas en una instalación, descontando las salidas y el gas almacenado. De esta forma, atendiendo al hecho de que no puede producirse gas en las instalaciones, las entradas de gas deberían ser siempre mayores al total de las salidas y el gas almacenado, no pudiendo producirse mermas reales negativas. Por eso, la CNE proponía contabilizar siempre las mermas reales como mayores o iguales que cero,

En general, la mayoría de los agentes (Agente 1, Agente 2, Agente 3, Agente 4, Agente 6, Agente 7, Agente 14, Agente 15, Agente 19 y Agente 20) se posicionan en contra de no tener en cuenta las mermas reales negativas. Éstos explican que las mermas reales negativas pueden existir, debido principalmente a diferencias de medición de las distintas unidades de medida que miden las entradas y las salidas de gas en una instalación. Agente 19 propone, en todo caso, acotar el saldo de mermas reales según los márgenes de error admitidos en los instrumentos de medida.

Adicionalmente, Agente 1 y Agente 4 explican que no considerar mermas negativas penaliza al operador por las mermas originadas en operaciones discontinuas, que en realidad tienden a compensarse en el tiempo. Estos agentes ponen de ejemplo la descarga de un buque. En esta operación se mide un producto de calidad diferente a la calidad del GNL almacenado en tanque. El GNL descargado requiere un tiempo para mezclarse de forma que el gas del tanque adquiera una calidad homogénea. Si la descarga se produce a fin de mes podría dar lugar a mermas reales negativas, que según el modelo no se contabilizarían, alterando el saldo de mermas correspondiente a dicho mes. Sin embargo, estas mermas negativas estarían compensadas en el mes siguiente. Por ello, Agente 1, además, considera que el saldo de mermas debe calcularse como las mermas reales menos las mermas retenidas en el año, y no como la suma de los saldos de mermas mensuales.

En consecuencia, los agentes solicitan que se considere la posibilidad de que una instalación presente mermas reales negativas.

Incentivo a la reducción de mermas

La propuesta de la CNE define el saldo de mermas como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Según el signo positivo o negativo de este saldo, los usuarios y los operadores reciben un incentivo económico, que pretende promover la reducción de las mermas reales en las instalaciones gasistas. Así, en los casos en que el saldo de mermas sea positivo (mermas reales superiores a las reconocidas), los operadores abonarían la totalidad de dicho saldo. Cuando el saldo de mermas es negativo (mermas reales

inferiores a las reconocidas), los operadores recibirían un incentivo calculado sobre la mitad de dicho saldo, mientras que la mitad restante se abonaría al usuario.

Algunos agentes consideran que este sistema de incentivos es asimétrico, poco equitativo y discriminatorio (Agente 2, Agente 3, Agente 6, Agente 7, Agente 13, Agente 14 y Agente 15), explicando que se presenta como una penalización para los operadores y que además perjudica a las empresas reguladas integradas verticalmente, que no disponen en su estructura de una comercializadora que se beneficie de estas ganancias (Agente 14). En el caso concreto de distribución, Agente 3 señala que esta medida podría originar que se sectorizara la comercialización de gas en función de las redes.

No obstante, Agente 21 valora positivamente que el reparto de los beneficios de los saldos de mermas sea compartido con los comercializadores, si bien Agente 22 explica que, en algunos casos, puede originar perjuicios operativos y económicos al comercializador, al devolver gas en una instalación meses después de finalizar su contrato de acceso.

Valoración económica del saldo de mermas

En el modelo de la CNE, el saldo de mermas anual a compensar se calcula como la suma de los saldos de mermas mensuales. Dicho saldo anual se valoraría económicamente, empleando para ello un precio medio anual del gas correspondiente al periodo en el que se determina el saldo de mermas, por ejemplo, el precio medio anual del gas de operación y gas talón de ese periodo.

Agente 17, Agente 18, Agente 19 y Agente 21 señalan que la valoración con un precio medio anual es contradictoria con los objetivos perseguidos por la propuesta de la CNE, así como con la evolución que se espera del modelo, ya que en el modelo a futuro la compensación del gas de mermas se realizaría en un mercado organizado al precio marcado por el mismo, y se posicionan a favor del empleo de un precio mensual.

Por el contrario, Agente 13 y Agente 14 valoran positivamente el empleo de un valor medio anual del precio del gas.

Papel del GTS en la determinación y compensación del saldo de mermas

La CNE define un mecanismo en el que el GTS sería el responsable, con la información que le remitan los operadores, de supervisar la correcta determinación del saldo de mermas y la asignación de los saldos a los usuarios.

A este respecto, Agente 2 expone que el GTS no es competente de acuerdo con la legislación vigente, ni dispone de la información necesaria (en particular, de las facturaciones a clientes finales) para realizar esta tarea.

Por otro lado, Agente 1, Agente 6, Agente 13, Agente 14 solicitan el desarrollo un procedimiento que permita a los operadores discrepar y debatir con el GTS las correcciones que éste considere oportunas respecto a los saldos, así como el modo de proceder cuando el operador y el GTS no se ponen de acuerdo.

Por último, la propuesta de la CNE señala el 1 de abril como la fecha límite para que los operadores envíen al GTS la información sobre el saldo de mermas en sus instalaciones. Agente 3 propone posponer este plazo 15 días.

Modelo a largo plazo para el tratamiento de las mermas en el sistema gasista

En general, los comentarios recibidos se refieren a la necesidad de desarrollar en más detalle la propuesta de modelo a largo plazo, del que la CNE esboza sólo las líneas generales.

Respecto a este modelo, Agente 8 no comparte la necesidad de que el gas de maniobra desaparezca, indicando además, la obligación que existe actualmente de tomar una decisión y elegir entre los tres modelos que permite el borrador del código de red europeo para el tratamiento de la demanda no telemetrada.

En cuanto a la compensación de los saldos de mermas, tanto Agente 8 como Agente 21, prefieren que sea económica, y no en gas, como recoge la propuesta. Agente 13 y Agente 14 indican que si la compensación se realiza en el mercado organizado, los distribuidores

pueden verse en desventaja frente a los comercializadores, según cómo se defina ese mercado. Además, les preocupa que tengan que dotarse de recursos específicos para desarrollar una actividad que es ajena a su modelo de negocio.

Asimismo, frente a la posibilidad de compensar los saldos de mermas con mayor periodicidad, Agente 7 manifiesta su preferencia por el cómputo anual, porque proporcionaría mayor seguridad y fiabilidad en el cómputo de las mermas, mientras que Agente 21 propone emplear el precio medio mensual del mercado organizado para valorar mensualmente el saldo de mermas.

Necesidad de un balance mensual

En la propuesta original remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, la CNE proponía la realización de un reparto y balance diarios que se darían a conocer a los usuarios en el día siguiente al día de gas (reparto $n+1$ y balance $n+1$), siendo la información del reparto diario la base para la determinación del balance diario. Además, según el modelo de la CNE, en el mes $m+3$, una vez se dispusieran datos de los contadores leídos intramensualmente o bimestralmente, los operadores elaborarían un nuevo reparto mensual (reparto $m+3$), correspondiente al mes m , y, a partir de éste, un nuevo balance mensual (balance $m+3$). El reparto y balance $m+3$ se compararía con la suma de los repartos y balances diarios del mes m respectivamente, ajustándose las diferencias que estos pudieran presentar en repartos y balances diarios futuros.

Agente 2, en su escrito de comentarios, expone que esta medida introduce un nuevo tipo de balance individualizado, el balance mensual, actualmente no existente. La coexistencia de un balance diario y mensual por usuario originaría, según Agente 2:

- Inconsistencias regulatorias, ya que, de acuerdo con la Ley 34/1998 (modificada por la Ley 12/2007) el balance diario es el que debe recoger la corrección de las existencias de los usuarios originadas por los repartos mensuales a través del mecanismo de ajuste.
- Contables y fiscales, debido a que plantea la duda de qué balance utilizar para evaluar las existencias de gas del usuario, especialmente a fin de año, lo que afectaría a la cuenta de resultados de los usuarios.

Adicionalmente, Agente 2 manifiesta la problemática de discernir qué balance debe emplearse para la elaboración y publicación de información.

En conclusión, Agente 2 solicita que se elimine el concepto de balance mensual de la propuesta de la CNE.

Integración de los trabajos realizados por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS

Agente 2, Agente 3, Agente 8 y Agente 19 proponen que se incorpore al modelo de la CNE la propuesta de modificación del Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución”, recientemente elaborado por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS y que se encuentra en proceso de aprobación.

Incentivos a la calidad de la información y el cumplimiento de los plazos para la realización y comunicación del reparto y el balance

Para fomentar el cumplimiento de los plazos para la realización y comunicación de los repartos y balances sin que se vea perjudicada la calidad de la información, la CNE propone introducir dos penalizaciones aplicables a los operadores y al GTS: la primera por retrasos en la entrega de la información, que reduciría la retribución de estos agentes un máximo del 5% en caso de incumplimiento de plazos todos los días del año; y la segunda por la calidad de la información proporcionada, que reduciría adicionalmente su otro 5% como máximo si el reparto $m+3$ (el balance $m+3$ en el caso del GTS), de todos los meses del año de algún usuario fuera superior o inferior al 10% de la suma de los repartos (o balances) diarios asignados a usuario en el mes.

Respecto a la penalización por plazo, Agente 3 sugiere eximir al operador de la misma cuando la causa del retraso es ajena al operador. Agente 8, si bien estima positivo este incentivo, propone un periodo transitorio de conveniencia de los balances $n+2$ y $n+1$ en lo que se refiere a las penalizaciones, para garantizar la calidad de la información.

En cuanto al incentivo a la calidad, las opiniones de los agentes son diversas. Agente 21 valora muy positivamente el incentivo, pero expone que el desvío para aplicar la penalización debería calcularse en valor absoluto. Agente 8 estima que el incentivo es muy benigno, pues autoriza un 10% de desviación entre la suma de los balances diarios $n+1$ y el balance mensual $m+3$, lo que permitiría pasar por alto desbalances diarios importantes. Sin embargo, Agente 1, Agente 3 y Agente 7 solicitan que no se apliquen penalizaciones siempre que se sigan los procedimientos de las NGTS, salvo que se demuestre negligencia por parte de los operadores.

Otras propuestas/comentarios

1. Agente 1 y Agente 4 solicitan que, en lo que se refiere a regasificación y transporte, se revisen los coeficientes de mermas retenidas teniendo en cuenta que en la medición intervienen instrumentos ajenos al transportista sobre los que no tienen control (por ejemplo, para la transferencia de propiedad en la carga y descarga se emplean los equipos de los buques).
2. Agente 1, Agente 4 y Agente 6 están de acuerdo en la eliminación de la fórmula actualmente en vigor para el reparto de mermas reconocidas entre transportistas, ya que la consideran injusta y discriminatoria para los transportistas minoritarios, solicitando que el reparto se realice teniendo en cuenta aspectos como la complejidad de la red, la energía vehiculada o el número de veces que ésta se mide. Agente 15 considera que este procedimiento de reparto debe ser realizado por la CNE.
3. Agente 3 y Agente 13 prefieren otro periodo de compensación del saldo de mermas distinto al año natural, proponiendo el año de gas o de verano a verano.
4. Agente 3 y Agente 13 opinan que el modelo debería ampliarse para incluir otros aspectos que impactan en las mermas, como el gas de llenado en distribución, la metodología para establecer las mermas reconocidas o medidas para que el consumidor verifique los equipos de medición.
5. Agente 1 y Agente 4 solicitan que se revise la fórmula contenida en el Protocolo de Detalle PD-10 de las NGTS que se utiliza para el cálculo de existencias en la red de

transporte. Además, de acuerdo con Agente 2, el modelo propuesto requiere también la adaptación de la NGTS-02.

6. Agente 8 y Agente 21 explican que el balance m+3 de la carga/descarga de buques carece de sentido, puesto que las medidas reales están disponibles mucho antes, y proponen fijar un plazo más corto para introducir los ajustes y regularizaciones por estas operaciones. Por su parte, Agente 2 se manifiesta en contra de retrasar el reparto mensual al mes m+3, bajo el argumento de que este retraso no mejora la calidad de los repartos e incrementa el uso del gas de maniobra.
7. Agente 1 y Agente 4 indican la necesidad de que se determine un procedimiento para corregir las mermas debido a los ajustes y regularizaciones del balance. En concreto, Agente 9 plantea su preocupación porque una modificación en la cantidad descargada de un buque no conlleve una regularización de las mermas.
8. Agente 8 estima que no debe haber ajustes en el balance correspondiente a entradas desde yacimientos nacionales, y que cualquier error originado por estas instalaciones debe ser asumido por el gas de maniobra.
9. Agente 16 destaca que, para las pequeñas empresas, las exigencias técnicas y humanas que exige la implantación del modelo de la CNE son especialmente gravosos para las pequeñas distribuidoras.
10. Agente 22 propone que la totalidad de las mermas se adquieran conjuntamente con el gas de operación y gas talón en las subastas al efecto.
11. Agente 19 desearía que se introdujeran incentivos al control y reducción de autoconsumos, así como el tratamiento de mermas asociadas al mantenimiento del mínimo técnico de las instalaciones. Agente 21, además, sugiere penalizaciones por falta de detalle o envío fuera de plazo de los repartos m+3 y los saldos de mermas.
12. Agente 2 señala que los balances físicos deberían realizarse diariamente en el SL-ATR según los mismos mecanismos, principios y plazos que los balances de los usuarios.
13. Agente 2 propone que los ajustes por discrepancias entre el reparto mensual m+3 y la suma de los repartos diarios n+1 del mes m se apliquen en un único día, y no prorrateados diariamente a lo largo de un mes.

6 PROPUESTA PARA EL TRATAMIENTO DE LAS MERMAS EN EL SISTEMA GASISTA

La propuesta que se presenta en este apartado modifica la propuesta de la CNE remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, en aquellos aspectos señalados por los miembros del mismo que se han estimado oportunos. En concreto, respecto a la propuesta inicial de la CNE, se han introducido los siguientes cambios:

- Se reconoce la posibilidad de que existan mermas reales negativas en una instalación del sistema gasista, como consecuencia de las diferencias de medición originadas por las distintas unidades de medida que miden el gas introducido y retirado de las instalaciones.
- Se incorporan los trabajos relativos a la propuesta de Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)”.
- Se elimina el concepto de balance mensual m+3, con el fin de evitar las posibles inconsistencias regulatorias que podrían darse con la coexistencia de dos balances distintos del usuario, el balance diario y el balance mensual.
- Teniendo en cuenta las implicaciones que para los pequeños operadores puede conllevar la penalización por incumplimientos de plazos y calidad en los repartos y el balance, se reducen las penalizaciones propuestas, de un máximo del 5% de la retribución que contemplaba inicialmente la propuesta de la CNE para cada tipo de incumplimiento, hasta un máximo del 2,5%. Cuando el retraso en la entrega de la información o la falta de calidad de la misma no fuera debido a una actuación inadecuada del operador, sino que fuera consecuencia del retraso o baja calidad de la información proporcionada por otro operador para hacer el reparto, la penalización se aplicaría al operador responsable del incumplimiento.
- Se establece un periodo transitorio de prueba para la implementación, adaptación y de los sistemas informáticos y procesos necesarios.

6.1 Criterios para la elección del modelo y características generales del mismo

Establecer un mecanismo para el tratamiento de las mermas en el sistema gasista presenta numerosas dificultades. En primer lugar, es necesario determinar qué límite de

mermas en las instalaciones resulta razonable permitir, desde un punto de vista tanto técnico, como económico. Asimismo, debe definirse cómo calcular con precisión las mermas reales que ocurren en las mismas, cómo asignar dichas mermas a los usuarios y la forma en que los agentes deben compensarse por la existencia de mermas por encima o por debajo de los límites fijados.

En este sentido, es importante destacar que no existe una solución única para el tratamiento de las mermas en las instalaciones gasistas, sino que se pueden establecer diversos sistemas y mecanismos, cada uno con sus ventajas e inconvenientes. Asimismo, tampoco existe consenso entre los agentes del mercado respecto al procedimiento más adecuado para el tratamiento de mermas, siendo cada sujeto partidario de uno u otro sistema, en función de su actividad.

En consecuencia, la CNE propone un sistema de tratamiento de mermas que trata de alcanzar los siguientes objetivos:

- Máxima adecuación a las características y especificidades de cada tipo de instalación, teniendo en cuenta además la interrelación e integración de las mismas en el funcionamiento del sistema gasista.
- Compromiso entre la precisión y la sencillez a la hora de calcular y repartir las mermas entre los usuarios y la minimización de los errores; se ha tenido en cuenta que introducir mayor complejidad en los cálculos, además de dificultar y retrasar la determinación y asignación de las mermas, y de restar transparencia y trazabilidad al proceso, no aporta una mejora significativa en la precisión.
- Coherencia con otros procesos del sistema gasista, en particular, con el procedimiento de cálculo del reparto y balance.
- Mantenimiento de los incentivos a la mejora técnica de las instalaciones y a la correcta medición en las mismas, así como a la reducción de las mermas, que beneficien no sólo a los operadores de las mismas, sino también a los usuarios, ya que son éstos los que aportan el gas de las mermas.
- Compromiso entre la necesidad de valorar el gas perdido por mermas a su precio real, esto es, el precio en vigor en el momento de producirse la merma, evitando

posibles incentivos a que las mermas se asignen a periodos a los que no corresponden porque dichos periodos presenten un precio del gas más atractivo.

- Predictibilidad, transparencia y la trazabilidad de los cálculos para determinar y asignar los saldos de mermas.
- Homogeneidad en los mecanismos empleados por los distintos operadores de un mismo tipo de instalaciones.

En la elaboración de la propuesta incluida en este informe, se ha tomado como referencia el modelo de mermas en regasificación⁴ y transporte⁵, ya que tiene en consideración las características técnicas de estas instalaciones, a la vez que proporcionan un marco de referencia para la gestión de los aspectos generales del tratamiento de mermas (establecimiento de incentivos, metodología de compensación del saldo de mermas, etc.).

En concreto, el sistema empleado en regasificación y transporte, con liquidaciones por años naturales, proporciona incentivos a la reducción de las mermas reales en las instalaciones, pues recompensa al operador (incrementando su retribución) cuando las mermas reales están por debajo de las reconocidas, a la vez que lo penaliza (reduciendo su retribución) si las mermas reales son superiores a las reconocidas. Al mismo tiempo, el sistema compensa a los comercializadores por la retención en exceso de gas en concepto de mermas reconocidas, al devolverles parte del saldo de mermas excedentario, cuando las mermas reales son inferiores a las mermas reconocidas.

Partiendo de este modelo, se proponen, para cada tipo de instalación (planta de regasificación, red de transporte y red de distribución), dos sistemas de tratamiento de las mermas, según el momento en que se implementarían: un modelo a corto plazo, que sería aplicable en ausencia de un mercado de gas desarrollado, y un modelo a largo plazo, a implementar cuando exista en el sistema gasista un mercado de gas competitivo. Ambos modelos, en todas las instalaciones, comparten los siguientes principios:

⁴ Definido por la Orden Ministerial ITC/1890/2010.

⁵ Definido por la Orden Ministerial ITC/3128/2011.

1. Los usuarios aportarán el gas necesario para hacer frente a las mermas, en concepto de mermas reconocidas a los operadores.
2. Los operadores calcularán y comunicarán, para cada mes m , el gas retenido a los usuarios en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales producidas en sus instalaciones y el saldo de mermas resultante, así como el reparto que corresponde a cada usuario. Este cálculo se realizará en el mes $m + 3$, de forma conjunta a la realización del reparto mensual.
3. Las mermas reales se determinarán realizando un balance energético en las instalaciones. Para ello, a las entradas de gas de la instalación se les descontarán las salidas de las mismas, y los autoconsumos (en transporte y regasificación son aportados por el gas de operación) y el incremento de gas almacenado, si los hubiera.
4. El saldo de mermas se calculará como la diferencia entre las mermas reales menos las mermas reconocidas.
5. El saldo de mermas de cada usuario se dará a conocer a los mismos y al GTS con antelación a su compensación.
6. El GTS efectuará la revisión de los cálculos y del reparto y la CNE, a la vista de la información remitida por el GTS, supervisará todo el proceso y podrá proponer modificaciones, que podrán incluir la de los coeficientes de retención de mermas, si así lo estima necesario.

La modificación más importante que se propone, tanto en el modelo a corto plazo, como el modelo a largo plazo, es el desarrollo de los procedimientos complementarios que se señalan en el Anexo 1. Estos procedimientos deben ser eficientes, sencillos, transparentes y trazables por los usuarios del sistema. Además, dado su carácter técnico, deberían formar parte de las NGTS. Por ello, se recomienda la creación de los subgrupos de trabajo necesarios que, bajo la tutela del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, elaboren estos procedimientos.

Igualmente, en ambos modelos es necesario que los operadores cumplan determinados requisitos de transparencia respecto a la aplicación del modelo, también descritos en el Anexo 1. Opcionalmente, con el objetivo de facilitar la labor de información de los

operadores y asegurar la trazabilidad de los cálculos, sería conveniente la elaboración de plantillas que definan el contenido preciso y el formato en que se debe suministrar esta información.

6.2 Modelo a implementar en el corto plazo

El modelo a corto plazo, ante la falta de un mercado de gas desarrollado donde los agentes puedan acudir a comprar/vender gas y que provea de una referencia de precios, prevé la compensación del saldo de mermas entre agentes mediante intercambios económicos y de gas.

El periodo considerado para la compensación será inicialmente el año natural (de enero a diciembre), si bien en el futuro, a medida que evolucionen el resto de procedimientos del sistema, podría considerarse otras alternativas⁶. Además, en el caso de las mermas en distribución se requerirá un periodo transitorio inicial para adaptar el periodo actualmente considerado, de junio de un año a mayo del año siguiente, al año natural. Así, la primera aplicación del nuevo modelo se referiría a las mermas ocurridas de junio a diciembre de ese año.

La compensación tendría lugar una vez al año, durante el año siguiente, una vez calculados y asignados los repartos de diciembre del año anterior, lo que se haría en marzo del año siguiente, revisado el proceso por el GTS en abril y aprobados los saldos por la autoridad encargada de resolver el procedimiento.

A continuación, se describe en detalle el modelo a corto plazo que se propone aplicar en las plantas de regasificación, sistema de transporte y redes de distribución. En el Anexo 2 de este informe se incluye la propuesta de modificación de la siguiente normativa, necesaria para la implementación del modelo propuesto:

- Orden Ministerial ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema gasista (regasificación).

⁶ En Europa se ha propuesto la posibilidad de considerar el año de gas de octubre de un año a septiembre del año siguiente.

- Orden Ministerial ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (transporte).

Con carácter adicional al contenido del Anexo 2, el modelo necesita que se establezca reglamentariamente los detalles sobre la manera y el momento en que debe hacerse efectiva la compensación económica del saldo de mermas.

Regasificación y transporte

En el modelo que se propone, los operadores de plantas de regasificación calcularían, para cada mes m del año natural, y de forma individual para cada planta de regasificación de la que son titulares, las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas, en el mes $m+3$, expresado en kWh, repartiendo dicho saldo entre sus usuarios. El saldo de mermas se calculará como la diferencia entre mermas reales y mermas reconocidas. Como lo que se reparte es una única cantidad, expresada en kWh por instalación, los saldos de mermas mensuales asignados a todos los agentes presentes en una misma planta deberán tener el mismo signo, positivo o negativo, según el signo del saldo global de la infraestructura. Los operadores informarán a sus usuarios mensualmente sobre el saldo de mermas total de la instalación y el saldo de mermas que les corresponde.

En el caso del transporte, los operadores se coordinarán para realizar el cálculo global de las mermas reales, las mermas reconocidas y el saldo de mermas, expresado en kWh, del conjunto de toda la red de transporte, para que posteriormente puedan repartir dicho saldo entre los usuarios. Deberá establecerse reglamentariamente en las NGTS el modo en que los transportistas se coordinarán. Al igual que en regasificación, dado que lo que se reparte entre los usuarios de la red de transporte es una única cantidad expresada en kWh, el saldo de mermas asignado a los mismos deberá tener el mismo signo, positivo o negativo, según el signo del saldo global de la red de cada operador. Asimismo, se informará mensualmente a los usuarios sobre el saldo de mermas del conjunto de la red y el saldo que les corresponde.

En el mes de marzo del año siguiente, una vez calculado y repartido el saldo de mermas de diciembre del año anterior, los operadores de plantas de regasificación y de la red de transporte determinarán, para cada usuario, y en el caso de regasificación, en cada instalación, el saldo de mermas correspondiente al año anterior, como la suma de los 12 saldos mensuales asignados, y lo comunicarán a los usuarios y al GTS. El GTS dispondrá del mes de abril de cada año para revisarlos.

En aquellos casos donde el saldo de mermas fuera negativo (mermas reales inferiores a las reconocidas), se devolverá la mitad a los usuarios en gas, y se incrementará la retribución de los operadores en la cantidad equivalente al valor de la otra mitad, tal como dispone el sistema aplicado actualmente. Para ello, el GTS devolverá al usuario en gas, procedente del gas de maniobra, la mitad del saldo que le corresponde, reduciéndose el gas de maniobra en esta cantidad. En el caso de regasificación, el GTS pondrá este gas a disposición del usuario en la planta a la que corresponde el saldo de mermas. En el caso de las redes de transporte, la cesión del gas tendrá lugar en el AOC⁷. En ambos casos, el gas será entregado diariamente por el GTS en el plazo de 30 días, una vez hayan sido aprobados los saldos. El gas devuelto se contabilizará como una entrada del balance diario de cada comercializador en la planta de regasificación o en el AOC. Asimismo, la retribución del operador quedará incrementada en la cantidad que resulte de multiplicar la mitad del saldo de mermas por el precio de referencia que se establezca⁸. Según el grado de desarrollo del mercado de gas, podría optarse por cambiar el precio de referencia en función del que refleje mejor el valor del gas en el momento.

En aquellos casos en el saldo de mermas fuera positivo (es decir, mermas reales superiores a las reconocidas), se reducirá la retribución del operador en la cantidad que resulte de multiplicar el saldo de mermas por el precio de referencia⁸.

⁷ Almacenamiento operativo comercial.

⁸ Por ejemplo, el precio medio de gas de operación y gas talón del año al que corresponde el saldo de mermas.

El régimen económico del sistema gasista vigente a día de hoy no tiene en cuenta los costes o ingresos que se derivan del aumento o disminución de la retribución de los operadores como consecuencia de los saldos de mermas en sus instalaciones. Esta disminución o aumento de la retribución de los operadores se podría materializar a través del sistema de liquidaciones de tarifas y peajes, para lo que debe establecerse reglamentariamente el momento y la forma de realizarla.

Distribución

Las redes de distribución no presentan capacidad suficiente para almacenar físicamente las mermas a retener en distribución, ni tampoco está previsto que éstas pudiesen incrementar el gas de maniobra. El modelo que se propone opta por reconocer, como hasta ahora, un porcentaje del gas introducido por los usuarios en concepto de mermas y calcular el saldo de mermas mensualmente, como también sucede en regasificación y transporte. La única diferencia es que en regasificación y transporte se descuentan las mermas reconocidas del balance de cada usuario diariamente, mientras que en distribución diariamente se descuentan las mermas reales. Posteriormente, una vez calculado el saldo de mermas en distribución, la compensación se hará directamente entre usuarios y operadores, sin que intervenga el gas de maniobra, ni las liquidaciones.

En estas instalaciones, los operadores habrán calculado en el mes $m+3$, para cada mes m del año natural, y en cada PCTD/PCDD o grupo de PCTDs/PCDDs religados, las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas, expresado en kWh, repartiendo dicho saldo entre sus usuarios. Dado que en cada PCTD/PCDD se debe repartir una única cantidad de kWh, los saldos mensuales de mermas asignados a todos los agentes presentes en ese PCTD/PCDD deberán tener el mismo signo, positivo o negativo, coincidiendo con el signo del saldo total del PCTD/PCDD. El saldo de mermas se calculará como mermas reales, menos las mermas reconocidas. Aunque el saldo del distribuidor, en el conjunto de sus redes, presente un único signo (positivo o negativo), en sus redes habrá tanto PCTDs/PCDDs (y por tanto, usuarios) cuyo saldo de mermas asignado es positivo, como PCTDs/PCDDs (y por tanto, usuarios) con saldo de mermas asignado negativo.

En marzo del año siguiente, una vez calculado y repartido el saldo de mermas de diciembre, el operador determinará para cada usuario el saldo anual a compensar correspondiente al año anterior, como la suma de los 12 saldos mensuales asignados al usuario en todos los PCTDs/PCDDs. De esta forma, cada distribuidor asignará a cada usuario un único valor de saldo de mermas, que se comunicará a los mismos y al GTS antes de la finalización de marzo. El GTS dispondrá del mes de abril para la revisión de los procedimientos y cálculos realizados por los distribuidores, y la comprobación de los saldos asignados.

El distribuidor con saldo de mermas anual positivo en el conjunto de sus redes (mermas reales superiores a las reconocidas), abonará a los usuarios con saldo de mermas anual positivo la cantidad que resulte de valorar el saldo al precio de referencia, y los usuarios con saldo de mermas anual negativo abonarán al distribuidor la cantidad que resulte de valorar su saldo de mermas al mismo precio de referencia.

Cuando el distribuidor presente un saldo de mermas anual negativo en el conjunto de sus redes (mermas reales inferiores a las reconocidas) el distribuidor sólo ingresará la mitad de este saldo, valorado de acuerdo al precio de referencia. A semejanza del modelo empleado en regasificación y transporte, se repartirá entre sus usuarios la otra mitad del saldo del distribuidor, en función del consumo de cada usuario en las redes del distribuidor. La figura 2 ilustra con un ejemplo cómo se realizaría la compensación entre un distribuidor y dos usuarios en este caso.

	Signo - : paga Signo + : cobra		Signo - : cobra Signo + : paga
	Comercializador 1 (70% consumo)	Comercializador 2 (30% consumo)	Distribuidor (*)
Saldo anual de mermas (kWh)	-400.000	+100.000	-300.000
Precio de referencia (€/kWh)	0,02		
Valoración inicial del saldo de mermas(€) (1)	-400.000 x 0,02 = -8.000	+ 100.000 x 0,02 = +2.000	-300.000 x 0,02 = -6.000

Incentivo a repartir entre usuarios según el consumo (€)	$6.000/2 =$ 3.000		
Reparto de la mitad del saldo del distribuidor (€) (2)	$3.000 \times 0,7 =$ 2.100	$3.000 \times 0,3 =$ 900	---
Compensación del saldo de mermas que corresponde a cada agente (€) (1) + (2)	-5.900	2.900	-3.000

(*) **Nota:** Cuando el saldo de mermas es positivo, las mermas reales son superiores a las reconocidas. Cuando el saldo de mermas es negativo, las mermas reales son inferiores a las reconocidas.

Figura 2: Ejemplo de compensación del saldo de mermas en distribución cuando el saldo del distribuidor en el conjunto de sus redes es negativo.

Los desembolsos correspondientes al saldo de mermas de cada año se realizarán en el plazo de un mes una vez aprobados los saldos de mermas. Se podrán devengar intereses de demora por retrasos en los abonos (por ejemplo, recargos similares que suelen ser empleados en otras transacciones del sistema gasista, como el euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago correspondiente, incrementado en dos puntos).

Los ingresos/pagos que deba realizar el operador como resultado de la liquidación del saldo de mermas de sus redes no serán considerados ingresos/gastos liquidables, a efectos del sistema retributivo.

Aprobación de los saldos de mermas

Los operadores deberán informar al GTS sobre las mermas reales ocurridas en las infraestructuras, el saldo de mermas y el reparto de este saldo entre los usuarios. A tal fin, los titulares de instalaciones deberán elaborar anualmente y remitir al GTS, antes del 31 de marzo de cada año, un informe sobre las mermas reales, mermas retenidas y el saldo de mermas correspondiente a sus instalaciones en el año anterior, detallando los procedimientos aplicados y el valor de los parámetros empleados en los cálculos.

Con esta información, el GTS supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas y la asignación de los saldos a los usuarios, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la DGPEyM y a la CNE, antes del 30 de abril de cada año.

En base al informe del GTS, la CNE podrá proponer unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en las instalaciones, si lo considerara necesario, manteniendo el incentivo a la reducción de mermas.

Si en el desarrollo de la labor de supervisión el GTS detectase un defecto en la determinación y asignación de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, comunicará y justificará al operador de la instalación dicho error lo antes posible, y a más tardar el 25 de abril de cada año, para que éste corrija su asignación de saldos y se lo comunique a los usuarios afectados.

Al igual que en el caso anterior, sería conveniente la elaboración de plantillas que definan el contenido preciso y el formato de los informes a remitir al GTS, a la DGPEyM y a la CNE. Estos modelos podrían ser elaborados en paralelo a los formatos de información mensual para los usuarios por el mismo subgrupo de trabajo de las NGTS, pasando a formar parte de las NGTS.

Respecto a la aprobación de los saldos de mermas, se plantean las siguientes opciones:

a) La CNE es la encargada de resolver el procedimiento y aprobar los saldos

Esta opción comporta residenciar en la CNE la decisión de definir la cuantía de los derechos de los distintos usuarios y operadores, decisión que, en el marco de la normativa vigente, se ha considerado siempre que corresponde a los órganos del Ministerio a los que se han remitido los informes emitidos con anterioridad por la CNE sobre mermas, es decir, a la DGPEM.

El cambio propuesto supondría una ampliación de las funciones de la CNE en materia de mermas, lo que suscita de inmediato un problema de **rango normativo**.

La ampliación de funciones se llevaría a cabo a través de la modificación de las Órdenes Ministeriales citadas anteriormente en este apartado. Aunque pueden encontrarse ejemplos en la normativa sectorial energética de asignación de funciones a la CNE a través de Órdenes Ministeriales, en sentido estricto, tal asignación debería hacerse

mediante Real Decreto (función decimoctava de la Ley 34/1998: “*Realizar aquellas otras funciones que le atribuyan las leyes o que reglamentariamente le encomiende el Gobierno a propuesta del Ministro de Industria y Energía*”). Comentarios similares se efectuaron en relación con la asignación de diferencias de medición del sistema de distribución correspondientes al período junio de 2009 a mayo de 2010.

Por ello, y sin perjuicio de que la modificación de las Órdenes Ministeriales resultara suficiente para introducir el mecanismo regulatorio del cálculo de mermas que se pretende, la atribución a la CNE de la competencia para resolver ejecutivamente en materia de saldos de mermas, habría de incorporarse a un Real Decreto.

Además del rango normativo necesario, es preciso hacer referencia a otros aspectos jurídicos que implicaría esta nueva función de la CNE:

La decisión comportaría un **acto administrativo** (aprobación de saldos) que definiría derechos y obligaciones de los usuarios y operadores. Debería, pues, aprobarse en un procedimiento reglado en el que se contemplen determinadas garantías (trámite de audiencia, según el artículo 84 de la Ley 30/1992, por plazo de al menos diez días, notificación de la decisión en los términos establecidos por los artículos 58 y 59 de la misma Ley 30/1992, e indicación en pie de recurso, en los términos del artículo 89.3 de la repetida ley 30/1992, de la posibilidad de impugnación de la resolución por cualquiera de los operadores y usuarios afectados).

Cabe señalar al respecto que, según el artículo 42, apartados 2 y 3 de la misma Ley 30/1992, el plazo para resolver será de 3 meses cuando las normas reguladoras del procedimiento no establezcan plazo expreso, y que, si se estableciera el plazo expresamente en la norma reguladora del procedimiento, éste podrá ser de 6 meses, e incluso superior, si así se establece en una norma de rango legal o en la normativa comunitaria.

Todo ello lleva a la conclusión de que, de resultar finalmente asignada esta función a la CNE, sería preciso, a su vez, establecer una regulación normativa del procedimiento a

seguir, en la que los trámites se ajusten a las garantías establecidas en la Ley 30/1992 mencionada.

En cuanto a la **ejecución** de la decisión, cabe recordar que los saldos de mermas se concretan en algunos casos mediante entregas de gas físico, y en otros casos se concretan en términos económicos. Los saldos entre usuarios y operadores que se concretan en términos económicos tienen previstos procedimientos de ejecución diferentes en las respectivas propuestas de mermas de regasificación, transporte y distribución:

- En el caso de **regasificación y transporte**, la devolución de gas a los usuarios (es decir, a los comercializadores), que resulte procedente, según el saldo de mermas aprobado, se efectuará mediante entregas de gas físico a cuenta del gas de maniobra. En cambio, los cobros y pagos que se asignen al operador (transportista) se califican como “*adición*” o “*descuento*” en su retribución, lo que hace posible su aplicación práctica dentro del procedimiento de liquidación de ingresos y costes regulados del sistema gasista. La propuesta establece que se apliquen en el procedimiento de liquidación en curso como un pago único. Este mecanismo de pago único tiene precedentes en la normativa de gas, y viene siendo aplicado ya por la CNE en relación con las retribuciones específicas y en ajustes de retribuciones provisionales de instalaciones. Es un mecanismo que no presenta dificultades de encaje jurídico porque, en la medida que el ajuste económico se califica de ajuste en la retribución de un sujeto regulado, su ejecución en el sistema de liquidaciones resulta adecuado.
- En el caso de las **mermas de distribución**, sucede que no es posible ejecutar el saldo mediante entregas de gas físico, ya que la red de distribución no dispone de capacidad de almacenar gas. Por ello, los saldos de mermas se establecen siempre en términos económicos y se configuran como pagos y cobros respectivos que han de efectuarse de forma directa entre distribuidores y comercializadores. Se trata de pagos y cobros ajenos por completo al sistema de ingresos y costes regulados. Por tanto, a diferencia de lo que sucede con los saldos en regasificación y transporte, no

existe aquí la posibilidad de aplicación automática de la decisión a través de un procedimiento controlado por la CNE.

Lo anterior lleva al problema de que estaríamos ante una decisión de la CNE que no podría ser ejecutada con arreglo a los medios de ejecución forzosa previstos en el artículo 96 de la Ley 30/1992, ya que la CNE no está dotada por ley de la posibilidad de aplicar apremio sobre el patrimonio, ni de la posibilidad de imponer multas coercitivas.

b) La DGPEyM es la encargada de resolver el procedimiento y aprobar los saldos

Esta alternativa representaría la solución continuista en relación con las Órdenes Ministeriales vigentes, según se expone a continuación.

Tanto la Orden ITC 1890/2010, cuyo artículo 2 regula las mermas en regasificación, como la Orden ITC 3128/211, cuyo artículo 5 regula las mermas en transporte, establecen que el GTS ha de realizar un estudio de las mermas que presentará a la DGPEM y a la CNE antes del 1 de abril. Se establece a continuación que el propio GTS, antes del 1 de mayo, ha de reintegrar determinadas cantidades de gas en el caso de que el saldo de mermas sea positivo. Finalmente, ambas normas establecen que *“Anualmente y antes del 1 de junio la CNE valorará el saldo de mermas de cada planta del año anterior incluido en el informe del Gestor Técnico del Sistema para lo cual se aplicará la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior.*

Conforme a dicha redacción, el tracto sucesivo de decisiones es el siguiente: el GTS fija un saldo que comunica a DGPEM y a la CNE antes del 1 de abril; la DGPEM aprueba el saldo de mermas en algún momento comprendido entre el 1 de abril y el 1 de mayo (ya que el GTS ha de hacer reintegros de gas antes del 1 de mayo, lo que presupone necesariamente que el saldo está aprobado a esa fecha); finalmente, la CNE se limita a aplicar una operación matemática (valorar los saldos al precio medio) a los efectos de cuantificar el importe de la reducción o incremento de las retribuciones.

Con soporte implícito en dicha interpretación la CNE ha emitido los informes aprobados hasta la fecha sobre mermas, para su remisión a la DGPEM, sin conferir en ningún momento a tales informes el carácter de decisión administrativa formal.

En cuanto a las mermas en distribución, a pesar de las diferencias de redacción con las disposiciones que regulan las mermas en regasificación y transporte, la CNE ha venido emitiendo el mismo tipo de informe, interpretando que la competencia decisoria en materia de saldos y obligaciones económicas corresponde a la DGPEM, por coherencia regulatoria con las mermas de regasificación y transporte.

La alternativa que aquí se contempla consistiría en redactar las disposiciones de forma que se atribuyera de forma explícita y clara a la DGPEM la competencia para resolver con carácter ejecutivo los saldos de mermas en los tres casos (a propuesta, o previo informe de la CNE).

En cuanto al **rango normativo**, la atribución de esta competencia a la DGPEM (órgano integrado verticalmente en la estructura del Ministerio y en la Administración General del Estado, a la que corresponde por naturaleza la capacidad de resolver con carácter ejecutivo) no requeriría, a diferencia de lo que se ha comentado en relación con la CNE, de la aprobación un Real Decreto. Tal atribución expresa de competencia al órgano DGPEM podría ser incorporada a la propuesta de modificación de Órdenes Ministeriales que ahora está en curso en la CNE.

Desde un punto de vista regulatorio, la atribución a la DGPEM de la decisión sobre mermas resulta especialmente adecuada en relación con los saldos de mermas de regasificación y transporte, puesto que los efectos económicos de estos saldos son *incremento* o *descuento* en la retribución reconocida. Siendo competencia de la DGPEM la definición de la retribución, resulta lógico que las correcciones en la misma resultantes del saldo de mermas se acuerden por el mismo órgano administrativo. Ello sin perjuicio de que la ejecución se efectuase a través del mecanismo de liquidaciones.

En cuanto a las exigencias de **procedimiento**, serían aplicables las mismas que se han señalado en la opción a), si bien los trámites habrían de ser cumplidos por la DGPEM, como órgano responsable del mismo. El esquema podría ser: la CNE remite el informe

con el carácter de propuesta; la DGPEM notifica dicha propuesta a los interesados para alegaciones (trámite de audiencia) y, posteriormente, resuelve y notifica a los interesados.

Es importante señalar que, en cuanto al recurso jurisdiccional que puedan interponer los interesados contra la decisión, la regla de atribución de la competencia al órgano jurisdiccional concreto sería diferente de la que sería aplicable en el caso de que resolviera la CNE, aunque siempre dentro de la jurisdicción contencioso-administrativa.

En cuanto a la **ejecución**, las mermas en regasificación y transporte se ejecutarían como hasta la fecha (es decir, los comercializadores recibirían gas físico, y los operadores y transportistas verían ajustada su retribución por efecto del saldo), y para los saldos de distribución sería necesaria una decisión administrativa de la DGPEM como título que distribuidor y comercializador pueden exhibir.

c) El GTS es el encargado de resolver el procedimiento y aprobar los saldos

Esta opción no suscita problema de **rango normativo**, ya que, al igual que la anterior, también podría configurarse sin necesidad de acudir a un Real Decreto, porque el cálculo del saldo de mermas forma parte de la gestión técnica del sistema, según resulta, tanto de la normativa vigente, como de las propuestas que ahora se formulan, con independencia de que la decisión final sobre los saldos se pueda atribuir a un sujeto jurídico distinto del GTS.

El esquema decisorio podría ser el siguiente: la decisión corresponde al GTS, reservándose la CNE la función de supervisión general⁹, y la función de corrección de importes individuales se realizaría a través del mecanismo de resolución de los conflictos de gestión técnica del sistema (función que la CNE tiene ya atribuida por el texto legal, y en concreto por la Disposición Adicional Undécima, 3, párrafo tercero, de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos).

⁹ Esta supervisión comportaría la revisión y control de procedimientos aplicados por el GTS, pero no la modificación de Importes de saldos, que sólo se efectuaría por la CNE en caso de discrepancia expresa, y vía conflicto de gestión técnica del sistema.

Es decir, la CNE podría modificar, con carácter vinculante para las partes, la decisión del GTS en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados discrepase del saldo que le asigna el GTS y optase por plantear conflicto ante la CNE.

Los trámites del **procedimiento** (en especial el trámite de audiencia a los interesados) habrían de ser asumidos por el GTS, sin perjuicio de que, en el concreto conflicto de gestión que pueda plantearse por algún interesado, la CNE haya de respetar los mismos trámites.

Los problemas de **ejecución** en esta alternativa se concretan en relación con las mermas de distribución. La decisión del GTS sería ejecutiva para todos los interesados que no la impugnen vía conflicto de gestión, y respecto a las impugnaciones, la decisión ejecutiva sería la de la CNE.

Dado que la opción de que sea el GTS el que resuelva el procedimiento y apruebe el saldo de mermas no plantea ningún problema normativo y además encaja con las funciones ya encomendadas de realización del balance de gas de los usuarios del sistema gasista, se propone que sea el GTS el que realice estas funciones.

La CNE mantendría la función de supervisión general. Adicionalmente, a través de la resolución de los conflictos de gestión, función de esta Comisión, podría modificar los saldos asignados con carácter vinculante para las partes, en aquellos casos en que uno de los usuarios u operadores afectados discrepase del saldo que le asigna el GTS y optase por plantear conflicto ante la CNE.

6.3 Modelo a implementar en el largo plazo

Como paso previo a la consecución del mercado único de gas en Europa, se prevé el desarrollo de mercados organizados de gas (hubs). En un futuro existirá en nuestro país un mercado de gas desarrollado y líquido, donde operadores y usuarios puedan acudir diariamente a comprar y vender gas. En lo que se refiere a regasificación y transporte, este modelo podría suponer la desaparición del gas de maniobra, dado que el

responsable del balance del sistema podrá ir diariamente a mercado a comprar/vender el gas que necesite para equilibrar el sistema.

En estas circunstancias, cabe proponer un modelo donde la compensación del saldo de mermas entre operadores y usuarios se realice exclusivamente en gas, ya que los agentes, tanto operadores como usuarios, podrán acudir al hub a comprar o vender el gas resultante de su saldo de mermas.

En este modelo, el periodo de compensación considerado podría ser el mes natural, y la compensación de los saldos de mermas se realizaría también mensualmente, una vez calculado y repartido el saldo de mermas del mes m en el mes $m+3$, revisado el proceso de cálculo del saldo y su asignación en el mes $m+4$ por el GTS y aprobado por la autoridad encargada.

No obstante, puede haber modelos intermedios, que tengan en cuenta transacciones económicas entre operadores de instalaciones y sus usuarios, tal como solicitan algunos agentes del mercado, valorándose el saldo de mermas con precios de referencia basados en el mercado organizado de gas.

7 REQUISITOS ADICIONALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO. MODIFICACIÓN DE LAS NGTS

La implementación del modelo que se propone en el corto plazo para el tratamiento de las mermas del sistema gasista requiere la mejora de los procedimientos de reparto y balance, descritos en las NGTS¹⁰, en cuanto a los plazos de elaboración y calidad de los mismos. Por ello, la CNE propone también en este informe modificar determinados aspectos de los procedimientos citados, con el fin de simplificarlos y agilizarlos, y lograr la congruencia de los datos que se emplean para calcular el reparto y balance con la

¹⁰ Normas NGTS-06 “Repartos” y NGTS-07 “Balance”, aprobadas por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, y Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimientos de reparto en los puntos de conexión transporte-distribución”, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de marzo de 2006.

información utilizada en la determinación y asignación del saldo de mermas del sistema gasista.

La implementación de estas mejoras debe acompañarse del desarrollo de los procedimientos auxiliares incluidos en el Anexo 1 de este informe, así como del cumplimiento de determinados requisitos de transparencia por parte de los operadores, también detallados en el Anexo 1. Estos procedimientos auxiliares y obligaciones de transparencia formarían parte de las NGTS.

Además de lo indicado en el Anexo 1, es necesario establecer reglamentariamente quién y cómo se supervisarán y aplicarán los incentivos propuestos para el cumplimiento de los calendarios de elaboración y calidad de los repartos y balances.

Por razones de coherencia, se propone que todas las modificaciones normativas que requiere la implementación del modelo de tratamiento de mermas propuesto, incluidas las que afectan a las NGTS, se realicen mediante Orden Ministerial.

A continuación se describe cómo se lleva a cabo actualmente el reparto y balance de gas en el sistema gasista, y las mejoras sobre los plazos y calidad que se proponen. Las modificaciones normativas que conllevan estas mejoras¹¹ se adjuntan en el Anexo 2 de este informe.

7.1 Sistema actual de reparto

El reparto, proceso previo necesario a la realización del balance, consiste en la asignación del gas regasificado, transportado, distribuido y almacenado en las instalaciones del sistema gasista entre los usuarios de las mismas. De acuerdo con la regulación en vigor, se debe realizar un reparto en los puntos de carga/descarga de buques y carga de cisternas en las plantas de regasificación, puntos de entrada al sistema de transporte, puntos de conexión de redes de dos transportistas distintos, puntos de conexión transporte-distribución, puntos de conexión de redes de dos distribuidores distintos y

¹¹ Normas NGTS-06 “Repartos” y NGTS-07 “Balance”, y Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimientos de reparto en los puntos de conexión transporte-distribución”,

puntos de conexión de la red de transporte con líneas directas o consumidores finales. En general, los responsables de esta labor son los titulares de las instalaciones o los titulares de las unidades de medida.

La determinación de los repartos diarios en los puntos de entrada a la red de transporte es sencilla, pues consiste en asignar a cada usuario, como reparto diario, la cantidad que éste ha nominado. La diferencia entre lo realmente introducido a la red de transporte y las cantidades asignadas es asumida por el gas de maniobra, titularidad del GTS. Por el contrario, el caso más complejo del reparto diario se da en los puntos de conexión transporte-distribución y distribución-distribución, donde se debe repartir la cantidad de gas que ha entrado a la red de distribución diariamente, en función de los consumos teledados y consumos estimados que se han producido en el día en dicha red. Para ello, los operadores deben disponer de las lecturas en los puntos de conexión de instalaciones y publicar los procedimientos de reparto, que debe incluir los perfiles de consumo para estimar los consumos diarios de clientes no teledados.

A partir de los datos del reparto diario, el GTS debe realizar el balance. El balance es individual para todos y cada uno de los usuarios del sistema y presentará el siguiente desglose para cada día: balance en las plantas de regasificación, balance en los almacenamientos subterráneos y balance en el sistema de transporte. El balance diario actual, dado que se elabora partiendo del reparto diario $n+2$, se da a conocer a los usuarios en el segundo día laborable posterior al día de gas.

La regulación contempla un procedimiento para que los usuarios puedan solicitar la revisión del reparto y el balance diario. Actualmente, una reclamación puede retrasar la disponibilidad del balance del día de gas hasta nueve días después del día de gas (balance $n+9$). Este hecho es muy relevante, dado que el balance diario se emplea hoy en día para la determinación y penalización de desbalances individuales de los usuarios en el día de gas.

La normativa establece además la realización de un reparto definitivo, con horizonte mensual y desglose diario, que se comunicará a los usuarios en el mes siguiente al mes al que hace referencia. Estos repartos podrán incluir correcciones que modifican el reparto

diario del mes al que se refieren, así como regularizaciones de los repartos definitivos de los dos meses anteriores.

Una vez obtenido el reparto definitivo de un mes, éste se comparará con la suma de los repartos diarios de ese mismo mes. Las diferencias del nivel de existencias de gas que resultan de esta comparación se corrigen en el reparto diario del mes natural siguiente a su comunicación, repartidos por igual en cada uno de los días de dicho mes.

Es importante tener en cuenta que el reparto definitivo de un mes (mes m), que se realiza en el mes siguiente (mes $m+1$), todavía emplea estimaciones del consumo de muchos clientes, en particular, de clientes domésticos, ya que la lectura de su consumo es cada dos meses. Esto origina discrepancias entre los consumos asignados a los comercializadores en el reparto mensual y los consumos considerados en la asignación de los saldos de mermas, haciendo necesaria la introducción de regularizaciones, que dan lugar a diferencias entre el proceso de determinación de repartos, y el cálculo de las mermas de los usuarios.

7.2 Principios básicos de la propuesta

La mejora de los procedimientos de reparto y balance que propone la CNE se basa en las siguientes premisas:

1. La información del reparto correspondiente al día de gas se proporcionará a los usuarios al día siguiente al día de gas. Con carácter adicional al reparto diario, existirá un reparto mensual, que, para cada mes m , se elaborará en el mes $m+3$, una vez se disponga de lecturas de los contadores domésticos.
2. Los procedimientos a aplicar en cada tipo de punto de conexión para realizar el reparto serán únicos y formarán parte de las NGTS, como Protocolos de Detalle.
3. Todos los intercambios de información necesarios para la elaboración del reparto diario y mensual se realizarán a través del SL-ATR.

7.3 Mejora en los plazos de elaboración del reparto diario (reparto $n+1$)

La CNE ya propuso en el informe sobre el PD-02 la modificación del calendario de realización del reparto, con el fin de que los usuarios conozcan el reparto del día de gas en el día siguiente al mismo.

Así, a las doce horas posteriores al cierre del día de gas n , el reparto y balance de dicho día ya no podrán ser modificados. Este balance diario se empleará para la determinación de la existencia de desbalances individuales y la aplicación de la correspondiente penalización por desbalance, cuando proceda.

7.4 Mejora en los plazos del reparto (reparto $m+3$)

La CNE propone asimismo la realización de un reparto mensual, que para cada mes m se realizará en el mes $m+3$. Este reparto mensual reflejará las correcciones del reparto diario que sean necesarias, si las hubiera.

El reparto mensual $m+3$ en los puntos de entrada al sistema de transporte coincidirá con el reparto diario correspondiente al mes m , dado que el reparto diario consiste en asignar a los usuarios las cantidades que ellos han nominado o las descargas realizadas una vez medidas.

Sin embargo, no ocurriría lo mismo con el reparto mensual en los puntos de conexión distribución-distribución, transporte-distribución, transporte-transporte, transporte-línea/consumidor directo. En estos puntos, el reparto diario se realiza en base a la estimación del consumo de una gran parte de los clientes finales, cuando aún no se dispone de los valores reales de consumo de muchos de ellos¹². Por ello, se estima conveniente la realización del reparto mensual en el mes $m+3$, una vez se disponga también de lecturas de los contadores domésticos.

¹² En el caso particular de los consumidores domésticos la lectura del contador es bimestral.

En el caso del reparto mensual en la red de distribución, el nivel de desagregación también será por PCTD y PCDD, permitiéndose las agrupaciones de puntos en redes malladas.

De esta forma, en el mes $m+3$, los operadores, con la información de lecturas de contadores y los procedimientos necesarios para asignar estas lecturas al mes al que corresponden (perfiles), elaborarán el reparto mensual correspondiente al mes m . Dicho reparto incluirán las correcciones de los repartos diarios del mes m que sean necesarias.

El GTS comparará, para cada usuario, el reparto $m+3$ del mes m con la suma de los repartos diarios de dicho mes m . A la diferencia entre estas dos cantidades, si existiera, se le denominará “ajuste”. El ajuste del mes m se introducirá en el reparto diario de los usuarios en el mes $m+4$, prorrateado a lo largo del mes en función del número de días del mismo. Estos ajustes corregirán las existencias de gas de partida de los usuarios. Los ajustes no se usarán para determinar penalizaciones por desbalances.

Cuando, con posterioridad a la elaboración del reparto $m+3$, se detecte un error que afecte a dicho reparto, los operadores calcularán el nuevo reparto mensual que corresponde, se lo comunicarán al GTS y a los usuarios afectados y lo compararán con el reparto $m+3$ para establecer la diferencia. La diferencia entre ambas cantidades se denominará “regularización”. Las regularizaciones servirán para corregir las existencias de gas de los usuarios en el sistema gasista y la facturación de los peajes que correspondan, y no se emplearán para determinar desbalances, ni darán lugar a la aplicación de penalizaciones por desbalances. La regularización se introducirá en el reparto mensual $m+3$ de los usuarios, en el primer mes abierto, a lo largo de dicho mes.

El reparto mensual $m+3$ se comunicará a los usuarios y al GTS a más tardar el día 24 de cada mes. Los usuarios, operadores y el GTS podrán solicitar una revisión del reparto mensual hasta el día 26 del mes. La reclamación se comunicará a todos aquellos usuarios cuyo reparto $m+3$ pueda verse afectados. Antes de la finalización del mes, los operadores revisarán el reparto $m+3$ y comunicarán el resultado de dicha revisión a todos los usuarios afectados y al GTS.

A las 24 horas del último día del mes m+3, el reparto mensual del mes m ya no podrán ser modificado.

Todos los intercambios de información necesarios para la elaboración del reparto mensual m+3 se realizarán a través del SL-ATR/SCTD.

7.5 Mejora en la calidad de los repartos y balances

Como ya se ha indicado anteriormente, la Orden Ministerial ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, introdujo, en su artículo 11, una penalización por el retraso en el envío de los datos sobre el reparto y balance diario respecto al calendario establecido en dicho artículo, que afecta tanto a los operadores de instalaciones como al GTS. Dicha penalización consiste en aplicar a la retribución de estos agentes un factor reductor, definido como:

$$P = 1 - \frac{d}{3650}$$

donde d es el número de días del año en los que no se ha transmitido la información en plazo. Esta penalización reduciría la retribución del operador/GTS en un 10% si este no entrega en plazo los repartos/balances diarios ningún día del año. La reducción del 10% es un importe considerable.

Un acceso ágil y rápido a la información sobre el reparto y balance diario no es suficiente para que los usuarios puedan atender correctamente las necesidades de gas de sus clientes y gestionar adecuadamente sus existencias. Es fundamental, además, que la información de los repartos y balances diarios sea precisa y fiable, para evitar la aplicación de penalizaciones por desbalances que no corresponden y los ajustes en los repartos y balances posteriores (con las dificultades de gestión que esto conlleva para el usuario afectado).

No obstante, a pesar de la importancia de la calidad de los repartos y balances, este aspecto no ha sido tratado hasta el momento por la regulación vigente. Por ello, se propone complementar el incentivo a la entrega de información en plazo con un nuevo incentivo adicional a la calidad de de los repartos y balances, además de reducir, en su

conjunto, la carga económica por la penalización ya establecida por la Orden ITC/3128/2011, de forma que como máximo, lo operadores perdieran un 5% de su retribución.

Así, la retribución anual de aquellos operadores que no enviaran la información de los repartos diarios (o balances diarios en el caso del GTS) en plazo, quedaría reducida por la aplicación del siguiente factor:

$$P_1 = 1 - \frac{d}{3650 \times 4} = 1 - \frac{d}{14.600}$$

siendo d el número de días del año en los que no se ha transmitido la información en plazo. Con esta penalización, el operador/GTS vería reducida su retribución un máximo del 2,5% en el caso de que no entregara a tiempo la información del reparto o balance diario ningún día del año.

Asimismo, la retribución anual de aquellos operadores donde el reparto m+3, correspondiente al mes m, de algún usuario fuera superior o inferior al 10% de la suma de los repartos diarios asignados a dicho usuario en dicho mes, quedaría reducida por la aplicación del siguiente factor, siempre que el consumo del usuario fuese superior al 5% del gas repartido:

$$P_2 = 1 - \frac{s}{120 \times 4} = 1 - \frac{s}{480}$$

siendo s el número de meses del año en los que el reparto m+3 es superior o inferior al 10% de la suma de los repartos diarios del mes m. Con esta penalización, el operador vería reducida su retribución un máximo del 2,5% en el caso de que no entregara la información con la calidad requerida ningún mes del año.

Estas penalizaciones, por incumplimiento de plazo o de calidad, se imputarían únicamente al operador responsable del incumplimiento.

Como ya se ha indicado anteriormente, deberá desarrollarse normativamente el procedimiento a seguir para la aplicación de estos incentivos.



ANEXO 1

Procedimientos auxiliares y requisitos de transparencia para la implementación del sistema de tratamiento de mermas. Propuesta de modificación de la normativa.

1. Procedimientos complementarios

Tanto el modelo a corto plazo, como el modelo a largo plazo, para el tratamiento de mermas en el sistema gasista propuestos en este informe requieren, con carácter adicional, el desarrollo en detalle de los siguientes procedimientos complementarios:

1. Procedimientos de cálculo de las mermas reales en las plantas de regasificación, en la red de transporte y en la red de distribución.
2. Procedimiento de coordinación y reparto de las mermas reconocidas y del saldo de mermas en transporte entre los transportistas.
3. Procedimientos de reparto del saldo de mermas entre usuarios en las plantas de regasificación, en la red de transporte y en la red de distribución.
4. Procedimientos de reclamación de los usuarios a los operadores por el saldo de mermas asignado.

Por otra parte, la elaboración del reparto diario n+1 y el reparto mensual m+3, así como los calendarios planteados para su elaboración, necesita de los siguientes desarrollos normativos:

1. Procedimiento de estimación y asignación de consumos diarios en el reparto n+1 para clientes sin telemedida (perfiles de consumo). Este procedimiento ya ha sido desarrollado por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS y se ha incluido en el Protocolo de Detalle de las NGTS PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)”.
2. Procedimiento que defina la metodología de estimación y asignación de consumos diarios en el reparto n+1 para clientes con telemedida. Este procedimiento ya ha sido desarrollado por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS e incluido en el Protocolo de Detalle de las NGTS, PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)”.
3. Procedimiento para la asignación de los consumos intermensuales o bimestrales leídos, a los meses a los que corresponden, para elaboración del

reparto m+3. Este procedimiento podría incluirse en el Protocolo de Detalle de las NGTS PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)”.

4. Procedimiento para la asignación de correcciones de medidas, cuando sea necesario, al mes correspondiente para la elaboración del reparto y balance m+3.
5. Procedimiento de reclamación del reparto n+1 y reparto m+3, que respetando el calendario propuesto por la CNE, detalle el contenido y formato de la información a remitir por el reclamante y a proporcionar por los operadores y el GTS en contestación a la reclamación.

2. Requisitos de transparencia

Para el empleo de los modelos de tratamiento de mermas propuestos, sería necesario que los operadores proporcionasen, con periodicidad mensual, información a los usuarios del sistema gasista, con el fin de que éstos puedan reproducir y trazar los cálculos que definen sus saldos de mermas.

Así, será labor de cada usuario comprobar que el saldo de mermas que se le ha asignado es el que corresponde conforme a los procedimientos de reparto definidos.

La siguiente figura resume la información a comunicar mensualmente por los operadores a los usuarios:

	REGASIFICACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
Nivel de desagregación	Por planta de GNL	Por red de transporte	Por PCTD/PCDD
Información a comunicar a cada usuario	<ul style="list-style-type: none"> • Mermas totales reales • Mermas totales reconocidas • Saldo de mermas total a repartir • Parámetros empleados en el reparto de saldo de mermas: valores totales de la planta y valores particulares que corresponden al usuario • Saldo de mermas asignado 	<ul style="list-style-type: none"> • Mermas totales reales • Mermas totales reconocidas • Saldo de mermas total a repartir • Parámetros empleados en el reparto de saldo de mermas: valores totales de la red y valores particulares que corresponden al usuario • Saldo de mermas asignado 	<ul style="list-style-type: none"> • Mermas totales reales • Mermas totales reconocidas • Saldo de mermas total a repartir • Parámetros empleados en el reparto de saldo de mermas: valores totales del PCTD/PCDD y valores particulares que corresponden al usuario • Saldo de mermas asignado

Figura 1: Información mensual a proporcionar por los operadores de instalaciones a los usuarios en relación con el saldo de mermas.

Para simplificar y facilitar la tarea de información, los datos referidos se proporcionarían a través del SL-ATR. Para ello, se requiere una conexión y protocolos de comunicación robustos entre los sistemas de información que manejan los titulares de instalaciones y el SL-ATR, en particular, entre el SCTD¹³ y el SL-ATR.

Asimismo, en relación con los procedimientos de reparto y balance, los operadores y el GTS deberán poner a disposición de cada agente, en el SL-ATR y en Internet si fuera necesario, toda la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo del reparto y el balance diario n+1 y del reparto mensual m+3.

Respecto al reparto diario n+1 y reparto mensual m+3, a cada usuario se le proporcionará, en cada punto de reparto, el valor total agregado de dicho punto, y el valor individual que le corresponde como usuario, de los siguientes parámetros:

- Entradas/salidas de gas a repartir. Cuando las salidas se deban a consumos, se distinguirá entre consumos teledados y no teledados. Asimismo se

¹³ Sistema de Comunicación Transporte-Distribución

indicará el valor de consumos con teled medida no disponible (y que por tanto se ha estimado)

- Perfiles y metodologías empleadas en la estimación de medidas y de consumos
- Algoritmos de reparto y asignación de entradas/emisiones y salidas/consumos
- Cualquier otra información que se precise para hacer reproducible el proceso

Además, se comunicará a cada usuario el reparto $n+1$ que le corresponde.

En cuanto al balance diario $n+1$, se comunicará a cada usuario su posición en AOC, plantas de regasificación y almacenamientos, detallando las entradas y salidas de gas las instalaciones que le corresponden, los ajustes introducidos correspondientes al balance $m+3$, así como cualquier otra información que permita al usuario reproducir el cálculo de su reparto y balance diario.

ANEXO 2

Propuesta de modificaciones normativas para la implementación del sistema de tratamiento de mermas

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE MERMAS EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN **MODIFICACIÓN DE LA ORDEN MINISTERIAL ITC/1890/2010**

Se sustituye el artículo 2 de la Orden Ministerial ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural, por la siguiente redacción, y se añade una disposición transitoria a la misma:

“Artículo 2. Mermas en plantas de regasificación

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios los operadores de las plantas de regasificación se descontarán, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en las instalaciones, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

2. Antes de la finalización del mes $m+3$, los operadores de la plantas de regasificación calcularán, para cada mes m y cada planta de la que son titulares, el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo de mermas resultante. El saldo de mermas se calculará como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los operadores repartirán entre los usuarios de cada planta el saldo de mermas del mes m , y comunicarán a cada sujeto el saldo que le corresponde, junto con la información necesaria que permita reproducir el cálculo del saldo asignado. Para todo ello, se aplicarán los protocolos de detalle de las NGTS que correspondan.

En caso de que la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes de mermas en vigor exceda las mermas reales (saldo de mermas negativo), la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes de mermas en vigor es inferior a las mermas reales (saldo de mermas positivo), la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

El exceso de gas de maniobra que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.

3. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los operadores de las plantas de regasificación calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados en las mismas, y elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las NGTS que corresponda.

4. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

5. *Teniendo en cuenta la información comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios en las plantas de regasificación, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de mayo del año siguiente. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.*

Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al operador de la instalación dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que el operador pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

6. *Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas y comunicará a los usuarios y operadores el saldo que les corresponde.*

7. *Cuando el saldo de mermas anual de una planta de regasificación sea negativo (mermas reales inferiores a mermas reconocidas), durante los 30 días posteriores a la aprobación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, a cuenta del gas de maniobra, una cantidad diaria equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario, repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión.*

Además, se valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio de referencia del gas que se establezca. La cantidad resultante será adicionada a la retribución del operador, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en el procedimiento de liquidación en curso en un pago único.

Cuando el saldo de mermas anual en una planta de regasificación sea positivo, se valorará económicamente la totalidad de dicho saldo, empleando para ello el precio de referencia del gas que se establezca. La cantidad resultante será descontada de la retribución del operador, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en el procedimiento de liquidación en curso en un pago único.

Anualmente, la Comisión Nacional de Energía, en base al informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en las plantas de regasificación, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas nuevos coeficientes de mermas reconocidas en estas instalaciones, si así lo considerase necesario.

Disposición transitoria única. *Precio a emplear en la valoración de los saldos de mermas en regasificación*

Mientras no exista un mercado organizado de gas que proporcione un precio de referencia del mismo, el precio a emplear para valorar económicamente los saldos de mermas en regasificación será el precio medio del gas de operación y gas talón del año al que corresponde el saldo.”

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE MERMAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

MODIFICACIÓN DE LA ORDEN MINISTERIAL ITC/3128/2011

Se sustituyen el artículo 5 y el artículo 11 de la Orden Ministerial ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, por las redacciones que se incluyen a continuación, y se añade un nuevo artículo 5 bis y dos disposiciones transitorias a la misma:

“Artículo 5. Mermas en la red de transporte

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista titular de un punto de entrada a la red de transporte descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

2. Antes de la finalización del mes $m+3$, los transportistas se coordinarán para calcular, para cada mes m , en el conjunto de las redes de transporte, el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo de mermas resultante, y para repartir dicho saldo entre los usuarios. El saldo de mermas se calculará como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los transportistas comunicarán mensualmente a cada sujeto el saldo que le corresponde, junto con la información necesaria que permita reproducir el cálculo del saldo asignado. Para todo ello se aplicarán los protocolos de detalle de las NGTS que correspondan.

En caso de que el saldo de mermas mensual de la red de transporte sea negativo, dicho saldo permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si fuera positivo, dicho saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

El exceso de gas de maniobra que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.

3. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los transportistas se coordinarán para establecer y comunicar a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados. Los transportistas establecerán también el saldo de mermas anual que corresponde a cada transportista, todo ello de acuerdo con los procedimientos de las NGTS que se desarrollen a tal efecto.

Asimismo, en este plazo, elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante en el conjunto de la red de transporte y en las instalaciones de cada transportista en el año natural anterior, y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las NGTS que corresponda.

4. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

5. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los transportistas, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios del sistema de transporte y el reparto entre transportistas. El Gestor elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de mayo del año siguiente. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará a los transportistas dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que éstos puedan corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

6. Antes del 1 de junio de cada año el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas y comunicará a los usuarios y operadores el saldo que les corresponde.

7. Cuando el saldo anual de mermas en el conjunto de las redes de transporte sea negativo (mermas reales inferiores a mermas reconocidas), durante los 30 días posteriores a la aprobación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la red de transporte, a cuenta del gas de maniobra, una cantidad de gas diaria equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario, repartida proporcionalmente en los días del mes, en el AOC.

Cuando el saldo de mermas anual de un transportista sea negativo se valorará económicamente la mitad de dicho saldo, empleando para ello el precio de referencia del gas que se establezca. La cantidad resultante incrementará la retribución del transportista, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en el procedimiento de liquidación en curso en un pago único. En caso de que el saldo de mermas anual de un transportista sea positivo, se valorará económicamente la totalidad de dicho saldo, empleando para ello el precio de referencia del gas que se establezca. La cantidad resultante se descontará de la retribución del transportista, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en el procedimiento de liquidación en curso en un pago único.

Anualmente, la Comisión Nacional de Energía, en base al informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en la red de transporte, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en transporte, si así lo considerase necesario.

Artículo 5 bis. Mermas en la red de distribución

1. Antes de la finalización del mes $m+3$, los distribuidores calcularán, para cada mes m y por PCTD/PCDD, el gas correspondiente a las mermas reconocidas en sus redes, las mermas reales producidas en las mismas y el saldo de mermas resultante. El saldo de mermas se calculará como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los distribuidores comunicarán a los usuarios el saldo de mermas del mes m que les corresponde en cada

PCTD/PCDD, junto con la información necesaria que permita reproducir el cálculo del saldo asignado. Para todo ello se aplicarán los protocolos de detalle de las NGTS que correspondan.

3. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los distribuidores calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año natural anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados para el conjunto de sus redes, y elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las NGTS que corresponda.

4. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

5. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios en las redes de distribución, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de mayo del año siguiente. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al distribuidor dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que éste pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados

6. Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas y comunicará a los usuarios y operadores el saldo que les corresponde.

7. En un plazo de 30 días posteriores a la aprobación de los saldos de mermas, el distribuidor abonará a aquellos usuarios que presenten, en el conjunto de sus redes, un saldo de mermas anual positivo (mermas reales superiores a las mermas reconocidas), la cantidad que resulte de valorar dicho saldo al precio de referencia que se establezca.

Igualmente, los usuarios que presenten, en el conjunto de las redes de un distribuidor, un saldo de mermas anual negativo (mermas reales inferiores a las mermas reconocidas), abonarán al mismo la cantidad que resulte de valorar su saldo al precio de referencia que se establezca.

En el caso de que un distribuidor presente, en el conjunto de sus redes, un saldo de mermas negativo (mermas reales inferiores a las mermas reconocidas), el distribuidor recibirá de los usuarios con saldo de mermas negativo en su consunto sólo la mitad de la cantidad que resulte de valorar el saldo del distribuidor al precio de referencia que se establezca. La otra mitad será repartida entre todos los usuarios, en función del consumo de cada uno en las redes del distribuidor.

En caso de retrasos en el abono de las cantidades correspondientes, se devengarán intereses de demora equivalentes al Euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago incrementado en dos puntos.

Los ingresos o costes de los distribuidores que resulten de la compensación del saldo de mermas de sus redes no serán considerados ingresos o costes liquidables a efectos del sistema retributivo.

Anualmente, la Comisión Nacional de Energía, en base al informe de Gestor Técnico del Sistema, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en la red de distribución, si así lo considera necesario.

Artículo 11. Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día «n+1»

1. Los responsables del reparto proporcionarán al operador situado aguas arriba, al Gestor Técnico del Sistema y a cada usuario, mediante medios telemáticos, la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones en el día de gas, antes de las ocho horas y media siguientes al cierre del día de gas.

Para ello, se desarrollará un procedimiento único y común para cada tipo de instalación del sistema gasista. El procedimiento a aplicar para el reparto en las redes de distribución tendrá en cuenta los consumos teledados y perfiles de consumo. Dichos procedimientos serán públicos y transparentes, y tendrán el grado de detalle suficiente de forma que permita la trazabilidad de los repartos por parte de los usuarios del sistema.

2. El Gestor Técnico del Sistema, antes de las doce horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, pondrá de forma accesible, para el conjunto de los usuarios, la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas, y, para cada usuario, el balance del día de gas que le corresponde, que incluirá el nivel de existencias del usuario en las instalaciones, las entradas de gas a la red de transporte y el consumo de sus clientes.

3. Todos los procedimientos para la realización de los repartos y balances de los usuarios del sistema gasistas serán públicos y estarán recogidos en los correspondientes protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sobre infracciones graves y muy graves, en el caso de que los operadores de instalaciones del sistema gasista o el Gestor Técnico del Sistema no envíen los datos sobre el reparto y balance del día de gas en los plazos establecidos, se aplicará a la retribución reconocida a la empresa del año en curso y a los efectos del procedimiento de liquidaciones el siguiente factor:

$$P = 1-d/14.600$$

Donde «d» es el número de días del año anterior en los que la empresa no ha transmitido la información en plazo.

El responsable del reparto y el Gestor Técnico del Sistema podrán quedar exentos de ingresar al sistema la cantidad así calculada siempre que se demuestre que el retraso en el envío de la información sobre el balance del día de gas es atribuible a retrasos en el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con el reparto y balance de otro operador. La penalización se aplicará a la retribución del operador responsable del retraso.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 4 de este artículo, en el caso de que el reparto m+3 del mes m correspondiente a algún usuario sea superior o inferior al 10% de la suma de los repartos diarios asignados a dicho usuario en el mes m, siempre que el consumo

asignado al usuario sea superior al 5% del consumo total repartido, se aplicará a la retribución reconocida del operador responsable del año en curso y a los efectos del procedimiento de liquidaciones, el siguiente factor:

$$P = 1-s/480$$

Donde «s» es el número de meses del año anterior en los que el reparto del mes m del usuario ha sido superior o inferior al 10% de la suma de los repartos diarios asignados a dicho usuario en el mes m.

El responsable del reparto quedará exento de ingresar al sistema la cantidad así calculada siempre que demuestre que la diferencia entre el reparto m+3 del mes m y la suma de los repartos diarios de dicho mes es atribuible a defectos en la información proporcionada por otro operador para elaborar el reparto. La penalización se aplicará a la retribución del operador responsable de la diferencia.

6. En un plazo de seis meses a contar desde la entrada en vigor de esta Orden, el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista enviará, a la Dirección General de Política energética y Minas, una propuesta con los protocolos de detalle necesarios para la implementación de lo dispuesto en el presente artículo.

7. En un plazo de nueve meses a contar desde la entrada en vigor de esta Orden, se aprobarán los desarrollos normativos necesarios que permitan la supervisión del cumplimiento de las obligaciones definidas en los apartados 1 y 2 de este artículo y establezcan el procedimiento detallado para la aplicación, determinación e ingreso al sistema gasista de las penalizaciones definidas en los apartados 4 y 5 de este artículo.”

Disposición transitoria tercera. Precio a emplear en la valoración de los saldos de mermas en transporte

Mientras no exista un mercado organizado de gas que proporcione un precio de referencia del mismo, el precio a emplear para valorar económicamente los saldos de mermas en transporte será el precio medio del gas de operación y gas talón del año al que corresponde el saldo.

Disposición transitoria cuarta. Periodo transitorio para el cálculo del saldo de mermas en distribución

Con el fin de homogenizar el marco temporal del sistema de tratamiento de mermas en distribución, la primera aplicación del procedimiento para el cálculo del saldo de mermas en las redes de distribución que establece la presente Orden Ministerial se realizará para el periodo comprendido entre junio y diciembre del mismo año. ”

NGTS-06 “REPARTO”

MODIFICACIÓN DE LA ORDEN MINISTERIAL ITC/3126/2005

Se modifica la Norma NGTS-06 “Repartos”, aprobada por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, de 17 de noviembre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista:

NGTS-06 “Reparto”

6.1 Condiciones generales

6.1.1 Definiciones

6.1.1.1 Reparto: *proceso de asignación del gas que transita a través de las infraestructuras a los usuarios de las mismas. Este proceso será realizado en los puntos de reparto que se definan por el responsable del reparto, mediante la aplicación de los procedimientos de reparto correspondientes y bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.*

Los repartos se clasifican en:

- *Reparto diario del día de gas (reparto $n+1$): realizado en el día posterior al día de gas (día $n+1$), asigna a los usuarios el gas transitado correspondiente al día de gas (día n).*
- *Reparto mensual del mes m (reparto $m+3$): realizado en el mes $m+3$, una vez se dispongan de lecturas de los contadores domésticos; asigna a los usuarios el gas transitado en el mes m .*

El reparto diario y el reparto mensual se consideran:

- *Provisionales: cuando todavía no ha finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones*
- *Finales: una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones.*

6.1.1.2 Ajustes: *cantidad de gas a incrementar o detraer en el reparto diario como consecuencia de la diferencia entre el reparto mensual $m+3$ final y la suma de los repartos diarios finales correspondientes al mes m*

6.1.1.3 Regularizaciones: *cantidad de gas a incrementar o detraer en el reparto mensual $m+3$ como consecuencia de errores detectados en repartos mensuales finales de meses anteriores.*

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 conexión con gasoductos internacionales (PCI)*
- *Puntos de conexión de gasoductos de transporte con almacenamientos (PCA)*
- *Puntos de conexión de gasoductos de transporte con yacimientos (PCY) e inyección de biogás.*
- *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 de la medida del gas transitado

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

- *En puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución (PCTD) la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.*
- *En puntos de conexión entre gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT) la medida del gas transitado será responsabilidad del transportista que entrega el gas, salvo que exista otro acuerdo entre las partes. Además, en los casos en que la unidad de medida del transportista que entrega el gas no esté disponible, podrá utilizarse la unidad de medida del otro transportista.*
- *En puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD) la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.*
- *En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD) la medida del gas transitado será responsabilidad del transportista, salvo que exista otro acuerdo entre las partes. Además, en los casos en que la unidad de medida del transportista no esté disponible, podrá utilizarse la unidad de medida del consumidor.*
- *En puntos de descarga/carga de buques (PCDB) y puntos de carga de cisternas en plantas de regasificación (PSAT), la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la planta de regasificación donde ha tenido lugar la carga/descarga.*

El Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web, y mantendrá actualizado, un listado indicando el responsable de la medida del gas transitado en cada uno de los puntos de conexión del sistema gasista.

El responsable de la medida facilitará al responsable del reparto la cantidad a repartir cuando ambos agentes no sean el mismo sujeto.

6.1.4 Responsables del reparto

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

- *En puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución (PCTD) el responsable de reparto será el titular de la red de distribución.*
- *En puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD) el responsable del reparto será el titular de la red situada aguas abajo.*
- *En puntos de conexión entre gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT) y en los puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI), el responsable del reparto se acordará entre los transportistas interconectados.*

- *En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD) el responsable del reparto será el transportista.*
- *En puntos de descarga/carga de buques (PCDB) y puntos de carga de cisternas en plantas de regasificación (PSAT), el responsable del reparto será el titular de la planta de regasificación donde ha tenido lugar la carga/descarga.*
- *En puntos de conexión de gasoductos de transporte con los almacenamientos subterráneos básicos (PCA) el responsable del reparto será el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con los operadores de los almacenamientos subterráneos.*

El Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web, y mantendrá actualizado, un listado de todos los puntos de conexión del sistema donde debe realizarse un reparto, indicando el agente responsable de dicho reparto.

6.1.5 Procedimientos de reparto

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

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

6.2 Criterios generales para la elaboración del reparto.

El reparto será comunicado por el responsable del reparto con el detalle indicado en el apartado 6.7 y en los plazos establecidos en el apartado 6.6. Todos los envíos de información y la comunicación del reparto a los usuarios se realizarán a través de los sistemas SL-ATR / SCTD.

Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida enviará en los plazos establecidos al responsable de elaborar el reparto la cantidad a repartir. El responsable del reparto asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.

Cuando un punto de reparto esté conectado en cascada a otro punto de reparto, la cantidad a repartir en ese punto será la medida neta, esto es, el gas transitado menos la cantidad entregada en el punto de reparto situado aguas abajo.

6.2.1 Repartos en puntos de entrada a la red de transporte (PCI, PCA, PCY y PCPR)

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

6.2.1.1 Reparto diario $n+1$. *El reparto diario se realizará sobre la base de la nominación/renombración del usuario declarada viable por el operador de las instalaciones y por el Gestor Técnico del Sistema.*

El reparto diario podrá incluir Ajustes correspondientes a meses anteriores, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.7..

El reparto diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.1.2 Reparto mensual $m+3$. *El reparto mensual del mes m se realizará en el mes $m+3$ sobre la base de las nominaciones/renombraciones diarias del mes m declaradas viables por el operador de las instalaciones y por el Gestor Técnico del Sistema.*

El reparto mensual podrá incluir Regularizaciones de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.8.

El reparto mensual podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.2 Repartos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución y de redes de distribución de diferentes titulares (PCTD y PCDD)

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.

Para la realización del reparto, los consumidores se clasificarán en:

- *Consumidores tipo 1 telemedidos: consumidores con telemedida*
- *Consumidores tipo 1 no telemedidos; consumidores sin telemedida con lectura de consumo mensual realizada a fin de mes*
- *Consumidores tipo 2: resto de consumidores*

Los distribuidores elaborarán, publicarán y mantendrán actualizados perfiles de consumo de los clientes tipo 1 telemedidos, clientes tipo 1 no telemedidos y tipo 2, de manera que cada perfil sea característico de la forma y volumen de consumo de los clientes a los que representa, de acuerdo con los principios definidos en el protocolo de detalle PD-02.

Asimismo, los distribuidores elaborarán, publicarán y mantendrán actualizados perfiles que proporcionan la distribución al mes de consumo de las lecturas de contadores, de acuerdo con los principios definidos en el protocolo de detalle correspondiente.

6.2.2.1 Reparto diario $n+1$. *Se repartirá la medida de los puntos de entrega transporte – distribución y distribución-distribución. El responsable del reparto asignará el total de la cantidad medida en el PCTD y PCDD a todos los usuarios. El reparto se realizará en base al consumo diario que corresponde a cada usuario.*

El reparto diario podrá incluir Ajustes correspondientes a meses anteriores, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.7..

El reparto diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.2.3 Reparto mensual $m+3$. *El reparto mensual del mes m se realizará en el mes $m+3$, una vez se disponga de lecturas de los contadores domésticos. Se repartirá la medida de los puntos de entrega transporte-distribución y distribución-distribución del mes m , en base a los consumos asignados al mes después de las lecturas de contadores.*

El reparto mensual podrá incluir Regularizaciones de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.8.

El reparto mensual podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

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

Se realizarán conforme a lo establecido en el Protocolo de Detalle PD-12.

6.2.3.1 Reparto diario $n+1$. *El reparto diario se realizará entre aquellas comercializadoras que tengan contrato de acceso en vigor en la planta de carga.*

Si no se dispone de los datos consolidados de carga de cisternas, el titular de la planta elaborará los repartos de acuerdo con los datos de pedidos de los comercializadores/distribuidores que cargen/descargen cisternas en dicha planta.

El reparto diario podrá incluir Ajustes correspondientes a meses anteriores, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.7..

El reparto diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.3.3 Reparto mensual $m+3$. *El reparto mensual del mes m se realizará en el mes $m+3$.*

El reparto mensual podrá incluir Regularizaciones de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.8.

El reparto mensual podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.4 Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD)

El responsable del reparto identificará a través del SI-ATR a los usuarios afectados por el reparto en cada PCLD, así como el criterio de reparto libremente acordado por los usuarios.

6.2.4.1 Reparto diario $n+1$. *Se repartirá la cantidad correspondiente a la medida en el punto de conexión.*

El reparto diario podrá incluir Ajustes correspondientes a meses anteriores, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.7..

El reparto diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.4.3 Reparto mensual $m+3$. *El reparto mensual del mes m se realizará en el mes $m+3$.*

El reparto mensual podrá incluir Regularizaciones de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.8.

El reparto mensual podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.5 Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT)

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

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

En el caso de existir dos gasoductos de transporte interconectados por más de un punto de conexión, se agregarán las medidas correspondientes en un único punto de interconexión.

Se asignará a cada usuario a través del PCTT las cantidades que le hubieran sido asignadas en los puntos de entrada de esa red de transporte, menos las mermas en vigor retenidas por el transportista primario, si resultasen de aplicación, y menos las cantidades que le hubieran sido asignadas en los puntos de salida de esa red (PCTDs, PCDDs y PCLDs)

6.2.5.1 Reparto diario $n+1$. *Se realizará a partir de los datos del reparto diario $n+1$ asignado en los puntos de entrada y salida de la red de transporte respecto a la cual se realizan los cálculos.*

6.2.5.3 Reparto mensual $m+3$. *Se realizará a partir de los datos del reparto mensual $m+3$ asignado en los puntos de entrada y salida de la red de transporte respecto a la cual se realizan los cálculos.*

6.2.6 Repartos en puntos de descarga/carga de buques (PCDB)

Cuando el buque sea compartido por varios usuarios, con suficiente antelación al inicio de la operación de descarga/carga del buque, los usuarios afectados comunicarán el criterio de reparto libremente acordado a través del SL-ATR.

Dicho criterio deberá asegurar el reparto completo de las cantidades medidas en términos energéticos, debiendo definir siempre un comercializador a resto.

El responsable de reparto asignará la medida física diaria descargada/cargada con la mejor información de que disponga, en los plazos establecidos.

6.2.6.1. Reparto diario $n+1$. *El cálculo de la energía neta cargada/descargada se realizará de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-05. En caso de que no se disponga del cálculo en los términos anteriores, la cantidad a introducir por el responsable en el SL-ATR se obtendrá con la mejor información disponible de entre las siguientes:*

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

En el caso de las cargas, los datos introducidos en el SLATR serán: la cantidad de GNL cargado y el total de mermas asociado a la operación de carga calculado de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-05. En caso de que no se disponga de este cálculo, el responsable introducirá en el SL-ATR los datos calculados con la mejor información disponible de entre las siguientes:

- Cálculo teniendo en cuenta datos estimados por la terminal, tanto para el volumen cargado, como para la calidad del GNL.*
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen cargado y una calidad del GNL estimada por la terminal.*
- Datos de la cantidad bruta cargada y una estimación de mermas.*

El reparto diario podrá incluir Ajustes correspondientes a meses anteriores, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.7..

El reparto diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.6.2. Reparto mensual $m+3$. *Se realizará para cada mes m , en el mes $m+3$, y una vez se disponga del cálculo de la energía descargada/cargada.*

El reparto mensual podrá incluir Regularizaciones de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.2.8..

El reparto mensual podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente y según los plazos establecidos en el apartado 6.4.

6.2.7 Cálculo y asignación de Ajustes

En el mes $m+3$, una vez disponible el reparto mensual final del mes m de cada usuario, el responsable del reparto calculará los Ajustes que corresponden a cada usuario como la diferencia, positiva o negativa, entre el reparto mensual final $m+3$ y la suma de los repartos diarios finales de ese mismo mes asignados al usuario.

Los Ajustes así calculados, si existieran, se introducirán en el reparto diario $n+1$ del usuario en el mes $m+4$, porrateado a lo largo del mes.

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

Tal acuerdo será comunicado por el usuario cesante al responsable de reparto. En este caso, el responsable de reparto, en el envío al SL-ATR del reparto mensual $m+3$, enviará la siguiente información:

- *Reparto consolidado del usuario cesante.*
- *Usuarios sobre los que aplicarán los ajustes derivados.*

6.2.8 Revisiones del reparto $m+3$ final y asignación de Regularizaciones

Cuando, con posterioridad a la elaboración del reparto $m+3$ final, se detecte un error que afecte a dicho reparto, los responsables del reparto calcularán el nuevo reparto mensual que corresponde para cada usuario, y lo compararán con el reparto $m+3$ final de los mismos para establecer la diferencia.

Esta diferencia, que podrá ser positiva o negativa, se imputará a los repartos mensuales de los usuarios afectados en el primer reparto mensual $m+3$ que todavía sea provisional, con una comunicación a los afectados con 10 días de antelación.

Si un usuario tuviese Regularizaciones pendientes de asignación pero no va a continuar teniendo reparto, podrá acordar con otro usuario que sea el reparto diario de éste último sobre los que se apliquen dichas Regularizaciones.

Tal acuerdo será comunicado por el usuario cesante al responsable de reparto. En este caso, el responsable de reparto, en el envío al SL-ATR del reparto mensual $m+3$, enviará la siguiente información:

- *Reparto consolidado del usuario cesante.*

- *Usuario sobre el que aplicarán las regularizaciones derivadas.*

6.3 Procedimiento de cuadro excepcional del reparto

6.3.1 Reparto diario $n+1$

Cada responsable de reparto repartirá la totalidad de la cantidad medida por el responsable de la medida del gas transitado. No obstante, si con carácter excepcional la cantidad repartida por un responsable de reparto no coincidiese con la cantidad a repartir que registra el SL-ATR, el Gestor Técnico del Sistema podrá utilizar un procedimiento de cuadro para su coincidencia.

El procedimiento de cuadro en puntos de conexión transporte-distribución y distribución-distribución se realizará conforme a lo establecido en el Protocolo de Detalle PD-02. En el resto de puntos de reparto, el SL-ATR repartirá la cantidad registrada en el SL-ATR de forma proporcional a las cantidades asignadas inicialmente por el responsable de reparto.

En el SL-ATR quedarán identificados aquellos repartos diarios que hayan sido sometidos a un proceso de cuadro.

6.3.2 Reparto mensual $m+3$

En el mes $m+3$, los responsables de reparto repartirán la suma de las cantidades diarias que corresponden al mes m enviadas por el responsable de la medida del gas transitado. Si con carácter excepcional la cantidad repartida no coincide con la cantidad a repartir registrada en el SL-ATR, el Gestor Técnico del Sistema procederá a rechazar el reparto mensual y así lo informará al responsable del mismo para que éste corrija el reparto mensual.

Se procederá de la misma forma si la suma de regularizaciones de repartos mensuales de un periodo no coincide con la regularización del gas medido en el mismo periodo.

6.4 Plazos

6.4.1 Reparto diario $n+1$

La elaboración del reparto diario seguirá el siguiente calendario:

- *Antes de las 5 horas posteriores al cierre del día de gas n , los responsables de la medida facilitarán, a través del SL-ATR, la medida correspondiente al día n a los operadores que la necesiten para poder realizar el reparto (envío de ficheros de mensajería de emisiones al SL-ATR).*
- *Antes de las 6 horas posteriores al cierre del día de gas n , los responsables de realizar el reparto recibirán las medidas a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las cantidades a repartir).*
- *Antes de las 8 horas posteriores al cierre del día de gas n , los responsables del reparto comunicarán al GTS los repartos correspondientes al día n en sus instalaciones (envío de ficheros de mensajería de cantidades repartidas al SL-ATR)*
- *Antes de las 8 horas y media posteriores al cierre del día de gas n , los responsables del reparto comunicarán a través del SL-ATR la información sobre el reparto.*
- *Antes de las 9 horas y tres cuartos posteriores al cierre del día de gas n , los usuarios, el Gestor Técnico del Sistema o los operadores podrán solicitar la revisión del reparto diario $n+1$.*

- *Antes de las 11 horas posteriores al cierre del día de gas n , los responsables del reparto revisarán y calcularán de nuevo el reparto del día n , si fuera necesario, comunicando a través del SL-TR el resultado de dicha revisión.*
- *Antes de las 12 horas posteriores al día de gas n los responsables del reparto publicarán el reparto diario en el SL-ATR.*

La solicitud de la revisión del reparto diario será comunicada de forma automática al GTS y a todos los usuarios cuyo reparto diario pueda verse afectado. Igualmente, se comunicará el resultado de la revisión a los mismos.

6.4.2 Reparto mensual $m+3$

El reparto mensual $m+3$ correspondiente al mes m se comunicará a los usuarios a más tardar el día 24 del mes $m+3$. Los usuarios, operadores y el GTS podrán solicitar una revisión del reparto mensual del mes m hasta el día 26 del mes $m+3$. La reclamación se comunicará al GTS y a todos aquellos usuarios cuyo reparto $m+3$ pueda verse afectado. Antes de las 24:00 h del último día del mes, los responsables del reparto revisarán el reparto y comunicarán, a través del SL-ATR, el resultado de dicha revisión al GTS y a todos los usuarios afectados.

6.5 Publicación de información sobre repartos

Los responsables del reparto y el GTS deberán poner a disposición de cada agente, en el SL-ATR/SCTD, según corresponda, la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo del reparto diario $n+1$ y del reparto mensual $m+3$.

Para ello, se proporcionará a los usuarios a través de Internet la siguiente información que corresponde a cada punto de reparto:

- *Cantidad total de gas a repartir. Cuando el reparto se realice en base a los consumos, se proporcionará el valor total del consumo (y las mermas reconocidas correspondientes) distinguiendo entre consumos teledidos y no teledidos. Además, se indicará de forma agregada el valor estimado para aquellos consumos teledidos con teledida no disponible.*
- *Perfiles de consumo unitarios empleados para la estimación de consumos tipo 2.*
- *Regularizaciones que afectan al reparto*

Asimismo, cada usuario tendrá acceso a través del SL-ATR a la siguiente información individual que le corresponde como usuario en cada punto de reparto:

- *Cantidad de gas que le ha sido asignada en el reparto. Cuando el reparto se realice en base a los consumos, se indicará el consumo que corresponde al usuario (y las mermas reconocidas correspondientes) distinguiendo entre consumos teledidos. Además, se indicará de forma agregada el valor estimado para aquellos consumos de ssu clientes tipo 1 con teledida no disponible.*
- *Ajustes y Regularizaciones que le corresponden*
- *Cualquier otra información que se precise para hacer reproducible el proceso*

NGTS-07 “BALANCE”

MODIFICACIÓN DE LA ORDEN MINISTERIAL ITC/3126/2005

Se modifica la Norma NGTS-07 “Repartos”, aprobada por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, de 17 de noviembre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista:

NGTS-07 “Balance”

7.1. Conceptos generales.

7.1.1. Balances físicos por instalación

Los operadores del sistema gasista deberán realizar periódicamente balances físicos del gas que transita por sus instalaciones. Los balances físicos servirán de instrumento para:

- *Garantizar la correcta operación de los sistemas.*
- *Controlar y minimizar el volumen de las mermas asociadas a los procesos de medición.*

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.

7.1.2. Balances periódicos individuales

El Gestor Técnico del Sistema realizará balances diarios 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 del SL-ATR.

El balance diario individualizado (balance $n+1$) se elaborará de forma diaria para cada usuario con la información de los repartos diarios $n+1$ 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 $n+1$ tendrá el siguiente desglose:

- *Balance diario del almacenamiento operativo comercial en la red de gasoductos, que indicará, como mínimo, el movimiento de gas natural (GN) en del sistema de transporte y las existencias en gasoducto en kWh.*
- *Balance diario en plantas de regasificación, que indicará, como mínimo, el movimiento de GNL y GN en plantas de regasificación, expresado en kWh para cada una de las*

instalaciones en las que opere el sujeto en cuestión y sus existencias en dichas instalaciones.

- *Balance diario en almacenamientos subterráneos, indicando las cantidades inyectadas, extraídas y las existencias en dichas instalaciones en kWh.*

El balance diario n+1 se considerará:

- *Provisional: cuando todavía no ha finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones*
- *Final: una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones.*

7.2. Balance diario

El balance diario se elaborará para cada día de gas. Antes de las 12 horas posteriores al día de gas el Gestor Técnico del Sistema publicará el balance diario en el SL-ATR.

La información de los repartos diarios será el punto de partida para la elaboración del balance diario.

Para cada uno de los usuarios, el Gestor Técnico del Sistema cuantificará y pondrá a disposición, en su caso, los siguientes extremos:

1. *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), en función de los datos disponibles de las entradas, salidas, 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 responsables del reparto, estableciéndose el correspondiente balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

$$\text{Existencias Iniciales} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Existencias Finales} + \text{Intercambios} = 0$$

Las entradas se calcularán, una vez descontadas las mermas reconocidas de la energía descargada en planta, como la suma de las cantidades asignadas al usuario como descarga de GNL en cada planta. Las salidas se obtendrán como la suma de las cantidades regasificadas, establecidas en función de la nominación efectuada, de las cantidades efectivamente entregadas en forma de GNL y de las cargas de buques efectuadas.

Las existencias finales determinan la cantidad de gas propiedad del usuario 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.

2. *Balance diario del almacenamiento operativo comercial en la red de gasoductos: 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 por tipo de instalación en la red de transporte, incluyendo mermas 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:

$$\text{Existencias Iniciales} + \text{Entradas} - \text{Mermas} - \text{Salidas} - \text{Existencias Finales} + \text{Intercambios} = 0$$

Las entradas se calcularán, una vez descontadas las mermas reconocidas, como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, almacenamientos, yacimientos, inyección de biogás y conexiones internacionales. Las salidas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de salida de la red de transporte a través de conexiones internacionales, almacenamientos, redes de distribución y líneas directas.

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

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.

- 3. 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 e intercambios entre sujetos.*

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR y serán aportados a éste por los responsables del reparto, estableciéndose el correspondiente balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

$$\text{Existencias Iniciales} + \text{Entradas} - \text{Mermas} - \text{Salidas} - \text{Existencias Finales} + \text{Intercambios} = 0$$

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.

El balance diario podrá ser reclamado por los usuarios de acuerdo con el procedimiento definido en el protocolo de detalle correspondiente.

7.3 Publicación de información sobre el balance

El GTS deberá poner a disposición de cada usuario, en el SL-ATR, toda la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo del balance $n+1$.

Para ello, a cada usuario se le proporcionará, en las plantas de regasificación, la red de transporte y los almacenamientos subterráneos, el valor total agregado, y el valor individual que le corresponde como usuario, del balance diario, distinguiendo los ajustes que les afectan, y cualquier otra información que se precise para hacer reproducible el proceso.

ANEXO 3

Comentarios de los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos