

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROTOCOLOS DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD) Y PUNTOS DE CONEXIÓN DISTRIBUCIÓN-DISTRIBUCIÓN (PCDD)” Y PD-17 “PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DE GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE” DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Expediente núm. INF/DE/092/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 20 de septiembre de 2018

En el ejercicio de la función establecida en el apartado 35 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se modifican los protocolos de detalle PD-02 “Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD) y Puntos de Conexión Distribución-Distribución (PCDD)” y PD-17 “Provisión de Información sobre el Balance de Gas en las Redes De Transporte” de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

1. Antecedentes

En fecha 6 de julio de 2017, el Presidente del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) y sus Protocolos, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) una propuesta de modificación de los Protocolos de Detalle PD-02 y PD-17. Debe destacarse que esta propuesta fue aprobada por el citado

Grupo de Trabajo en la reunión de fecha 13 de junio de 2017, por unanimidad de votos de los agentes presentes.

En fecha 10 de mayo de 2018, tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) solicitud de informe de la DGPEyM sobre la propuesta de Resolución que aprueba las modificaciones de los citados protocolos.

2. Objeto

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta de Resolución, remitida por la DGPEyM para informe preceptivo de la CNMC, por la cual se aprueba la modificación de los protocolos de detalle PD-17 y PD-02.

3. Normativa aplicable

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

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

La citada Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, en la Norma NGTS-12, apartado 12.2, establece la creación de un Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las normas responsable de la presentación para su aprobación por la DGPEyM, de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión del sistema gasista.

4. Descripción de la Propuesta de Resolución de la DGPEyM

En lo que se refiere al Protocolo PD-02, la propuesta de Resolución afecta solo al apartado 1.5 del mismo. En él se detalla la información que debe comunicar el distribuidor al Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (en adelante, SL-ATR) en relación con el reparto diario provisional.

En el listado de información de este apartado, la propuesta de Resolución incluye la obligación de aportar, también en los puntos de conexión distribución-distribución (en adelante, PCDD), la información que actualmente se facilita en los puntos de conexión transporte-distribución (en adelante PCTD). Además, el distribuidor deberá facilitar a cada comercializador un inventario del número total de clientes no telemedidos en cada punto de conexión, desglosado por tipo de peaje.

En el Protocolo PD-17, la propuesta de Resolución realiza cambios en los apartados 4 y 5, que describen la información a intercambiar por los agentes antes y durante el día de gas respectivamente, añadiendo información a facilitar a los usuarios de la red de transporte e incrementando su nivel de desagregación.

Así, en ambos apartados se añade la obligación de emplear, como modelo de red para determinar los puntos PCTD y PCDD sobre los que debe proporcionarse la información, el modelo utilizado en el Protocolo PD-02.

Adicionalmente, en el apartado 5, la propuesta de Resolución exige que la estimación de consumos no telemedidos se dé con el mismo nivel de desagregación con el que se facilita el reparto diario provisional, descrito en el apartado PD-02. También deberán facilitarse los datos de emisiones acumuladas en los puntos de inyección de biogás de la red de distribución (en adelante, PPBD) y el consumo total telemedido acumulado por punto de conexión y por código universal de punto de suministro (en adelante, CUPS), distinguiendo entre consumo real y consumo estimado.

5. Comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos

La Propuesta de Resolución remitida por la DGPEyM ha sido enviada para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos en fecha 16 de mayo de 2018, habiéndose recibido comentarios de Enagás GTS, Endesa, Shell España, Nedgia Redes Distribución de Gas, S.A., la Generalitat de Catalunya y el Consejo de Consumidores y Usuarios.

Mientras que dos agentes no tienen observaciones a la Propuesta, el resto realizan los comentarios que se resumen a continuación.

5.1. Comentarios generales a la propuesta de Resolución

Una empresa comenta que la definición de los puntos PPBD se encuentra en otras Normas y Protocolos aún en trámite de aprobación; explica que, de no aprobarse esta normativa con antelación, los puntos PPBD deben definirse en los Protocolos que ahora se modifican.

Asimismo, el mismo agente añade que las modificaciones propuestas suponen principalmente la incorporación de un mayor nivel de detalle en la información

aportada por los distribuidores, lo que requiere la automatización de los procesos para poder cumplir con el detalle y plazos propuestos. En consecuencia, solicita que se contemple un plazo de al menos seis meses para realizar los desarrollos en los sistemas informáticos necesarios.

5.2. Comentarios concretos sobre la modificación del Protocolo PD-02

En cuanto al contenido del Protocolo PD-02, las principales consideraciones son las siguientes:

- Dos sujetos señalan que el Grupo de Trabajo de las NGTS propuso que se facilitara, en el sistema de comunicación transporte-distribución (en adelante, SCTD), un inventario del número total de clientes desglosado por PCTD/PCDD, y no solo el desglose de los clientes no teledidos, como refleja la propuesta de Resolución.
- Dos empresas hacen referencia a la necesidad de añadir el código del municipio en la información facilitada, para permitir a los usuarios contrastar el inventario de clientes de peajes 3.1, 3.2 y 3.3 usado por el distribuidor para realizar el reparto.
- Un agente corrige una errata de duplicidad de redacción en un párrafo.

5.2. Comentarios concretos sobre la modificación del Protocolo PD-17

Sobre la modificación del Protocolo PD-17 se ha remitido un único comentario, que se refiere a la necesidad de eliminar un párrafo por encontrarse duplicado.

6. Consideraciones de la CNMC

6.1. Fecha de efectos

La propuesta de Resolución contempla la fecha en que la misma surtirá efecto en su resolución Tercero:

“Tercero. La presente resolución surtirá efecto el día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

Como se ha indicado anteriormente, la propuesta modifica apartados de los Protocolos PD-02 y PD-17 añadiendo información a facilitar a los usuarios e incrementando el nivel de desagregación de la misma. En el caso concreto del PD-17, la información correspondiente al día de gas “d” debe facilitarse a los usuarios, tanto en el día de gas anterior “d-1”, como en dos ocasiones durante el día de gas “d”. La información a facilitar consiste en estimaciones de demanda no teledida desagregada por tipo de cliente y el consumo teledido por CUPS. Además, debe facilitarse la emisión acumulada en los nuevos puntos de conexión PPBD.

Para poder cumplir con esta obligación es necesario introducir modificaciones en los sistemas informáticos, tanto en los de los operadores, como en los de los usuarios, que permitan recoger, tratar, transmitir y visualizar la información con el detalle requerido y en los plazos establecidos.

Por eso, y en línea con los comentarios remitidos por una empresa, se propone conceder un plazo de tiempo (seis meses) para la adecuación de los sistemas informáticos, antes de la entrada en vigor de los cambios propuestos. Ello implicaría escribir el resuelve Tercero como se expone a continuación:

“Tercero. La presente resolución surtirá efecto a los seis meses a contar desde el día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado””.

Téngase en cuenta, con respecto al efecto diferido de la resolución, que las anteriores Resoluciones de 23 de diciembre de 2015, de modificación del protocolo de detalle PD-02 y de aprobación del protocolo de detalle PD-17, establecieron su fecha de efectos en los cinco meses posteriores a su publicación oficial, en ambos casos¹.

6.1. Sobre la modificación del Protocolo PD-02

La CNMC valora positivamente los cambios introducidos en el Protocolo PD-02, pues amplían la información facilitada a los usuarios sobre el reparto diario provisional, que les ayuda a comprobar el reparto asignado y detectar errores, así como a identificar mejoras en la gestión de sus consumos y en la previsión de su demanda.

No obstante, para cumplir estos objetivos, la información que requieren los comercializadores sobre los clientes que son suministrados desde un punto de conexión PCTD o PCDD es el desglose de todos los clientes, y no solo de los clientes no telemedidos, como señala la propuesta de Resolución. Así lo afirman las observaciones realizadas por dos agentes durante el trámite de consulta pública, y así se observa en la propuesta de modificación normativa aprobada por unanimidad y remitida por el Grupo de Trabajo de las NGTS a la DGPEyM.

Además, hay que tener en cuenta que el propio párrafo donde se especifica la necesidad de un inventario de clientes “no telemedidos” continúa su redacción exponiendo que, en concreto, se pondrá a disposición de los usuarios un listado con determinados datos según sean clientes tipo 1 o clientes tipo 2. Esta redacción resulta incoherente si se tiene en cuenta que dentro de la categoría de

¹ Apartado segundo de la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-02 “Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD) y en puntos de Conexión Distribución-Distribución (PCDD)” y de la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-17 “Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte” (BOE nº 313, de 31 de diciembre de 2015).

clientes tipo 1 están los clientes telemedidos. Por tanto, el inventario requerido no podría referirse exclusivamente a clientes “no telemedidos”.

Por tanto, se propone modificar el siguiente párrafo del apartado 1.5 del PD-02 de la propuesta de Resolución, conforme a la siguiente redacción:

“El distribuidor mantendrá disponible en el SCTD para cada comercializador un inventario del número de clientes ~~no telemedidos~~ desglosado por punto de conexión (PCTD/PCDD), peaje y zona climática. Concretamente, cada día pondrá a disposición de los usuarios:

Para los clientes TIPO 1:

[...]

Para los clientes Tipo 2:

[...]”

6.2. Sobre la modificación del Protocolo PD-17

La CNMC también considera adecuadas las modificaciones introducidas por la propuesta de Resolución en el Protocolo PD-17, pues los cambios introducidos detallan en mayor grado la información facilitada a los usuarios sobre su demanda en el día de gas, lo que les permite una mejor gestión de sus existencias y le facilita que mantengan su posición de balance en la red de transporte y distribución. En consecuencia, la CNMC no tiene observaciones al respecto.

7. Sobre las competencias del regulador

Las NGTS tienen por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todas las instalaciones gasistas. De esta forma, contienen una serie de procedimientos y reglas para la gestión y coordinación del sistema gasista que aplican únicamente al GTS, a los titulares de instalaciones, a los sujetos que acceden dichas instalaciones y a los propios consumidores.

Las NGTS son normas que han requerido y requerirán su revisión en un futuro próximo, debido a que tras la aprobación del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento y el Consejo Europeo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, deben aprobarse doce códigos de red², los cuales establecerán normas comunes sobre:

²En la actualidad ya están aprobados los mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales, incorporados como Anexo I al Reglamento 715/2009; el código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad, aprobado mediante Reglamento (UE) nº 984/2013, que completa al Reglamento anterior; el código de red de balance incorporado al reglamento europeo el 26 de marzo de 2015; el código de red de interoperabilidad e intercambio de información de 1 de mayo de 2015; y los recientes códigos de red de tarifas y de capacidad incremental aprobado el 17 de marzo de 2017. Tanto el Reglamento 715/2009 como los códigos

1. Seguridad y fiabilidad de la red
2. Conexión a la red
3. Acceso de terceros
4. Intercambio de datos y liquidación
5. Interoperabilidad
6. Procedimientos operativos en casos de emergencia
7. Asignación de capacidad y gestión de congestiones
8. Transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de la red
9. Transparencia
10. Balance, incluidas las normas relativas a los procedimientos de nominación, tarifas de balance y balance operativo entre gestores de redes de transporte
11. Eficiencia energética
12. Estructuras tarifarias de transporte armonizadas

En la medida en que la propuesta de Resolución propone la modificación de normativa técnica de las NGTS, convendría realizar una revisión en profundidad del proceso de elaboración de las NGTS.

Actualmente, la propuesta de Normas y Protocolos de las NGTS es realizada por el Grupo de Trabajo de las NGTS, cuyo presidente es el propio GTS, mientras que el puesto de Secretario del Grupo es desempeñado por un representante de la CNMC. El resto de componentes del Grupo está formado por representantes del GTS, transportistas, distribuidores, comercializadoras, consumidores, CORES, Ministerio para la Transición Ecológica y CNMC. Tanto los representantes del Ministerio, como los de CORES y CNMC, no tienen derecho a voto. En este sentido, parece claramente mejorable la propia estructura organizativa de dicho Grupo.

En concreto, resulta incoherente la aprobación de propuestas normativas cuyo objeto es establecer la regulación técnica del sistema gasista mediante un grupo de trabajo cuyo presidente proviene de una empresa regulada (el GTS), en lugar de estar presidido el grupo por el regulador nacional independiente.

Asimismo, el hecho de que las propuestas de regulación se realicen en el seno del Grupo de Trabajo, y se voten en el mismo, constituye una suerte de autorregulación de las empresas reguladas. La posterior realización del informe

de red aprobados hasta la fecha asignan competencias específicas a las autoridades reguladoras. Es preciso resaltar que, una vez aprobados los códigos europeos, no es necesaria su transposición a la normativa nacional para su aplicación, aunque algunos de ellos requieran adaptación interna de la normativa nacional para la necesaria coherencia en su aplicación.

preceptivo por la CNMC, así como la aprobación última del Ministerio, aunque mejora el proceso, no parece que lo configure de manera idónea a criterio de esta Sala.

Por otra parte, resulta poco operativo que, después de aprobar la CNMC determinados aspectos, como pueden ser la metodología de balance o la asignación de capacidad en interconexiones, los detalles operativos de estos aspectos queden a la espera de la aprobación por parte del Ministerio, a través de las NGTS.

De hecho, esta incoherencia del proceso queda mejor reflejada si se compara con el sistema de aprobación de los códigos de red europeos. Cada año la Comisión Europea (EC) elabora la lista de prioridades en el desarrollo de los códigos de red europeos. A continuación, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (ACER) establece unas directrices marco sobre el contenido mínimo de los códigos y el grado de armonización exigido en los mismos. Después, la red europea de gestores de redes de transporte de gas (ENTSO) elabora el código en base a estas directrices y ACER, posteriormente, comprueba que el código de ENTSOG se adecua a estas directrices. La siguiente figura esquematiza los pasos a seguir en el proceso de aprobación de los códigos de red europeos.

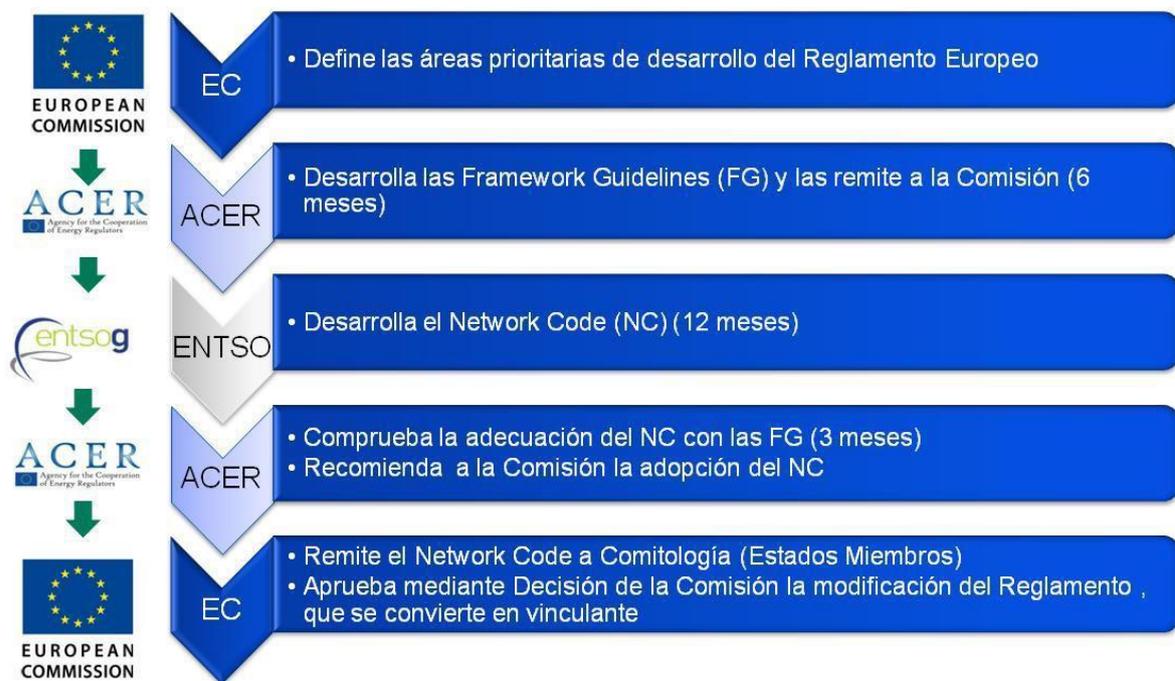


Figura. Pasos seguidos en la elaboración de los códigos de red gasista europeos.

En este sentido, se propone establecer un procedimiento de revisión y actualización de las NGTS similar al usado para el desarrollo de los códigos de red en Europa, donde se defina previamente un plan de actuación que

establezca las áreas prioritarias de modificación de las NGTS y los principios generales que deben seguir, todo ello en línea con los códigos europeos.

Asimismo, podría valorarse la reconfiguración del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las NGTS, asimilándolo al propio ENTSOG (es decir, sin participación de la administración) para que posteriormente, en aplicación del artículo 24³ del Reglamento 715/2009, la CNMC pudiera garantizar la adaptación de la norma a las áreas prioritarias y a los reglamentos.

Una alternativa a este planteamiento sería que los desarrollos técnicos no previstos en metodologías del regulador o en códigos de red se aprobasen, no por el Ministerio, sino por los propios operadores. En este caso, Enagás, como GTS, en colaboración con el mercado, sería el encargado de aprobar y publicar las normas. A modo de ejemplo, en Alemania e Inglaterra, las normas de gestión técnica son elaboradas por los operadores de las redes, en colaboración con el mercado y publicadas por ellos mismos. En estos casos, la función del regulador al respecto es la supervisión ex post del proceso y de la norma resultante, pudiendo solicitar la modificación y corrección a los operadores cuando considera que no cumple los objetivos de desarrollo del libre mercado y la competencia. De esta forma, se puede también agilizar la publicación y aplicación de la norma.

A la vista de las consideraciones expuestas, cabría abrir un proceso de reflexión sobre el procedimiento más idóneo para la aprobación de las NGTS, con el objeto de determinar la autoridad o entidad que se halla mejor situada para la adopción de tal normativa técnica y operativa. Sería aconsejable que la CNMC dispusiera de capacidad regulatoria para dictar normas de detalle técnico y operativo que desarrollen las metodologías para cuya aprobación está facultada. Lo anterior no impediría que el Ministerio pudiera aprobar las NGTS en materias relativas al correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y a la garantía de la calidad y seguridad del suministro de gas natural que sean ajenas a las establecidas en el Derecho de la Unión Europea a favor del regulador nacional independiente o previstas en códigos de red.

En este sentido, es preciso resaltar que, de conformidad con el artículo 42, apartado 6, letra a) de la Directiva 2009/73/CE (y en el mismo sentido artículo 37, apartado 6, letra a) de la Directiva 2009/72/CE, para el sector eléctrico), corresponde a la CNMC la competencia para fijar o aprobar, como mínimo, las metodologías utilizadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y de acceso a las redes nacionales y las instalaciones de gas natural licuado.

³ “Artículo 24. Autoridades reguladoras.

En el ejercicio de las atribuciones que les confiere el presente Reglamento, las autoridades reguladoras de los estados miembros garantizarán el cumplimiento del mismo y de las directrices adoptadas de conformidad con el artículo 23.

Siempre que sea necesario, cooperarán entre sí, con la Comisión y la Agencia en cumplimiento del capítulo VIII de la Directiva 2009/73/CE.”

*“6. Las autoridades reguladoras se encargarán de fijar o aprobar, con la suficiente antelación respecto de su entrada en vigor, como mínimo las metodologías utilizadas para calcular o establecer las condiciones para:
a) La conexión y el acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución, así como las condiciones y tarifas para el acceso a las instalaciones de GNL. Estas tarifas o metodologías permitirán realizar las inversiones necesarias en las redes e instalaciones de GNL de forma que quede garantizada la viabilidad de las redes e instalaciones de GNL; [...]”*

Por tanto, correspondería al regulador nacional independiente, esto es, a la CNMC, establecer las metodologías de acceso y su normativa de desarrollo, en concreto, las Normas y Protocolos de las NGTS afectadas.

La agilización del mecanismo de elaboración de las NGTS y su aprobación por la CNMC favorecería el correcto funcionamiento y operación del sistema gasista.

8. Conclusiones y recomendaciones

Sin perjuicio de las consideraciones efectuadas en el apartado 7 de este informe, sobre la competencia del regulador, la CNMC informa positivamente la propuesta de Resolución de la DGPEyM que modifica los Protocolos PD-02 y PD-17 de las NGTS, ya que amplían la información facilitada a los usuarios sobre el reparto diario provisional y su demanda en el día de gas, lo que les ayuda a comprobar el reparto asignado y a mantener su posición de balance en la red de transporte y distribución.

Sin embargo, conforme a los comentarios realizados por el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, se estima conveniente:

- Diferir la fecha de efecto a los seis meses posteriores a la fecha de publicación de la Resolución, con el fin de permitir la adecuación de los sistemas informáticos de los agentes a las obligaciones contenidas en la misma.
- En el Protocolo PD-02, incluir un inventario de todos los clientes suministrados en un mismo PCTD/PCDD, y no solo de los clientes no teledidos, como indica la propuesta de Resolución.

ANEXO

**CAMBIOS PROPUESTOS EN LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN DE LA
DGPEyM POR LA QUE SE POR LA QUE SE MODIFICAN LOS
PROTOCOLOS DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN
PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD) Y PUNTOS
DE CONEXIÓN DISTRIBUCIÓN-DISTRIBUCIÓN (PCDD)” Y PD-17
“PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DE GAS EN LAS
REDES DE TRANSPORTE” DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL
SISTEMA GASISTA**

RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS, POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROTOCOLOS DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD) Y PUNTOS DE CONEXIÓN DISTRIBUCIÓN- DISTRIBUCIÓN (PCDD)” Y PD-17 “PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DE GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE” DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, desarrolla las líneas básicas que deben contener las normas de gestión técnica del sistema de gas natural y en su artículo 13.1 estableció que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de normas de gestión técnica del sistema, que elevará al Ministro para su aprobación o modificación.

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

En virtud de ello, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó la Resolución de 4 de julio de 2008, que reemplazó el Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimiento de reparto en PCTD y PCDD”, aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, ~~de la,~~ por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Posteriormente, fue modificado por las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas de 30 de abril de 2013, 23 de diciembre de 2015 y 4 de mayo de 2016.

Por su parte, el Protocolo de Detalle PD-17 “Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte” fue aprobado mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 23 de diciembre de 2015.

La citada Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, en la Norma de Gestión Técnica NGTS- 12, apartado 12.2, establece la creación de un Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas, responsable de la presentación para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión del sistema gasista.

Asimismo, dicha Orden, en su disposición final segunda, autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar las normas de gestión técnica del sistema de gas natural, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con base en lo anterior, el Presidente del citado **g**Grupo de **t**Trabajo ha enviado el 6 de julio de 2017 a la Dirección General de Política Energética y Minas propuesta de modificación de los referidos protocolos con el fin de mejorar la información que los distribuidores han proporcionar a los comercializadores en relación a los repartos diarios en los puntos de conexión.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta resolución ha sido objeto del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Sala de Supervisión Regulatoria el XXX **que**, para cuya elaboración, ha realizado el correspondiente trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero. Se modifica el apartado 1.5 del protocolo de detalle PD-02: “Procedimiento de reparto en PCTD y PCDD” de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista que pasa a tener la redacción que se recoge en el anexo I.

Segundo. Se modifica el protocolo de detalle PD-17: “Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte” de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, que pasa a tener la redacción que se recoge en el anexo II.

Tercero. La presente resolución surtirá efecto a los seis meses a contar desde el día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

Madrid,

LA DIRECTORA GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

ANEXO I

PROTOCOLO DE DETALLE PD-02

PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD) Y PUNTOS DE CONEXIÓN DISTRIBUCIÓN-DISTRIBUCIÓN (PCDD)

[...]

1.5 Envío de la información del reparto diario provisional.

El reparto diario se enviará por el distribuidor al SL-ATR con el detalle que se indica a continuación, por PCTD/PCDD, comercializador y cliente directo a mercado, y día:

- Código distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de gas.
- Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.
- Revisado: S/N.
- Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.
- Saldo de Mermas por PCTD/PCDD (total y asignado al usuario correspondiente) y su porcentaje sobre el total de emisión.
- Valor agregado de consumos con telemida disponible (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos telemidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos no telemidos estimados Tipo 1 (total y asignado al usuario correspondiente), distinguiendo entre consumos con peaje 3.4 y consumos con peaje distinto al peaje 3.4.
- Valor agregado de consumos no telemidos estimados Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados.

- Valor agregado de Revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).
- ~~Valor agregado de Revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).~~
- Valor agregado del Reparto diario provisional incluyendo saldo de mermas y revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).

Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto diario provisional sean trazables por el usuario estará disponible en el SL-ATR.

El distribuidor mantendrá disponible en el SCTD para cada comercializador un inventario del número de clientes ~~no telemedidos~~ desglosado por punto de conexión (PCTD/PCDD), peaje y zona climática. Concretamente, cada día pondrá a disposición de los usuarios:

Para los clientes Tipo 1:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- CUPS.
- Consumo diario en kWh.
- Tipo de Consumo: Real, Estimado, Estimado Comercializador; No Telemedido.
- Fecha y hora de publicación.

Para los clientes Tipo 2:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.

- Grupo de Peaje: según codificación SL-ATR.
- Número de consumidores.
- Consumo diario en kWh.
- Fecha y hora de publicación.

Esta información se publicará para todos los PCTD/PCDD en los que el usuario tenga puntos de suministro de cada una de las tipologías. Además del dato asociado a cada usuario se aportará a éstos el número total de clientes por peaje correspondiente a cada punto de conexión.

En caso de disconformidad por parte de un usuario respecto al reparto agrupado de sus clientes de Tipo 2, el distribuidor estará obligado a remitir la información utilizada para realizar el cálculo.

[...]

ANEXO I

PROTOCOLO DE DETALLE PD-17

PROCEDIMIENTO DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DE GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE

1. Objeto

El presente protocolo de detalle establece los flujos de información entre los diferentes sujetos del sistema gasista con el fin de dar cumplimiento al apartado decimosexto, «Información a facilitar a los usuarios» de la Circular 2/2015 de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

2. Entidad encargada de las previsiones

El Gestor Técnico del Sistema será el encargado de proporcionar a los usuarios la mejor información disponible que exista en relación con su balance, antes del día de gas, durante el día de gas y después del día de gas. Toda la información respecto al balance de los usuarios se proporcionará a través del Sistema Logístico de Acceso a Terceros a la Red (SL-ATR) del Gestor Técnico del Sistema. Los distribuidores y transportistas serán los responsables de realizar la previsión diaria e intradiaria de las salidas del sistema gasista de transporte y distribución telemidas y no telemidas por comercializador y punto de conexión.

3. Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos aquellos sujetos que intervienen en el sistema gasista y que están obligados, según establece la citada circular, bien a facilitar información a otros sujetos, o bien a ser receptores de dicha información. Por tanto, este protocolo es de aplicación a:

- Usuarios (comercializadores y consumidores directos en mercado).
- Distribuidores.
- Transportistas.
- GTS.

4. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d+1»

Se definen los siguientes flujos de comunicación en el día «d» de información del día de gas «d+1»:

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas correspondientes al día de gas «d+1», según el algoritmo de cálculo establecido en el protocolo de detalle PD-02, con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas «d+1».
- Antes de las 12:00h, los distribuidores enviarán, al SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, para el día de gas «d+1», con desglose de consumo teledorado y no teledorado, de los consumidores suministrados en sus redes, por usuario y punto de conexión transporte-distribución (PCTD) o punto de conexión distribución-distribución (PCDD). El algoritmo de cálculo de esta previsión será el definido en el protocolo de detalle PD-02. Igualmente, antes de las 12h, los transportistas enviarán al SL-ATR, la previsión de demanda de sus salidas por punto de conexión por línea directa (PCLD) para el día «d+1» por usuario.
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición del sector una actualización de la previsión de demanda global del sistema para el día de gas «d+1».
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición, a través del SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR, para el día de gas «d+1» con desglose de consumo teledorado y no teledorado, para cada usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD).

El modelo de red de los puntos de conexión PCTD/PCDD y PCLD empleado para la provisión de información detallada en el presente protocolo, será el modelo de red utilizado para la elaboración de los repartos diarios provisionales definidos en el protocolo de detalle PD-02.

5. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d» (intradiarios)

Se definen los siguientes flujos de comunicación en el día «d» para el propio día de gas «d»:

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición de los distribuidores, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el PD-02, correspondientes al día de gas «d», según el algoritmo de cálculo establecido en el mencionado protocolo.
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el propio día de gas «d».

– Antes de las 13:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas «d» por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02. La información de estimación de los consumos no teledorados será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teledorado Tipo 1 con peaje 3.4, no teledorado Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teledorado de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con teledorada desglosadas por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). Adicionalmente, se facilitará un desglose de esta información por código universal de punto de suministro (CUPS). En el caso de no disponer de la teledorada, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 indicando, en cada caso, que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD.

– Antes de las 14:00h, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR:

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas «d» para cada usuario desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD). La información de estimación de los consumos no teledorados será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teledorado Tipo 1 con peaje 3.4, no teledorado Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teledorado de los consumidores suministrados por el usuario, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con teledorada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. Esta información se facilitará por CUPS, indicando en cada caso si el consumo es real o estimado.

c) El consumo total telemedido, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con telemedida por punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado.

d) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.

– Antes de las 14:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución que corresponde a cada usuario, en kWh.

– Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión actualizada de demanda global del Sistema para el propio día de gas «d».

– Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, una actualización de los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el PD-02, correspondientes al día de gas «d», según el algoritmo de cálculo establecido en el mencionado protocolo de detalle.

– Antes de las 20:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no telemedida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas «d» por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02. La información de estimación de los consumos no telemedidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no telemedido Tipo 1 con peaje 3.4, no telemedido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo telemedido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de aquellas salidas con telemedida desglosada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). Adicionalmente, se facilitará un desglose de esta información por código universal de punto de suministro (CUPS). En el caso de no disponer de la telemedida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 e indicando, en cada caso, que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD.

– Antes de las 21:00h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por los distribuidores y transportistas al SL- ATR:

~~Antes de las 21:00h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por los distribuidores y transportistas al SL-ATR:~~

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas «d» para cada usuario desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD). La información de estimación de los consumos no teledorados será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teledorado Tipo 1 con peaje 3.4, no teledorado Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teledorado de los consumidores suministrados por el usuario, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teledorada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. Esta información se facilitará por CUPS así desglosada, indicando en cada caso si el consumo es real o estimado.

c) El consumo total teledorado, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teledorada por punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado.

d) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.

– Antes de las 21:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución correspondiente a cada usuario, en kWh.

El modelo de red de los puntos de conexión PCTD/PCDD y PCLD empleado para la provisión de información detallada en el presente protocolo, será el modelo de red utilizado para la elaboración de los repartos diarios provisionales definidos en el protocolo de detalle PD-02.

6. Indicadores.

Los indicadores de calidad que permiten verificar la correcta aplicación de los algoritmos de cálculo requeridos en este Protocolo, así como el cumplimiento de los tiempos de envío de la información por parte de distribuidores, transportistas y GTS, se encuentran definidos en el Anexo.