

**ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE MODIFICAN LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA NGTS-06, NGTS-07 Y LOS PROTOCOLOS DE DETALLE PD-01 Y PD-02**

Expediente INF/DE/151/17

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup> 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 5 de octubre de 2017

De acuerdo con la función establecida en el artículo 5 (apartados 2.a y 3) en relación con 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, emite el siguiente informe:

**1. Antecedentes**

El artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, conforme a la redacción dada por el artículo 7 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas Urgentes de intensificación de la Competencia en mercados de bienes y servicios, dispone que “El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema”.

En fecha 5 de abril de 2017, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM) recibió, del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las NGTS y sus Protocolos, una propuesta de modificación del apartado 5.2 “Especificaciones de calidad del gas” del Protocolo PD-01 “Medición, calidad y odorización de gas” y otra propuesta de modificación de las Normas NGTS-06 “Reparto”, NGTS-07 “Balance” y del Protocolo PD-02 “Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)”, en relación con la incorporación de un nuevo

punto de conexión de plantas de producción de biogás con gasoducto de distribución (PPBD).

Finalmente, en fecha 26 de junio, tuvo entrada en el registro de la CNMC solicitud de informe de la DGPEM sobre la propuesta de Resolución que modifica las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-6, NGTS-7 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02; dicha propuesta de Resolución fue remitida telemáticamente al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) en fecha 26 de junio.

### 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<sup>1</sup>, para su aprobación o modificación.

En cumplimiento de lo anterior, el entonces Ministro de Industria, Turismo y Comercio<sup>1</sup> 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 DGPEM 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 Orden ITC/3126/2005, en la Norma NGTS-12, apartado 12.2, establece la creación de un Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las NGTS, responsable de la presentación, para su aprobación por la DGPEM, 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 DGPEM

El artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece en su apartado 3: *“Las normas establecidas en relación con el gas natural serán también de aplicación, de manera no discriminatoria, al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella. A estos efectos se establecerán los requisitos de composición de estos gases al objeto de garantizar la seguridad de las personas, instalaciones y equipos de consumo así como la correcta conservación de los mismos.”*

---

<sup>1</sup> Actualmente, Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Para dar cumplimiento a este artículo es necesario realizar ciertos cambios en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-6, NGTS-7 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02.

#### **4.1. Modificación de la Norma NGTS-6**

La propuesta de Resolución modifica el apartado 6.1.2 “Puntos de reparto”, introduciendo la figura del punto de conexión de plantas de producción de biogás con gasoducto de distribución (en adelante, PPBD), como punto de conexión del sistema gasista.

En el apartado 6.1.3 “Responsables de la medida del gas transitado”, estipula que la responsabilidad de la medida del gas introducido en la red de distribución desde el PPBD recae en el distribuidor.

En el apartado 6.1.4 “Responsables del reparto”, determina que la responsabilidad de realizar el reparto del gas transitado en el PPBD recae en el titular de la red de distribución.

Además, inserta en el epígrafe 6.2 “Procedimiento de reparto”, un nuevo apartado, el apartado 6.2.4 “Repartos en los puntos de conexión de producción de biogás con redes de distribución (PPBD), donde se le asigna una entrada al Punto Virtual de Balance (en adelante, PVB) a los usuarios del punto PPBD y se define la metodología de reparto, emisión y asignación, así como la implementación en el sistema SL-ATR<sup>2</sup> del procedimiento necesario a tal efecto.

Finalmente, se modifica el apartado 6.4.3 “Reparto m+3” y 6.4.4 “Reparto m+15”, recogiendo también el reparto en los PPBD.

#### **4.2. Modificación de la Norma NGTS-7**

La propuesta de Resolución modifica el apartado 7.1.2.4 “Balance en la red de distribución”, dando cabida al PPBD como entrada en el conjunto del balance.

Asimismo, introduce en el apartado 7.1.3 “Calendario para la comunicación de medidas” los PPBD, a efectos de comunicación de las medidas en los puntos de reparto y existencias en la red, al igual que en otros puntos del sistema.

Para terminar, añade en los apartados 7.2.3.1 “Balance diario provisional d+1”, 7.2.3.2 “Balance diario final provisional m+3” y 7.2.3.3 “Balance diario final definitivo m+15”, los PPBD como entradas al PVB.

#### **4.3. Modificación del Protocolo PD-01**

---

<sup>2</sup> Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red

En el Protocolo PD-01, la propuesta de Resolución modifica las especificaciones de calidad del gas introducido en el sistema gasista procedente de fuentes no convencionales, eliminando el porcentaje mínimo de metano, el porcentaje máximo de CO<sub>2</sub> y la cantidad máxima inyectada de biogás por hora, así como elevando la proporción máxima de O<sub>2</sub> de 0,3 mol % hasta 1 mol%.

#### 4.4. Modificación del Protocolo PD-02

La propuesta de Resolución modifica el apartado 1.1 “Reparto de las emisiones en los puntos de conexión en transporte y distribución”, introduciendo un procedimiento en el SL-ATR<sup>2</sup> sobre máxima emisión previsible de biogás (transitoriamente, mientras se actualizan los sistemas para dar cabida al PPBD) y la iteración de información con respecto a las emisiones y los repartos, introduciendo en los mismos a los PPBD.

### 5. Comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos

La Propuesta de Resolución remitida por la DGPEM fue enviada para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos en fecha 26 de junio de 2017, habiéndose recibido observaciones de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** considera en general positiva la propuesta de Resolución, si bien realiza ciertas apreciaciones en relación a los peajes de acceso y solicita incentivos al gas renovable y que se modifique el concepto de biogás por el más genérico de gas no convencional para dar cabida a otros tipos de gases.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** solicita se incluya un párrafo al final del apartado 5.2 del PD-01 en relación al punto en el que se mide la calidad del gas en caso de que se inyecte el gas a través de una estación de regulación y medida.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** propone de nuevo el cambio en el PD-02, punto 2.3 del anexo 3, sobre el cálculo del reparto. Dicha propuesta ya fue objeto de análisis en el informe INF/DE/021/17.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** únicamente señala la errata, ya señalada en informes anteriores en relación con la modificación del PD-02, en la tabla de grados del apartado b.1. Si la temperatura máxima está por encima de 15° se divide entre dos la temperatura media.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** si bien está de acuerdo con la propuesta de Resolución, realiza comentarios respecto del distinto trato que recibe el biogás según se inyecte en transporte y en distribución, en referencia a la contratación, los peajes de acceso y las mermas retenidas, proponiendo la modificación de la NGTS-7 con respecto a las mermas y la

NGTS-6 con respecto a los repartos.

## 6. Consideraciones de la Sala

### 6.1. Sobre la modificación de la Norma NGTS-6

Como ya se ha indicado, la propuesta de Resolución modifica varios apartados de la NGTS-06 para introducir la figura del punto PPBD como punto del sistema gasista en el que debe haber una medida y hacerse un reparto, asignando funciones y responsabilidades.

En este sentido, se considera adecuado que se establezcan procedimientos similares a los aplicados al resto de puntos de las redes de transporte y distribución.

Únicamente, se propone que, en el apartado 6.1.3 “Responsables de la medida del gas transitado”, donde se estipula que la responsabilidad de la medida del gas introducido en la red de distribución desde PPBD recaiga en el distribuidor, se mantenga la posibilidad de que recayera la responsabilidad en otro sujeto si existe acuerdo entre las partes. De esta manera se haría semejante a los puntos de conexión de las redes de transporte con la red de distribución (en adelante PCDD) y a los puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (en adelante PCTD).

### 6.2. Sobre la modificación de la Norma NGTS-7

Al igual que con los cambios propuestos para la NGTS-06, las modificaciones en la NGTS-07 tienen como fin dar cabida al PPBD como punto del sistema en el que debe realizarse un balance y que constituye a su vez un punto de entrada de gas para el balance en el PVB, dándoles el mismo trato que a los demás puntos de la red.

En consecuencia, parecen adecuados los cambios propuestos en relación con la NGTS-7.

### 6.3. Sobre la modificación del Protocolo PD-01

Una vez analizada la modificación propuesta por la DGPEM y los comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos con respecto al Protocolo PD-01, en relación a las especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el sistema gasista, se realizan las siguientes consideraciones.

Se entiende que la eliminación de las especificaciones referentes al metano, en la tabla de especificaciones de la calidad del gas procedente de fuentes no convencionales, es una errata, debiendo quedar como hasta ahora:

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH <sub>4</sub> )	Mol %	95	-

Además, si bien se considera necesario modificar ciertos aspectos del PD-01 para adecuarlo al artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, para que las normas establecidas en relación con el gas natural sean también de aplicación, de manera no discriminatoria, al biogás, se debe tener en cuenta las siguientes apreciaciones:

La modificación de los rangos admisibles en la inyección de gas al sistema gasista en cuanto a la calidad del gas para incluir el biogás, si bien están en consonancia con el incremento del uso de energías renovables promovido por la UE y desarrollado en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 y la optimización de los recursos disponibles, puede producir diversos problemas que deben ser tenidos en consideración para la seguridad de los equipos y las personas.

La diferencia en la composición del biogás puede suponer un problema no valorado para equipos y personas cuyos consumos están más próximos al PPBD, ya que, aunque el gas introducido en la red se mezclase con el gas de otras fuentes reduciendo la proporción de O<sub>2</sub> a niveles prácticamente iguales a los actuales, los puntos de suministro próximos al PPBD podrían tener una proporción de O<sub>2</sub> más elevada, al no haber podido mezclarse lo suficiente con el conjunto del gas natural del sistema. En consecuencia, habría que analizar dichos casos, en previsión de posibles daños en los equipos y riesgo en la seguridad de las personas.

Aun teniendo en consideración dichas apreciaciones, se considera necesario mantener la limitación del contenido de CO<sub>2</sub> en el gas inyectado como hasta ahora, así como un volumen de inyección de biogás máximo por hora a cuantificar por un estudio al efecto; al igual que sucedía hasta ahora en la inyección en la red troncal.

En este sentido, la Propuesta de Resolución no justifica la eliminación de las limitaciones de la proporción máxima de CO<sub>2</sub>, con los correspondientes estudios técnicos, ni del volumen máximo de inyección de biogás, limitaciones que sí venían recogidas en la propuesta del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

Asimismo, se considera adecuado introducir el comentario realizado por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** en relación con la inyección de biogás desde una estación de regulación y medida. En este sentido, se propone incorporar, con relación al Resuelve Cuarto de la Propuesta de la DGPEM, que:

*“En aquellos casos en los que la inyección del biogás se realice a través de una estación de regulación y medida, se considerará, de cara al cumplimiento de las exigencias en materia de calidad del gas, las características del gas en el punto de salida de la citada estación de regulación y medida.”*



Vistas estas apreciaciones, y observando que no se dispone de los análisis técnicos acerca de si la especificación de calidad del gas que se propone para el biogás, distinta a la exigible al gas natural, no supone riesgo ni consecuencia perniciosa para su utilización en el sistema gasista se propone mantener los límites recogidos en la propuesta del Grupo de Trabajo remitida a la DGPEM, hasta que se disponga de los estudios correspondientes que garanticen la inocuidad de su uso.

En consecuencia, tal como propuso el grupo de modificación de las normas de gestión técnica del sistema se propone, en relación con las especificaciones de calidad del gas, sustituir el párrafo relativo al contenido en O<sub>2</sub> del biogás de la propuesta, por su redacción original:

**a) Inyección en redes con presión superior a 16 bar.**

En el caso del biogás, se aceptará la inyección de biogás en las redes con presión superior a 16 bar con un contenido de O<sub>2</sub> hasta el 0,3 mol% siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO<sub>2</sub> no deberá superar en ningún momento el 2 MOL%.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).
3. El volumen de inyección de biogás en la red de transporte troncal nunca excederá de 5.000 m<sup>3</sup>/h (en condiciones de referencia). Para un volúmenes mayores y en todo caso para el resto de puntos de entrada al sistema de transporte-distribución con presión superior a 16 bar, el volumen máximo de inyección de biogás se determinará para caso concreto en función de la calidad y el volumen de gas vehiculado de la red a la que se conecte, por el titular de la misma y se comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, al GTS y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

**b) Inyección en redes con presión inferior o igual a 16 bar.**

En caso del biogás, se aceptará la inyección de biogás en la red con contenido de O<sub>2</sub> hasta 1 mol% siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO<sub>2</sub> no deberá superar en ningún momento el 2 mol%.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C)."

## 6.4. Sobre la modificación del Protocolo PD-02

Una vez analizada la propuesta de modificación sobre el reparto de las emisiones en los puntos de conexión en transporte y distribución y los comentarios del CCH, parece adecuado el procedimiento transitorio de reparto en tanto se ajustan los sistemas informáticos para dar cabida al PPBD, dándole el mismo trato que a los PCTD y PCDD, teniendo en cuenta las entradas del PPBD en la elaboración de dichos repartos.

## 6.5 Sobre las competencias del regulador

Como ya puso de manifiesto esta Sala en su informe de 1 de junio del presente año (INF/DE/021/17), 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 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 red<sup>3</sup>, los cuales establecerán normas comunes sobre:

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

---

<sup>3</sup> En la actualidad ya están aprobados los mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales, incorporados como Anexo I al Reglamento 715/2009<sup>3</sup>; el código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad, aprobado mediante Reglamento (UE) nº 984/2013, que completa al Reglamento anterior<sup>3</sup>; el código de red de balance<sup>3</sup> 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 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



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 normas de gestión técnica, convendría realizar una revisión en profundidad del proceso de elaboración de las normas de gestión técnica gasista.

Actualmente, la propuesta de normas se realiza por el Grupo de Trabajo, cuyo presidente es el propio GTS y 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, MINETAD y CNMC. Tanto los representantes del Ministerio como los de CORES y CNMC no tienen derecho a voto. Independientemente de las consideraciones previas de la CNMC vertidas en su informe de febrero de 2014 acerca de la representatividad de los agentes del sistema en el Grupo de Trabajo, parece claramente mejorable la propia estructura organizativa de dicho Grupo.

En este sentido, resulta incoherente la aprobación de normas cuyo objeto es establecer la regulación técnica del sistema gasista mediante un grupo de trabajo cuyo presidente es el de una empresa regulada (el GTS) en lugar del regulador.

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 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 Comisión.

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 éstas 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 elabora la lista de prioridades en el desarrollo de los códigos. 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, ENTSOG 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.

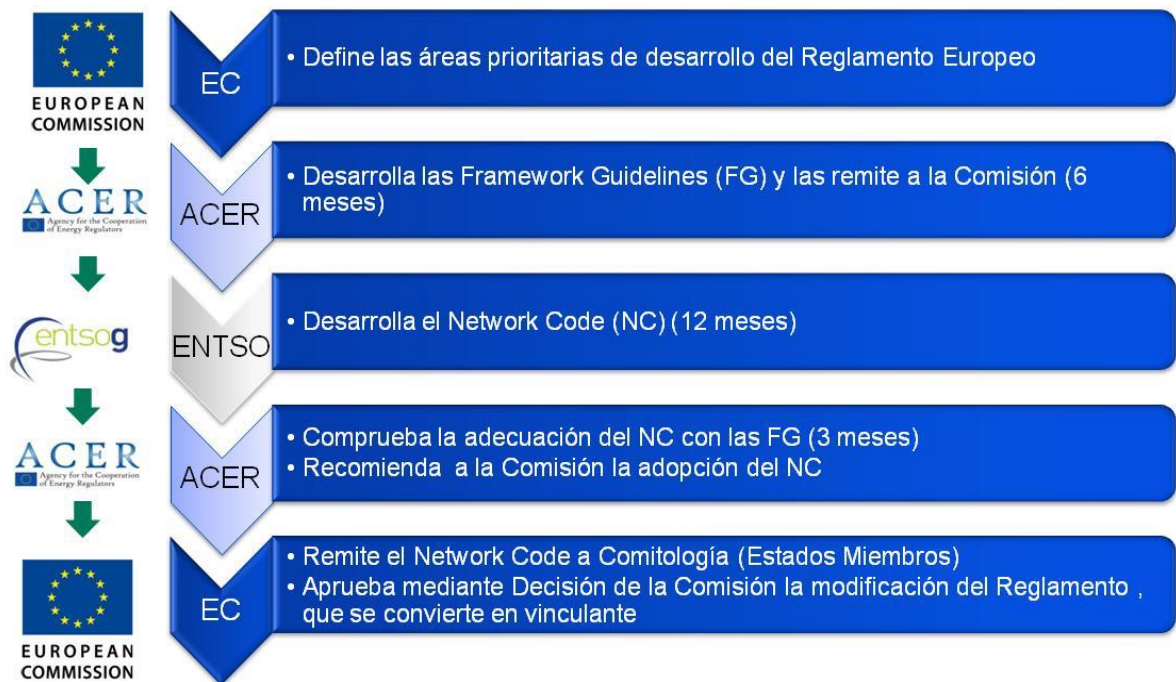


Figura1. Pasos seguidos en la elaboración de los códigos de red gasista europeos.

En este sentido, se propone 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 Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, asimilándolo al propio ENTOSOG (es decir, sin participación de la administración) para que posteriormente, en aplicación del artículo 24<sup>4</sup> 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 nuestro caso, Enagás, en cuanto 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

<sup>4</sup> “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.”

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 normas de gestión técnica del sistema así como sus protocolos de detalle 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 normativa para dictar normas de detalle técnico y operativo que desarrollen las metodologías para cuya aprobación está facultada. Lo anterior no impediría que el Ministerio pueda aprobar NGTS y PD 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 UE a favor del regulador o previstas en códigos de red.