



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 29/2012 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN
POR LA QUE SE MODIFICA EL
PROTOCOLO DE DETALLE PD-02
“PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN
PUNTOS DE CONEXIÓN
TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN
(PCTD)”**

29 de noviembre de 2012

RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES

El objeto de este documento es informar sobre la propuesta de Resolución, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas, por la cual se modifica el apartado 1. “*Reparto diario n+2*” del Protocolo de Detalle, PD-02 “*Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)*”, el cual define la metodología a aplicar para realizar el reparto diario en los puntos de conexión de las redes de transporte con las de distribución, según lo establecido en el artículo 11 de la Orden ministerial ITC/3128/2011.

Las principales modificaciones que se proponen en este informe requieren, asimismo, cambios en la Orden ITC/3128/2011 respecto a los siguientes aspectos:

1. El horario establecido para que los operadores elaboren y publiquen el reparto diario y el balance, que el artículo 11 de la Orden fija en dos horas. En consonancia con lo manifestado unánimemente por los agentes, se considera que este plazo no es suficiente para recuperar todos los consumos teledados y tratarlos, lo que obligaría a algunos operadores a realizar estimaciones que podrían repercutir en la calidad del reparto diario y dificultaría la gestión del balance por los usuarios. La implementación del nuevo horario en las NGTS no debe recogerse en el PD-02, sino en el apartado 6.4.1.1 “Plazos para el reparto diario n+2” de la NGTS-06 “Repartos” y en el apartado 7.2 “Balance diario n+2” de la NGTS-07 “Balance”.
2. La fecha de entrada en vigor de las obligaciones establecidas en el artículo 11 de la Orden, cuya disposición final quinta dispone que sea el 1 de enero de 2013. Conforme a los comentarios de los Distribuidores, los Comercializadores, la Comunidad Autónoma de Galicia y Enagás Transportista, se considera apropiado posponer la fecha de entrada en vigor del citado artículo, ya que los cambios que el protocolo PD-02 introduce afectan a los procesos y requieren modificaciones en los sistemas informáticos, que demandan un periodo de tiempo más amplio del que se dispone a día de hoy, para desarrollarse y ejecutarse de forma óptima.

En consecuencia, se propone al Ministerio de Industria, Energía y Turismo que introduzca, en Orden Ministerial lo siguiente:

- Las modificaciones necesarias en el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011 para establecer el plazo de elaboración y comunicación del reparto diario y del balance conforme al horario que se establece con la Propuesta que se informa y que quedará reflejada en las NGTS.
- La modificaciones de la disposición final quinta de la Orden ITC/3128/2011 para que la fecha de entrada en vigor del artículo 11 sea el 1 de julio de 2013, en lugar del 1 de enero de 2013.

Por tanto se incluye una propuesta de redacción en este sentido, planteando al Ministerio que incorpore una disposición adicional en la propuesta de Orden de peajes de gas natural, que ha de ser remitida por el Ministerio e informada por la CNE a lo largo del próximo mes, y cuya entrada en vigor tendría lugar el 1 de enero de 2013.

El resto de modificaciones sobre la propuesta de Resolución que se recomiendan se deben a la necesidad de clarificar el ámbito de aplicación del protocolo, el cálculo y los pasos que constituyen el proceso de elaboración del reparto. Estos cambios han sido ampliamente discutidos y consensuados dentro de los grupos de trabajo de NGTS.

Finalmente, debe indicarse que los cambios sobre la NGTS- 06 “Repartos”, la NGTS-07 “Balance” y el apartado 1 del Protocolo PD-02 que se recomiendan en el presente informe, se considerarán igualmente en el informe de la CNE que se está elaborando, sobre la propuesta de modificación regulatoria para establecer un modelo completo de tratamiento de mermas en el sistema gasista.

INFORME 29/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICA EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD)”

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de ésta, en su sesión celebrada el día 29 de noviembre de 2012, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto de este documento es informar sobre la propuesta de Resolución, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas, por la cual se modifica el apartado 1. “*Reparto diario n+2*” del Protocolo de Detalle, PD-02 “*Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)*”, el cual define la metodología a aplicar para realizar el reparto diario en los puntos de conexión de las redes de transporte con las de distribución, con el fin de adaptar los horarios de realización y comunicación de este reparto a lo establecido en el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011.

2 ANTECEDENTES

En fecha 10 de abril de 2012, el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) votó y aprobó por unanimidad la propuesta de modificación del apartado 1. “*Reparto diario n+2*” del Protocolo de Detalle PD-02 “*Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)*”.

En fecha 27 de abril de 2012, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM) recibió un escrito del Gestor Técnico del Sistema (en adelante GTS), por el cual se remitía la propuesta de modificación del Protocolo de Detalle PD-02 aprobada por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS.

Asimismo, en fecha 15 de junio de 2012, la DGPEyM recibió del GTS una revisión del anexo técnico detallando las zonas climáticas en que se dividiría el sistema gasista español, a incluir en el Protocolo PD-02.

En fecha 20 de julio de 2012, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Resolución de la DGPEM sobre la modificación este Protocolo de Detalle, solicitando informe preceptivo al respecto.

3 NORMATIVA DE APLICACIÓN

3.1 En relación con el horario para la elaboración y comunicación de los repartos y balances correspondientes al día de gas

El artículo 11 de 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:

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

1. Los operadores de cada instalación de transporte y distribución proporcionarán al operador situado aguas arriba, cuando corresponda, y al Gestor Técnico del Sistema, mediante medios telemáticos, la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones en el día de gas, en la hora siguiente al cierre del día de gas. En el caso de redes de transporte y distribución, los operadores proporcionarán la información desagregada por comercializador y PCTD, o agrupaciones de de PCTDs cuando se trate de redes malladas.

Para ello, se desarrollará un procedimiento único y común que tendrá en cuenta los consumos telemados y perfiles de consumo. Dicho procedimiento será público y transparente, y tendrá 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 pondrá a disposición de los usuarios en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas. Asimismo, en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, pondrá a disposición de cada usuario, desagregado por PCTD, el balance del día de gas que le corresponde, que incluirá el nivel de existencias de cada 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.

Con periodicidad trimestral y antes del primer día de los meses de enero, abril, julio y octubre, los distribuidores actualizarán y publicarán en sus páginas web los perfiles de estimación de consumo correspondientes a los clientes teledados y no teledados conectados a sus redes. Estos perfiles de consumo se desarrollarán de acuerdo a un procedimiento común que se describirá en el correspondiente Protocolo 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 el Gestor Técnico del Sistema o los operadores de instalaciones del sistema gasista 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 y a los efectos del procedimiento de liquidaciones el siguiente factor:

$$P = (1-d/3650)$$

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

5. En un plazo de tres 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 una propuesta a la dirección General de Política Energética y Minas de protocolos de detalle necesarios para la implementación de lo dispuesto en el presente artículo.”

Así pues, se establece un plazo de dos horas para elaborar y comunicar el reparto diario del día de gas, obligación que, de acuerdo con la disposición final quinta de la misma Orden Ministerial, entrará en vigor el 1 de enero de 2013:

“Disposición final quinta. Entrada en vigor

La presente Orden entrará en vigor a las cero horas del día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado, con las siguientes excepciones:

[...]

d) El artículo 11, que entrará en vigor el 1 de enero de 2013”

3.2 En relación con el procedimiento para la elaboración y modificación de las NGTS y sus Protocolos de Detalle

De acuerdo con la legislación española, 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 todos los transportistas y restantes sujetos del sistema, bajo los principios generales de objetividad, transparencia y no discriminación.

Según el Artículo 65 de la Ley 34/1998:

1. *“El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.*
2. *La normativa de gestión técnica del sistema a que se refiere el apartado anterior regulará, al menos, los siguientes aspectos:*
 - a) *Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.*
 - b) *Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.*
 - c) *Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.*
 - d) *El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema.*
 - e) *El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.*
 - f) *El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.”*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, el GTS en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará una propuesta de NGTS, que elevará al Ministerio para su aprobación o modificación. Las NGTS serán aprobadas por el Ministerio, previo informe de la CNE. El mismo procedimiento se establece para la

aprobación de los protocolos de detalle o documentos técnicos de desarrollo de las NGTS.

Las NGTS fueron aprobadas mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. En la Disposición final primera, punto 2 de dicha orden se indica que *“la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y modificará, cuando legalmente proceda, los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.”*

Además, la NGTS-12 recoge el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema a instancia de los sujetos del sistema gasista, que se requieran para un funcionamiento óptimo del sistema.

De acuerdo con el apartado 12.2 de dicha norma, el GTS coordinará un Grupo de Trabajo específico del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista que *“estará encargado de recibir, estudiar y elaborar las propuestas para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista que sean de la propia iniciativa del Gestor Técnico del Sistema o, que al mismo remitan, al amparo de la previsión de colaboración efectuada por el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el resto de los sujetos del sistema gasista.”*

Asimismo, de acuerdo con el apartado 12.3 de las mismas Normas, se habilita al Grupo de Trabajo para constituir subgrupos, cuya composición podrá estar integrada por miembros del Grupo de Trabajo, y/o miembros externos, encargados de elaborar la propuesta de actualización o modificación de las NGTS y el informe justificativo, que posteriormente será sometidos a votación para su aprobación dentro del Grupo de Trabajo.

Finalmente, hay que destacar que, tal y como recoge el mencionado punto 12.3:

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

4 COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

En fecha 13 de septiembre de 2012, se envió la propuesta de Resolución a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas, habiéndose recibido contestación de 18 agentes.

Mientras que 3 agentes indican no tener comentarios a la propuesta de Resolución, el resto de agentes realizan los comentarios descritos a continuación.

Comentarios remitidos por Agente 1

Agente 1 propone la modificación de los siguientes aspectos de la propuesta de Resolución:

- La fecha prevista de entrada en vigor.
Se destaca el escaso tiempo existente desde la aprobación y publicación de la Resolución y la fecha de entrada en vigor del reparto n+1, que sería el 1 de enero de 2013. Para Agente 1, este plazo resulta insuficiente para desarrollar las modificaciones informáticas pertinentes. Por ello, solicita que la entrada en vigor de la Resolución se retrase, al menos, al 1 de julio de 2013.
- Los plazos de envío de la información sobre el reparto.
Agente 1 también considera insuficiente el periodo de 2 horas que contiene la propuesta de Resolución para el envío, publicación, reclamación y revisión del reparto n+1, y propone que se respeten los plazos recogidos en la propuesta aprobada por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, ya que “*son fruto del*

consenso de los agentes y de un análisis riguroso por asegurar un equilibrio entre los plazos y la calidad.”

- El cálculo del residuo
Agente 1 estima más acertado que, en el cálculo del residuo, las mermas se incluyan en la definición del término “consumo” para evitar confusiones, quedando entonces el residuo definido como la diferencia entre la emisión y los consumos incrementados en sus mermas.
- La comunicación de los coeficientes correctores de temperatura
Agente 1 solicita que la Resolución refleje el acuerdo alcanzado por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, que establece el envío por parte del GTS a los distribuidores de los coeficientes correctores por efecto de la temperatura. El envío de estos datos debería realizarse al mismo tiempo que el envío de las emisiones a la red de distribución.
- La publicación de información sobre el cálculo de los repartos
Finalmente, para hacer pública la información que permita la trazabilidad del cálculo de los repartos, Agente 1 solicita que se permita el uso tanto del SCTD¹, como de buzones FTP habilitados para ello, ya que estos buzones facilitan al usuario la descarga de la información sin necesidad de acceder al menú del SCTD¹.

Adicionalmente, Agente 1 se muestra de acuerdo con que el cálculo de los perfiles para estimar los consumos de clientes tipo² 2 sea realizada por el GTS, tal como señala la propuesta de la DGPEyM, porque su elaboración por los distribuidores implicaría la recopilación y tratamiento de información de distintos distribuidores para una misma zona.

Los comentarios particulares remitidos por Agente 2, Agente 3, Agente 4 y Agente 5 hacen referencia a la necesidad de definir de forma explícita qué agente debe realizar el cuadro del reparto con las emisiones, si bien ellos interpretan que la propuesta de Resolución asigna al GTS esta tarea.

¹ Sistema de Comunicación Transporte-Distribución.

² Clientes no teledados con lectura de contador bimensual o intramensual.

No obstante, Agente 5 señala que hasta la fecha esta función la vienen desempeñando los distribuidores, y se posiciona en contra de que la realice el GTS. Además, señala que se han eliminado obligaciones de envío de información del apartado 1.4 sobre plazos, como por ejemplo, la obligación del envío de emisiones, recomendando aclarar la redacción de la norma para evitar malentendidos. Asimismo, sugiere que la gestión de las reclamaciones de los comercializadores sea realizada por los distribuidores.

Por último, Agente 3 solicita que se concrete con mayor precisión la información a publicar en el SCTD, considerando que los distribuidores sólo tendrían que facilitar los valores de teledemanda.

Comentarios remitidos por Agente 6

Las observaciones de Agente 6 a la propuesta de Resolución son:

- ***Apartado 1.1 “Cálculo de la demanda para el reparto diario”***
Agente 6 propone indicar explícitamente la obligación de emplear unidades energéticas y sustituir el concepto “volumen de gas” por kWh.
- ***Apartado 1.2.2.2 “Puntos de suministro tipo 2”***
Agente 6 propone incluir la posibilidad de poder solicitar información a transportistas y distribuidores sobre la asignación de PCTDs de cada zona climática, puesto que considera que estos agentes son los mejores conocedores de su ubicación geográfica. Además, este punto asigna al GTS la tarea de calcular los perfiles unitarios para estimar el consumo de los clientes tipo 2. Agente 6 juzga más conveniente que sean los distribuidores los que calculen y establezcan los perfiles unitarios, tal y como contenía la redacción aprobada por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS. Sólo en el caso de que finalmente esta tarea sea asignada al GTS, Agente 6 propone que se añadan obligaciones de los distribuidores de remitir información al GTS sobre el consumo de gas natural de los clientes, y se modifique la fórmula de cálculo del perfil, con el fin de tener en cuenta la evolución del consumo durante varios años.
- ***Apartado 1.3 “Asignación del residuo”***
Agente 6 considera que la definición del término m_d (mermas de distribución) debe completarse, señalando que corresponde al porcentaje fijado en la normativa vigente.

- Apartado 1.4 *“Plazos”*

Respecto a los plazos, Agente 6 sugiere aplicar la propuesta de horarios acordada por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, para que el proceso de mejora de los repartos n+1 sea realizado poco a poco, completándose según la evolución de la normativa y del aprendizaje derivado del uso y la experiencia.

- Apartado 1.5 *“Envío de la información del reparto diario n+1”*

Por último, Agente 6 cree necesario que el consumo que se comunique a los agentes incluya las mermas de distribución correspondientes.

Comentarios remitidos por Agente 7

Las observaciones de Agente 7 se refieren, en primer lugar, a la necesidad de un mayor margen de tiempo antes de la entrada en vigor de la norma, prevista para el 1 de enero de 2013, debido a las modificaciones que su implementación requiere en los sistemas informáticos. Por eso, se sugiere que la fecha de entrada en vigor se posponga al 1 de julio de 2013.

Por otro lado, Agente 7 solicita la ampliación del horario permitido para la comunicación del reparto diario, con el objetivo de que los distribuidores puedan recuperar los datos de consumo necesarios para realizar los cálculos con calidad.

Comentarios remitidos por Agente 8

Agente 8 indica, como comentario general, que resulta imprescindible el retraso de la fecha de entrada en vigor de nuevo horario del reparto diario, dado que la propuesta de Resolución se halla todavía en trámite de aprobación, sugiriendo un plazo de 9 meses para la adaptación de los sistemas y procesos informáticos, una vez sea esta aprobada.

En cuanto a comentarios específicos a la redacción de la propuesta de Resolución, Agente 8 realiza los siguientes:

- Considera que el apartado 1.1 *“Cálculo de la demanda para el reparto diario”* debe señalar el uso de unidades energéticas, y propone sustituir el concepto “volumen de gas” por kWh.

- Cree que la propuesta de Resolución traslada al GTS la responsabilidad de elaborar el perfil de consumo para la estimación de los consumos de clientes tipo 2, respecto a lo cual manifiesta que, dado que el GTS no dispone de los datos necesarios para ello, no resultaría el procedimiento más conveniente. Además, pone en duda si esta nueva responsabilidad se encuentra dentro de las funciones establecidas por la regulación vigente para el GTS, por lo que propone que sean los distribuidores los que calculen y establezcan los perfiles unitarios.
- Estima que los plazos de la propuesta de Resolución para elaborar y comunicar el reparto diario podría dar lugar a que se perdiera, tanto calidad, como fiabilidad, del reparto diario, afectando así al balance de los usuarios. Por eso, propone que se establezcan los horarios inicialmente consensuados por el sector y aprobados por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS.

Comentarios remitidos por Agente 9

Agente 9 refiere, en primer lugar, la importancia de que exista un periodo de prueba del nuevo modelo de reparto diario que permita asegurar la calidad de la información que se emplea para realizar el mismo.

Además, al igual que otros agentes, Agente 9 considera que el horario para la realización y comunicación del reparto diario es excesivamente exigente; asimismo, destaca que el horario de la propuesta de Resolución no aporta ningún valor adicional al horario propuesto por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, si dichos repartos no presentan la calidad que deben, y por ello se muestran de acuerdo con los horarios propuestos por el citado Grupo.

Respecto al cálculo del residuo, Agente 9 explica que existen consumidores telemedidos en redes de presión superior a 16 bar que, de acuerdo con la normativa vigente, no tienen mermas reconocidas, y por tanto, no les afecta el factor m_d , siendo necesario que esta circunstancia quede reflejada en la fórmula del residuo.

Finalmente, de igual forma que se han establecido incentivos al envío en plazo de los repartos diarios, Agente 9 recomienda que se adopten incentivos a la calidad de los

mismos y a la resolución de incidencias surgidas en el proceso, para evitar que el incentivo al cumplimiento de plazos dé como resultado un reparto de mala calidad.

Comentarios remitidos por Agente 10

Agente 10 expresa su sorpresa respecto a la propuesta de Resolución, pues considera que no tiene en cuenta la propuesta presentada por el sector, sobre la que había acuerdo de todos los agentes, en lo que se refiere a sus aspectos fundamentales, que son:

- La fecha de entrada en vigor, que según la propuesta de Resolución sería el 1 de enero de 2013. Agente 10 considera aconsejable y prudente, para poder asegurar un tránsito seguro y sin incidencias al nuevo horario de elaboración del reparto, que la fecha de entrada en vigor se posponga en aproximadamente 9 meses desde la publicación de la Resolución. Agente 10 destaca que no existe una urgencia real que motive la entrada en vigor del reparto n+1 en enero de 2013, ya que el código de red europeo sobre el balance de red aún está en preparación. El retraso de esta fecha haría posible realizar las adecuaciones necesarias en los sistemas informáticos y posibilitaría un periodo de prueba para conocer y asegurar la calidad de la información proporcionada por el nuevo sistema.
- El horario de envío de la información, que la propuesta de Resolución reduce a un total de dos horas. Agente 10 indica que el horario considerado en la propuesta del sector, más amplio, tiene como objetivo garantizar la calidad del reparto diario, permitiendo un mayor margen de recuperación de los consumos telemedidos y de los posteriores procesos de validación. Además, la propuesta del sector preserva el derecho de los comercializadores a solicitar la revisión del reparto cumpliendo la normativa europea en desarrollo. Por ello, solicita que se tenga en cuenta la importancia de aceptar el horario propuesto por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS.

Con carácter adicional a estos comentarios, Agente 11 remarca la necesidad de introducir incentivos a la calidad del reparto, ya que creen que el incentivo del horario podría provocar que, por cumplir los plazos, se envíe un reparto sin validar.

Por su parte, Agente 12 solicita que se le comuniquen los perfiles de consumo y los datos relativos a la zona climática en donde se emplazan sus consumidores, todo ello antes de que entre en vigor el nuevo procedimiento de reparto diario. Además, opina que los cambios en las aplicaciones informáticas, que el nuevo reparto diario conlleva, deben recogerse en un documento asociado al Protocolo de Detalle y comunicados a los agentes antes de su puesta en marcha.

Agentes 13 y 14 señalan, en primer lugar, que la Resolución debe indicar que el reparto al que se refiere es un reparto “diario”. Asimismo, estiman que la fórmula de cálculo del residuo debe incluir un término adicional para el consumo en redes de más de 16 bar, que no tienen mermas reconocidas, y solicitan que se adopten el horario de elaboración y comunicación del reparto diario acordado por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, ya que este horario es compatible con los calendarios de elaboración de programaciones y nominaciones del Protocolo de Detalle PD-07, lo que permitiría a los usuarios adecuar sus existencias en AOC³ el día siguiente al día de gas.

Finalmente, Agente 15 destaca la importancia de establecer un periodo transitorio durante el cual poder verificar que la nueva metodología de cálculo del reparto diario, los perfiles y los sistemas de previsión de consumo definidos se ajustan a la realidad, proponiendo una duración de 12 meses para este periodo. También entiende que debe mantenerse el horario de elaboración y comunicación del reparto diario que acordó el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS por motivos de calidad de información, y propone establecer unas limitaciones máximas a la cuantía del residuo. Para terminar, Agente 15 cree que es un requisito imprescindible que toda la información necesaria para poder trazar el cálculo del reparto diario pueda ser capturada y tratada automáticamente de manera masiva.

5 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02.

³ Almacenamiento Operativo Comercial

La propuesta de Resolución remitida por la DGPEM modifica el apartado 1 “*Reparto diario n+2 en puntos de conexión de redes de transporte y distribución*” del Protocolo de Detalle PD-02 “*Procedimiento de reparto en puntos de conexión de redes de transporte y distribución*”. Este apartado actualmente establece principios y reglas generales a seguir para asignar, en los puntos de conexión transporte-distribución, la demanda que les corresponde a los usuarios de la red de distribución, y para realizar el reparto de la emisión a la red de distribución entre los mismos, en función del consumo asignado. Para ello, distingue entre puntos de consumo teledorado, puntos de consumo en redes de presión de más de 4 bar o consumos superiores a 1 GWh/año y resto de puntos de consumo. Asimismo, define el contenido de la información sobre el reparto diario n+2 que debe enviarse al GTS y publicarse en el SCTD.

Las modificaciones principales que introduce la propuesta de Resolución afectan a los siguientes aspectos del procedimiento:

1. **Ámbito de aplicación**

La propuesta de Resolución amplía el ámbito de aplicación del Protocolo, e incluye el procedimiento de reparto en los puntos de conexión de redes de distribución de dos titulares diferentes, además de los puntos de conexión de redes de transporte y distribución ya considerados.

2. **Cálculo y asignación de la demanda**

Mientras que el texto en vigor describe principios generales para determinar el consumo diario a asignar a cada usuario de la red de distribución, la propuesta de Resolución entra en detalle de cómo debe calcularse y asignarse este consumo, unifica los criterios a emplear y establece una única metodología, distinguiendo entre consumos teledorados, consumos no teledorados tipo 1 y consumos no teledorados tipo 2.

En el caso de consumos telemedidos, la propuesta incluye cómo se han de estimar estos consumos cuando no esté la teledistribución disponible, según el día de gas sea día laborable o no, y si se dispone o no de históricos de consumo del cliente.

Para los consumidores no telemedidos tipo 1, la propuesta distingue entre consumidores de peaje 3.4 y resto de consumidores. La demanda diaria asociada a estos clientes se calculará en función del consumo mensual, afectado por un coeficiente de funcionamiento; en el caso de clientes con peaje 3.4, además se distingue si el día de gas es laborable o no.

Por último, para calcular y asignar el consumo diario de los clientes tipo 2, la propuesta prevé que anualmente se establezcan, para cada mes del año siguiente, unos perfiles unitarios de consumo en cada zona climática del sistema gasista, de forma que cada provincia y cada PCTD pertenecerían a una zona determinada. Los perfiles unitarios de consumo serán definidos por el GTS, para lo cual los distribuidores deberán remitirle los datos históricos de consumo de dos años. La DGPEyM y la CNE supervisarán la elaboración de estos perfiles.

3. Reparto del residuo

Para repartir la emisión total a la red de distribución en el PCTD/PCDD, se define un concepto nuevo denominado residuo, calculado como las entradas (emisiones) al PCTD/PCDD menos las emisiones a otras redes conectadas aguas abajo y menos el consumo dividido por el factor “1-mermas de distribución”. El residuo se repartirá entre los usuarios de forma proporcional al consumo estimado de cada usuario de la red. El reparto diario asignará a cada usuario, por tanto, su consumo incrementado en las mermas de distribución reconocidas y la parte del residuo que le corresponda.

4. Plazos para la elaboración y comunicación del reparto diario

Se introduce un nuevo subapartado que describe el horario a seguir para la elaboración del reparto diario y su comunicación a los usuarios. Las emisiones en los puntos PCTD/PCDD deberán estar publicadas a la media hora de terminar el día de gas. A partir de ese momento, el distribuidor dispondrá de 1 hora y media para

publicar el reparto provisional en el SL-ATR. El GTS también deberá publicar en el SL-ATR el balance provisional antes de las 2 horas posteriores al cierre del día de gas. El plazo para realizar y resolver las reclamaciones se establece en media hora a partir de la publicación de los datos provisionales.

De esta forma, a las 2 horas y media del día siguiente al día de gas estarían publicados en el SL-ATR los valores definitivos del reparto diario y del balance.

5. Información a proporcionar sobre el reparto diario

Con carácter adicional a la información de los consumos diarios asignados, se proporcionará a los usuarios información sobre las emisiones y el residuo en el PCTD/PCDD. Esta información se publicará en el SL-ATR por PCTD/PCDD, comercializador/consumidor directo en mercado y día. Además, el SCTD deberá tener disponible para los usuarios toda la información que les permita trazar los cálculos relativos a su reparto diario.

6. Zonas climáticas

La propuesta divide el sistema gasista en zonas climáticas, quedando cada PCTD asignado a una zona determinada. Inicialmente se definen 4 zonas climáticas. Antes del 1 de octubre de cada año el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, la relación de PCTDs incluidas en cada zona climática, así como las estaciones meteorológicas utilizadas para determinar las temperaturas significativas de cada zona y los coeficientes correctores de temperatura que afectan al cálculo del consumo diario.

La propuesta de Resolución, así como las medidas que contiene, entrarían en vigor el 1 de enero de 2013.

6 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA ORDEN MINISTERIAL ITC/3128/2011

Como ya se ha indicado anteriormente, la propuesta de Resolución que modifica el apartado 1 del Protocolo de Detalle PD-02 de las NGTS tiene como fin principal implementar lo dispuesto en 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.

A la vista de lo dispuesto en la propuesta de Resolución, así como de los comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, sería necesario modificar las obligaciones contenidas en la Orden Ministerial ITC/3128/2011 que se indican a continuación. Las modificaciones referidas, necesarias para el correcto funcionamiento y coordinación del sistema gasista, no pueden realizarse a través de la Resolución que aprobaría el nuevo apartado 1 del Protocolo de Detalle PD-02, ya que es de rango inferior a la Orden Ministerial que establece las obligaciones citadas.

1 El plazo para la elaboración y comunicación del reparto diario y el balance (artículo 11 de la Orden Ministerial ITC/3128/2011)

Todos los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos que remiten observaciones se posicionan en contra del periodo de dos horas para realizar y comunicar el reparto diario y el balance. Este plazo, contenido en la propuesta de Resolución, recoge lo dispuesto al respecto en la Orden ITC/3128/2011. No obstante, los agentes solicitan que se establezca el plazo, aprobado por el Grupo, de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, esto es, ocho horas para realizar y enviar el reparto diario, y doce horas para comunicar el balance.

Conforme a lo explicado por los agentes, el espacio temporal que permite la Orden ITC/3128/2011 y, en consecuencia, la propuesta de Resolución, no sería suficiente para recuperar todos los consumos telemedidos y tratarlos. Ello obligaría a algunos operadores a realizar estimaciones, lo que repercutiría en la calidad del reparto y dificultaría a los usuarios la gestión de su balance, pudiendo dar lugar a numerosas reclamaciones y entorpeciendo la gestión diaria del sistema gasista en su conjunto.

Por otro lado, una vez que se hayan establecido los algoritmos necesarios para hacer el reparto, se utilice el nuevo método y se tenga experiencia sobre la calidad de los repartos realizados en el plazo de ocho horas, se podría reevaluar si existe posibilidad de acortar los plazos.

Por eso, se estima oportuno modificar esta disposición por el horario acordado por el Grupo, tal como reclaman los agentes.

2 La fecha de entrada en vigor de las obligaciones establecidas respecto al reparto diario y balance diario (disposición final quinta de la Orden Ministerial ITC/3128/2011)

Los comentarios remitidos por los Agentes 1, 7, 8 y 10 exponen la necesidad de posponer la entrada en vigor de la propuesta de Resolución, prevista el 1 de enero de 2013, tal como recoge la Orden ITC/3128/2011. Esta propuesta es apropiada, ya que los cambios en el horario del reparto diario y el balance a que obliga la citada Orden, y en consecuencia, la propuesta de Resolución, afectan a procesos y sistemas informáticos, que requieren un periodo de tiempo más amplio del que se dispondría, a día de hoy, para poder llevarse a cabo de forma óptima. Si bien a finales de 2011 el plazo de 1 de enero de 2013 parecería razonable, a día de hoy, sin el protocolo aprobado, parece oportuno retrasar la fecha límite.

Se considera que se podría incorporar este texto, como disposición adicional, en la propuesta⁴ de peajes de gas natural que ha de ser remitida por el Ministerio e informada por la CNE a lo largo del próximo mes y cuya entrada en vigor tendría lugar el 1 de enero de 2013.

⁴ La inclusión en la propuesta remitida por el Ministerio posibilitaría el análisis en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, resolviéndose así el trámite de audiencia a los interesados que en alguna ocasión anterior ha sido señalado por esta Comisión como obstáculo para la incorporación a propuesta propia, de disposiciones ajenas al contenido concreto de la propuesta normativa remitida por el Ministerio.

El texto de la disposición adicional a incluir en la próxima propuesta de Orden de peajes de gas natural a remitir por el Ministerio sería la siguiente:

- Se modifica la redacción del apartado 1 del artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011 sustituyendo la expresión contenida en el mismo “...*en la hora siguiente al cierre del día de gas*” por la expresión “...*en el plazo horario que resulte establecido en la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06*”.
- Se modifica la redacción del apartado 2 del artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011 sustituyendo la expresión dos veces contenida en el mismo “... *en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas*” por la expresión “...*en el plazo horario que resulte establecido en la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06,...*”
- Se modifica la redacción de la disposición final quinta (Entrada en vigor) apartado d) de la Orden ITC/3128/2011, que quedará redactada en los siguientes términos: “d) El artículo 11, que entrará en vigor el 1 de julio de 2013”

7 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02

7.1 Sobre el ámbito de aplicación del Protocolo

La nueva redacción propuesta para el apartado 1 del PD-02 titula éste como “*Reparto diario en puntos de conexión transporte y distribución y en puntos de conexión de redes de distribución de dos titulares diferentes*”, extendiendo el ámbito de aplicación del apartado en vigor también a los puntos de conexión distribución-distribución (PCDDs).

Este aspecto supone un avance significativo en el desarrollo de la normativa sobre repartos de gas, ya que si bien la NGTS-06 “Repartos”, en su apartado 6.1.2, señala las conexiones distribución-distribución como uno de los puntos de reparto del sistema gasista, la Norma no recoge unos principios concretos para elaborar estos repartos, ni existe un Protocolo de Detalle específico para ello.

No obstante, se observa que la propuesta de Resolución, en algunos casos, señala la aplicación de las medidas descritas sólo en los PCTTs. Por ello, en aquellos casos donde

sólo se citan los PCTTs, se propone incluir una referencia explícita también a los PCDDs⁵, para especificar que el procedimiento aplica a ambos tipos de conexiones.

Igualmente, por coherencia, sería conveniente modificar el título del Protocolo de Detalle PD-02, que quedaría como sigue:

“PROCOLO DE DETALLE PD-02.

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

7.2 Sobre las unidades a emplear en el cálculo del reparto

La propuesta de Resolución modifica la unidad que se utiliza para realizar el reparto diario en los PCTDs/PCDDs, al indicar, en los subapartados 1.1 y 1.2, que se ha de repartir el “volumen de gas” emitido.

Tal como explican los Agentes 6 y 8 en sus comentarios, emplear unidades volumétricas para el reparto no es coherente con lo establecido en la NGTS-07 “Balance”, donde se señala que el balance diario (que se calcula a partir de la información sobre el reparto diario) ha de realizarse en unidades energéticas. Asimismo, debe tenerse en cuenta que la regulación del sector, que utiliza el reparto y el balance como referencia para la facturación, emplea unidades energéticas para definir los pagos a realizar por la facturación de peajes de acceso y consumos.

En consecuencia, para hacer coherente la propuesta con el resto de normativa técnica y económica, se propone eliminar las referencias genéricas a “volúmenes de gas” o “cantidades de gas” del Protocolo, y sustituirlas por unidades energéticas, en concreto kWh⁶.

⁵ Esta modificación afecta a todo el subapartado 1.2 del Protocolo PD-02; se ha recogido en la propuesta adjunta como Anexo 1 que contiene todas las modificaciones recomendadas por la CNE.

⁶ Esta modificación afecta a todo el subapartado 1.2 del Protocolo PD-02; se ha recogido en la propuesta adjunta como Anexo 1 que contiene todas las modificaciones recomendadas por la CNE.

7.3 Sobre la necesidad de determinar el consumo diario correspondiente al usuario para realizar el reparto

El cálculo y asignación del consumo diario que corresponde a cada usuario cuyos clientes se alimentan desde el PCTD/PCDD es un paso previo necesario para elaborar el reparto diario, pues sirve de base para repartir la emisión en el PCTD/PCDD entre los usuarios de la red.

El subapartado 1.2 del anexo a la propuesta de Resolución, si bien se denomina “*Elaboración del reparto diario*”, en realidad describe únicamente los cálculos a realizar para definir el consumo diario que corresponde a cada usuario en el PCTD/PCDD. Por ello, se propone modificar el título de este subapartado, así como de todos los subapartados contenidos en el mismo, con el fin de clarificar que en ellos únicamente se describe cómo calcular el consumo diario necesario para realizar el reparto⁷, y no cómo se ha de realizar el reparto.

7.4 Sobre el proceso de cálculo y asignación del reparto diario

La nueva redacción del apartado 1 del PD-02 presenta, en primer lugar, una pequeña introducción donde se especifica que el reparto consistirá en repartir la totalidad de la emisión en el PCTD/PCDD. En este sentido, con el fin de completar dicha introducción, se propone incluir un párrafo que aclare que la emisión a repartir será la energía medida por los equipos de medición en cada PCTD/PCDD y que, tal como se describe posteriormente en el mismo apartado, el reparto de dicha emisión se realizará por PCTD/PCDD en base a la demanda diaria que corresponde a cada usuario de la red.

Además, se proponen cambios adicionales para clarificar y simplificar la redacción de esta sección. Asimismo, como se explica en el punto 6.1 de este informe, la introducción se

⁷ Esta modificación afecta a todo el subapartado 1.2 del Protocolo PD-02; se ha recogido en la propuesta adjunta como Anexo 1 que contiene todas las modificaciones recomendadas por la CNE.

completaría con una referencia explícita a los PCDD en aquellos puntos donde se hace referencia únicamente a los PCTDs.

De esta forma, la introducción del apartado 1 del Protocolo de Detalle PD-02 quedaría:

1. Reparto diario ~~Reparto diario en puntos de conexión de redes de transporte y distribución y en puntos de conexión de redes de distribución de dos titulares diferentes~~

1.1 Cálculo de la demanda para el reparto diario

La cantidad total a repartir será la emisión en kWh ~~el volumen de gas emitido~~ de los PCTD o PCDD. En el caso de que el PCTD/PCDD suministre aguas abajo a un PCDD de otro distribuidor, será la cantidad resultante de restar al PCTD/PCDD de cabecera la cantidad medida por el PCDD aguas abajo.

El responsable del reparto repartirá la medida (en kWh) de los puntos de entrega transporte – distribución y distribución-distribución entre los usuarios de las instalaciones. El reparto se realizará desglosado por PCTDs y PCDDs en base a la demanda diaria que corresponde a cada usuario en cada PCTD y PCDD.

El titular responsable de la ~~unidad de~~ medida enviará diariamente a través del SL-ATR la cantidad a repartir en cada PCTD y PCDD, elaborada con la mejor información disponible en el plazo establecido. Dicha cantidad será la registrada por los equipos de medida instalados según establece el protocolo de detalle PD-01 y si no se dispone de la misma, la cantidad a repartir se obtendrá según lo establecido en los procedimientos de medición vigentes entre los operadores interconectados, que serán públicos y accesibles a los agentes afectados.”

7.5 Sobre la elaboración de los perfiles unitarios para la estimación de los consumos de clientes tipo 2

El subpartado 1.2.2.2 del nuevo apartado 1 propuesto, donde se determina cómo ha de calcularse el consumo diario de los consumidores tipo 2, dispone para ello la elaboración de perfiles mensuales de consumo. Estos perfiles de consumo se determinarán en función del consumo de los mismos en los dos años anteriores.

No obstante, tal como indica Agente 6 en su escrito de observaciones, la fórmula que incluye la propuesta de Resolución para determinar el perfil sólo consideraría un año de consumo anterior. El sector considera mejor un plazo más amplio por lo que se propone la siguiente redacción del subpartado 1.2.2.2:

“Se definirá un perfil unitario de consumo. El término Pu_k por mes, grupo de peaje “k” y zona climática “z”, que se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Pu_k = \frac{F(k, z, mes)}{NC(k, z, mes) * N}$$

$$Pu_k = \frac{\sum_{i=1}^2 F(k, z, mes)_i}{\sum_{i=1}^2 NC(k, z, mes)_i * N}$$

Siendo:

- $F(k, z, mes)$: consumo mensual para el grupo de peaje “k” en la zona climática “z” en el mes del año i
- $NC(k, z, mes)$: número de consumidores para el grupo de peaje “k” en la zona climática “z” en el mes del año i
- N : número de días del mes”

Por otro lado, el anexo de la propuesta de Resolución asigna al GTS la tarea de calcular los perfiles unitarios de consumo, con la información facilitada por los distribuidores. De conformidad con los comentarios realizados por los Agentes 6 y 8, se estima más conveniente que sean los distribuidores los que calculen y establezcan los perfiles, tal y como se recogía en la propuesta del Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, ya que son éstos los que disponen de la información necesaria para ello y conocen mejor el comportamiento de consumo de sus clientes. En este sentido, debe destacarse que actualmente los distribuidores de SEDIGAS se encuentran determinando los perfiles unitarios de consumo, de forma conjunta para toda España. En todo caso, parece adecuado que los distribuidores presenten en el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS los perfiles elaborados.

De esta forma, el párrafo del subapartado 1.2.2.2 sobre la obligación de elaborar perfiles unitarios de consumo quedaría como sigue:

“Los distribuidores calcularán los perfiles unitarios de consumo, enviarán los datos necesarios para el cálculo de los perfiles al GTS, el cual los calculará según la fórmula anterior, utilizando para ello los datos históricos de 2 años facilitados por aquellos distribuidores que operen en cada zona. Dichos perfiles, para el año siguiente, serán presentados en Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista y publicados en el SL-ATR por el GTS junto con los datos agregados de cada zona antes del 1 de noviembre de cada año. La Comisión Nacional de Energía y la Dirección General de Política Energética y Minas

podrán solicitar el acceso a los perfiles y a los datos empleados para su cálculo, para la supervisión de los mismos.”

7.6 Sobre la clasificación de PCTDs/PCDDs en zonas climáticas

En el subpartado 1.2.2.2 del Protocolo, se divide el sistema gasista en zonas climáticas y se encomienda al GTS la obligación de asignar anualmente cada punto de conexión donde debe realizarse el reparto, a una zona climática, así como publicar dicha información en el SL-ATR.

A este respecto, y conforme a lo señalado por Agente 6 en sus comentarios, debe destacarse que los transportistas y distribuidores son los mejores conocedores de la ubicación geográfica exacta de los PCTDs/PCDDs, y por tanto, sería necesario que los distribuidores proporcionaran información al GTS, para que éste último pueda cumplir adecuadamente con la obligación atribuida.

En consecuencia, se propone incluir, en el párrafo del subpartado 1.2.2.2 que recoge esta obligación, la posibilidad de que el GTS solicite a los transportistas y distribuidores, cuando éste lo necesite, información sobre los PCTDs/PCDDs incluidos en cada zona. Adicionalmente, tal como se ha justificado en el apartado 6.1 de este informe, se incluyen referencias a los PCDDs donde únicamente se citan PCTTs.

Así, este párrafo quedaría redactado como sigue:

“La zona climática se determina en base a la información histórica de temperaturas facilitadas por la Agencia Estatal de Meteorología. Inicialmente se definen 4 zonas climáticas, establecidas en el apartado 1.6, de forma que cada provincia y cada PCTD/PCDD pertenecerán a una zona determinada. Antes del 1 de octubre de cada año, el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, las estaciones meteorológicas que se utilizarán para el cálculo de las temperaturas significativas de cada zona climática y de los coeficientes correctores de temperatura, los coeficientes C_{temp1} y C_{temp2} , así como la relación de PCTD/PCDD incluidos en cada zona climática. El GTS podrá solicitar información a transportistas y distribuidores respecto a los PCTDs/PCDDs incluidos en cada zona.”

7.7 Sobre el cálculo y asignación del residuo

Con el objetivo de repartir la totalidad de la emisión diaria en el PCTD/PCDD, el anexo de la propuesta de Resolución define, en el apartado 1.3 del Protocolo, un nuevo concepto denominado “residuo”, a la vez que establece la metodología para su cálculo y reparto entre los usuarios del PCTD/PCDD.

En relación con este punto 1.3, en primer lugar, cabe destacar que es aquí donde el Protocolo detalla la metodología del reparto diario. Como ya se ha explicado anteriormente, los apartados anteriores del Protocolo son sólo introductorios: el apartado 1.1 expone principios generales sobre el reparto diario y el apartado 1.2 explica cómo calcular la demanda diaria de cada usuario. Por eso, se recomienda modificar el título del apartado 1.3 para hacer constar esta circunstancia. Además, puesto que no queda señalado en ninguna parte del Protocolo, es necesario añadir que, con carácter previo al cálculo del residuo, como primer paso del procedimiento del reparto diario, se debe asignar a cada usuario su consumo diario, calculado de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 1.2 del Protocolo.

Por otro lado, la propuesta de Resolución establece una fórmula para el cálculo del residuo que divide el consumo diario por el factor “ $1-m_d$ ”, siendo m_d las “*mermas de distribución*”. Se entiende que el objetivo de ello es incrementar el consumo con sus mermas retenidas. No obstante, esto no queda claro en el texto. Conforme a lo indicado por Agente 6, m_d debería referirse al % de mermas reconocidas en la normativa vigente, expresado en tanto por 1. No obstante, resultaría más claro y más sencillo si en la fórmula del residuo, tal y como sugiere Agente 1, las mermas ya estuvieran incluidas en los términos de consumo (“Consumo TM_c ” y “ConsumoNo TM_c ”), es decir, que estos términos fueran los consumos más sus mermas. Por ello, se propone la modificación de la fórmula en este sentido.

Adicionalmente, como indican los Agentes 2, 3, 4 y 5, la propuesta de Resolución no atribuye directamente a ningún agente la función de calcular y repartir el residuo. La NGTS-06, aprobada por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, en su apartado 6.1.3 “Responsables del reparto”, establece que: “*El titular de la red de distribución será el responsable de hacer los repartos en los puntos de conexión de las redes de transporte*”

con redes de distribución.” En relación con los PCDDs, la misma Norma manifiesta que “En el resto de puntos indicados en el apartado 6.1.2, el responsable será el titular de la medida”. En consecuencia, como explica Agente 5, el reparto diario debe ser realizado por los distribuidores, tal como vienen haciendo hasta el momento. Por eso, para evitar confusiones y distintas interpretaciones de esta disposición, se propone especificar en este apartado que el cálculo y reparto del residuo lo realizarán los distribuidores.

Finalmente, de acuerdo con lo explicado en los puntos 6.1 y 6.2 de este informe, se recomiendan cambios destinados a especificar que el cálculo del residuo debe realizarse en unidades energéticas y a referenciar los PCDDs, que también se ven afectados por estas disposiciones.

Con todo ello, el apartado 1.3 del protocolo quedaría redactado de la siguiente manera:

“1.3 Procedimiento de asignación del reparto diario Residuo

Para cada PCTD/PCDD, en primer lugar se asignará a cada usuario el consumo diario (kWh) que le corresponde, de acuerdo con los cálculos descritos en los apartados anteriores, así como las mermas reconocidas asociadas.

El volumen de emisión del PCTD/PCDD que quede sin asignar no repartido de acuerdo al procedimiento incluido en el apartado 1.2, denominado {Residuo}, será repartido por el distribuidor entre todos asignará a los usuarios presentes en el PCTD/PCDD proporcionalmente a su consumo estimado (incluyendo el de los consumidores con teled medida no disponible).

El Residuo se calculará con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 & \text{Residuo} = \text{Emisión} - \sum \text{ConsumoTM}_c - \sum \text{ConsumoNoTM}_c - \text{Emisión Aguas Abajo} \\
 & \text{Residuo} = \text{Emisión} - \frac{\sum \text{ConsumoTM}_c}{(1 - m_d)} - \frac{\sum \text{ConsumoNoTM}_c}{(1 - m_d)} - \text{Emisión Aguas Abajo}
 \end{aligned}$$

Siendo:

- *Emisión:* emisión en el PCTD/PCDD en kWh.
- *ConsumoTM_c:* lectura de los puntos de suministro con dato de teled medida disponible del usuario “c”, más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- *ConsumoNoTM_c:* estimación del consumo en los puntos de suministro no teled medidos o con teled medida no disponible del usuario “c”, más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- *md:* mermas de distribución.

- *Emisión Aguas Abajo: emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDD en kWh.*

~~El residuo asignado a cada usuario será el resultante de aplicar al Residuo total el porcentaje de consumo estimado correspondiente a dicho usuario.~~

En el caso de que el porcentaje de consumo teledicado de un PCTD/PCDD sea del 100%, el residuo se repercutirá sobre toda la demanda de forma proporcional al consumo asignado a cada usuario. Dicho porcentaje podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.”

7.8 Sobre los plazos para la elaboración y comunicación del reparto diario y el balance diario

Conforme a lo explicado en el apartado 6 de este informe, se considera que el horario de la propuesta de Resolución para elaborar y comunicar el reparto diario y el balance no resulta suficiente; se propone establecer el horario acordado por el Grupo de Actualización, Revisión y Modificación de las NGTS, tal como solicitan unánimemente los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos que remiten comentarios.

No obstante, debe indicarse que estas modificaciones no deben recogerse en el PD-02, sino en el apartado 6.4.1.1 “Plazos para el reparto diario n+2” de la NGTS-06, “Repartos” donde se establecen los plazos para realizar el reparto diario en los PCTDs, y en el apartado 7.2 “Balance diario n+2” de la NGTS-07 “Balance”.

Así, se propone eliminar el apartado 1.4 de la propuesta de Resolución, e introducir en el texto de la Resolución dos nuevas disposiciones, Primero y Segundo, donde se modificarían las NGTS-06 y NGTS-07, conforme al texto incluido a continuación, quedando las actuales disposiciones Primero y Segundo postergados a las posiciones Tercero y Cuarto.

“Primero. Modificación de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06

Se reemplaza el título del apartado 6.4.1 y el contenido del apartado 6.4.1.1 «Plazos para el reparto diario n+2» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-06 «Repartos», por el texto recogido a continuación:

“6.4.1 Puntos de conexión transporte-distribución PCTD y puntos de conexión distribución-distribución PCDD

6.4.1.1 Plazos para el reparto diario

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.”

Segundo. Modificación de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-07

Se reemplaza el título del apartado 7.2 «Balance Diario n+2», de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07 «Balance», por el texto siguiente:

“7.2 Balance Diario”

Se reemplaza el primer párrafo del apartado 7.2.1 «Requisitos generales» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07 «Balance», por el texto siguiente:

“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.”

7.9 Sobre la información del reparto diario a comunicar a los usuarios

El anexo a la propuesta de Resolución describe, en su apartado 1.5, la información que se debe facilitar a los usuarios respecto a su reparto diario, con el fin de que estos puedan comprobar y trazar las cantidades asignadas en el mismo.

La redacción de este aspecto resulta, en algún caso, repetitiva, como por ejemplo cuando se explica la obligación de proporcionar información sobre los consumos diarios, lo que puede dar lugar a confusión. Además, debe destacarse que no se recoge la obligación de proporcionar al usuario información sobre las mermas reconocidas de sus consumos, en línea con lo señalado por Agente 6 en su escrito de comentarios. Por último, sería necesario de nuevo referenciar los PCDDs en aquellos puntos donde sólo se citan los PCTDs.

Teniendo todo esto en cuenta, se proponen las siguientes modificaciones de este apartado:

“1.4.5 Envío de la información del reparto diario “n+1”

El reparto diario “n+1” se enviará por el Distribuidor al SL-ATR, de forma que se encuentre disponible en el SL-ATR con el detalle que se indica a continuación, por PCTD/PCDD, comercializador y cliente directo a mercado y día:

- ~~• Valor agregado de consumos con teled medida disponible.~~
- ~~• Valor agregado de consumos con teled medida no disponible (consumos estimados).~~
- ~~• Valor agregado de consumos no teled medidos (consumos estimados).~~

Información a publicar en el SL-ATR, por PCTD, comercializador y cliente directo a mercado y día:

- *Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.*
- *Residuo por PCTD/PCDD (total y asignado al usuario correspondiente) y su % sobre el total de emisión.*
- *Valor agregado de consumos con teled medida disponible (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de consumos teled medidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de consumos no teled medidos estimados (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Reparto diario incluyendo residuo (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados.*

Toda la información adicional para que los datos y cálculos relativos al reparto diario sean trazables por el usuario estará disponible en el SCTD.

En particular, con el objeto de aumentar la transparencia y facilitar la trazabilidad de los repartos, los comercializadores dispondrán en el SCTD del dato utilizado para el reparto de los clientes teled medidos de cada comercializador, indicando si se trata de un valor estimado o teled medido. Esta información complementará la publicación de la teled medida.”

7.10 Sobre la fecha de entrada en vigor de las medidas contenidas en la propuesta de Resolución

Como ya se ha explicado en el apartado 6 de este informe, y tal como comentan los Agentes 1, 7, 8 y 10, sería conveniente posponer la entrada en vigor de la propuesta de Resolución, con el objetivo de proporcionar a los operadores tiempo suficiente para adaptar sus sistemas y procesos informáticos a las nuevas obligaciones sobre el reparto diario y el balance. Por ello, se propone modificar la propuesta de Resolución de acuerdo con lo siguiente:

Cuarto Segundo. *La presente resolución entrará en vigor el 1 de julio ~~enero~~ de 2013.*

ANEXOS:

- **ANEXO A.** Modificaciones de la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se modifica el Protocolo de Detalle, PD-02 *“Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)”*.
- **ANEXO B.** Comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

ANEXO A. MODIFICACIONES DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE MODIFICA EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN (PCTD)”

RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS, POR LA QUE SE MODIFICA LA NGTS-06 “REPARTOS”, LA NGTS-07 “BALANCE” Y EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE – DISTRIBUCIÓN (PCTD)”

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, estableciendo en su artículo 13.1 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 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 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, 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, establece en su apartado 11.5 que el Grupo de Trabajo para la

Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista enviará una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas de protocolos de detalle necesarios para la implementación de un procedimiento único y común para la elaboración y envío de la información sobre los repartos y balances diarios de gas de los usuarios del sistema gasista, según lo dispuesto en dicho artículo 11.

En base a lo anterior, se ha recibido con fecha de 27 de abril de 2012, por parte del Gestor Técnico del Sistema, una propuesta de modificación del protocolo de detalle PD-02 “Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte - Distribución (PCTD)”, en su apartado 1 “Reparto diario n+2 en puntos de conexión en redes de transporte y distribución”, y con fecha de 15 de junio de 2012, una versión revisada del anexo técnico de zonas climáticas incluido en la anterior propuesta de modificación del protocolo de detalle PD-02.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, esta resolución ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de Energía y ésta, para la elaboración de su informe, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, ha tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero. Modificación de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06

Se reemplaza el título del apartado 6.4.1 y el contenido del apartado 6.4.1.1 «Plazos para el reparto diario n+2» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-06 «Repartos», por el texto siguiente:

“6.4.1 Puntos de conexión transporte-distribución PCTD y puntos de conexión distribución-distribución PCDD

6.4.1.1 Plazos para el reparto diario

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.”

Segundo. Modificación de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-07

Se reemplaza el título del apartado 7.2 «Balance Diario n+2», de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07 «Balance», por el texto siguiente:

“7.2 Balance Diario”

Se reemplaza el primer párrafo del apartado 7.2.1 «Requisitos generales» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-07 «Balance», por el texto siguiente:

“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.”

Tercero~~Primero~~. Se modifica el título y el apartado 1 del Protocolo de Detalle PD-02 “Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte - Distribución (PCTD)”, aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, Gasista, en los términos que se indican en el anexo de la presente resolución.

Cuarto ~~Segundo~~. La presente resolución entrará en vigor el 1 de julio ~~enero~~ de 2013.

Madrid,..... de 2012

EL DIRECTOR GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Fdo.: Jaime Suárez Pérez-Lucas

ANEXO

PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 “PROCEDIMIENTO DE REPARTO EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE – DISTRIBUCIÓN (PCTD) Y EN PUNTOS DE CONEXIÓN DISTRIBUCIÓN-DISTRIBUCIÓN (PCDD)”: APARTADO 1

1. Reparto diario ~~Reparto diario en puntos de conexión de redes de transporte y distribución y en puntos de conexión de redes de distribución de dos titulares diferentes~~

~~1.1 Cálculo de la demanda para el reparto diario~~

La cantidad total a repartir será la emisión en kWh ~~el volumen de gas emitido~~ de los PCTD o PCDD. En el caso de que el PCTD/PCDD suministre aguas abajo a un PCDD de otro distribuidor, será la cantidad resultante de restar al PCTD/PCDD de cabecera la cantidad medida por el PCDD aguas abajo.

El responsable del reparto repartirá la medida (en kWh) de los puntos de entrega transporte – distribución y distribución-distribución entre los usuarios de las instalaciones. El reparto se realizará desglosado por PCTDs y PCDDs en base a la demanda diaria que corresponde a cada usuario en cada PCTD y PCDD.

El ~~titular~~ responsable de la ~~unidad de~~ medida enviará diariamente a través del SL-ATR la cantidad a repartir en cada PCTD y PCDD, elaborada con la mejor información disponible en el plazo establecido. Dicha cantidad será la registrada por los equipos de medida instalados según establece el protocolo de detalle PD-01 y si no se dispone de la misma, la cantidad a repartir se obtendrá según lo establecido en los procedimientos de medición vigentes entre los operadores interconectados, que serán públicos y accesibles a los agentes afectados.

1.1 Cálculo del consumo diario en puntos de suministro con teled medida necesario para realizar el reparto diario ~~2-Elaboración del reparto diario~~

~~El volumen diario a asignar a cada agente para sus puntos de suministro se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:~~

~~1.2.1 Puntos de suministro que dispongan de equipos de teled medida~~

Para los puntos de suministro con equipo de teled medida se utilizará la medida capturada por el distribuidor, conforme al procedimiento de medición vigente entre las partes interconectadas.

Si no se dispone de la medida se procederá a su estimación en base a la media de la teled medida de los últimos tres días equivalentes de consumo. Se considerarán tres tipologías de días equivalentes:

- Laborables.
- Sábados.
- Domingos y festivos.

Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos son los publicados oficialmente por cada Comunidad Autónoma.

No obstante, en el caso excepcional de clientes pertenecientes a los grupos de peaje 1, 2.5 y 2.6, y cuando el usuario, con doce horas de antelación a la finalización del día de gas, haya enviado al distribuidor una actualización de su valor de consumo, éste será utilizado por el distribuidor en lugar de su estimación del valor de la teled medida.

~~Para realizar la estimación de la medida se considerarán tres tipologías de días equivalentes:~~

- ~~Laborables.~~
- ~~Sábados.~~
- ~~Domingos y festivos.~~

~~Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos son los publicados oficialmente por cada Comunidad Autónoma.~~

Si no se dispone del valor de la teled medida ni de histórico de consumo (consumidores nuevos):

- Para los consumidores de peaje 3.4 el consumo ~~valor diario de reparto~~ (C_d) será el resultado de dividir el caudal anual contratado expresado en kWh/año (Q_a) entre 210 días.

$$C_d = Q_a / 210$$

- Para los consumidores del resto de peajes, para los cuales se dispone de la información de caudal diario contratado (Q_d), el consumo diario será el caudal diario contratado multiplicado por el factor corrector de utilización (f_c).

$$C_d = Q_d * f_c$$

El f_c se obtendrá calculando el ratio de consumo sobre el caudal diario contratado para una muestra representativa de consumidores teledados. El f_c inicial será del 0,75, pudiendo ser este valor revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

1.2. Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teledado necesario para realizar el reparto diario ~~2 Puntos de suministro sin equipo de teledado~~

1.2.2-1 Consumidores no teledados ~~Puntos de suministro~~ Tipo 1

Dentro de este grupo se incluyen los consumidores no teledados a excepción de los de peajes 3.1, 3.2 y 3.3.

El consumo diario a asignar en el reparto se calculará en función del grupo de peaje correspondiente al consumidor.

1.2.1.1 Consumidores con grupo de peaje distinto de 3.4

~~Para los consumidores con grupo de peaje distinto de 3.4 e~~ El consumo diario se calculará diferenciando si es día laborable o no laborable (sábado, domingo y festivos):

- Día laborable:

El consumo diario (C_d) se obtendrá como el producto del consumo mensual (C_m) y el coeficiente de funcionamiento (C_f) dividido entre el número de días laborables del mes (N_{lab}), de acuerdo a la expresión:

$$C_d = C_m * C_f / N_{lab}$$

Donde C_f tendrá ~~per-defecto~~ un valor inicial de 0,85, que podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

- Resto de días (sábados, domingos y festivos):

El consumo diario (C_d) se obtendrá como el producto del consumo mensual (C_m) y el parámetro $(1-C_f)$ dividido entre el número de días no laborables del mes (N_{res}), de acuerdo a la expresión:

$$C_d = C_m * (1-C_f) / N_{res}$$

Donde C_f (coeficiente de funcionamiento) tendrá el mismo valor que en el caso de días laborables.

Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos son los publicados oficialmente por cada Comunidad Autónoma.

1.2.1.2 Consumidores con grupo de peaje 3.4

~~Para los consumidores con grupo de peaje 3.4 e~~ El consumo diario se calculará como el consumo mensual (C_m) dividido por el número de días del mes (N).

$$C_d = C_m / N$$

1.2.1.3 ~~2.1.1~~ Cálculo de C_m ~~consumo mensual~~

Para determinar el consumo mensual (C_m) se seguirán los siguientes pasos, en función de la existencia o no de valores históricos de dicho punto de suministro.

- i. Si existe consumo mensual del año anterior y del mismo mes (C_{m-12}), se tomará como consumo mensual (C_m) el de la factura del año anterior que tenga más días facturados en el mes que se esté evaluando, incluyendo un coeficiente de corrección (C_C) sobre el consumo del año anterior que represente la evolución o variación del consumo de un año respecto de otro, de acuerdo a la información de evolución de demanda convencional publicada por el GTS. Este coeficiente de corrección se publicará en el SL-ATR.

$$C_m = C_{m-12} * C_C$$

Donde C_C será la variación del consumo de los últimos doce meses disponibles en relación al mismo dato del año anterior.

No obstante, en el caso de los consumidores con grupo de peaje 3.4, se aplicará un coeficiente de corrección por temperatura (C_{temp1}) sobre el consumo del año anterior que tenga en cuenta la evolución o variación del consumo por efecto de la temperatura.

$$C_m = C_{m-12} * C_{temp1}$$

Se define el C_{temp1} para cada zona climática, como la relación entre los grados día (base 15) del día de gas (n) y el promedio diario de los grados día del mismo mes ~~equivalente~~ del año anterior, basados en la información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C_{temp1} = \frac{\text{gradosdía}_{_} \text{día}_{_} \text{gas}(n)}{\left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{gradosdía}_{_} \text{diarios}_{_} \text{mesequivalente}_{_} \text{añoanterior}}{N} \right)}$$

Siendo N el número de días del mes.

- ii. En el caso de consumidores de reciente incorporación al sistema gasista, sin la serie completa de datos del año anterior, se considerará el consumo del último mes disponible.
- iii. En el caso de nuevos consumidores sin ningún dato de consumo, se usará el caudal anual contratado (Q_a) o el caudal diario contratado (Q_d) en función del tipo de peaje.

- Para los consumidores de peaje 3.4 el consumo mensual será el resultado de dividir el caudal anual contratado expresado en kWh/año (Q_a) por 12 meses.

$$C_m = Q_a / 12$$

- Para los consumidores del resto de peajes, para los cuales se dispone de la información de caudal diario contratado (Q_d), el consumo mensual será el caudal diario contratado multiplicado por el factor corrector de utilización (f_c) y el número de días del mes (N).

$$C_m = Q_d * f_c * N$$

[fc se obtendrá conforme a lo indicado en el apartado 1.1 de este Protocolo.](#)

1.2.2. Consumidores no teledidos ~~2 Puntos de suministro~~ Tipo 2

Dentro de este grupo se incluyen los consumidores no teledidos con peajes 3.1, 3.2 y 3.3.

El consumo a asignar a nivel diario en un PCTD/PCDD se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_d = \sum_j \sum_k N^{\circ} \text{Consumidores}_{jk} * Pu_k * C_{temp2}$$

Siendo:

- j: ~~comercializadores~~ usuarios en el PCTD/PCDD
- k: grupo de peaje
- $N^{\circ} \text{Consumidores}_{jk}$: número de consumidores del usuario comercializador “j” dentro del grupo de peaje “k” en el PCTD/PCDD.
- Pu_k : perfil unitario en el mes que se considere correspondiente al grupo de peaje “k” en la zona climática del PCTD/PCDD.
- C_{temp2} : coeficiente corrector del perfil por efecto de la temperatura.

El término C_{temp2} para cada zona climática se calculará como la relación entre los grados día (base 15) del día de gas (n) y la media de los promedios diarios de los grados día de los mismos meses

~~equivalentes~~ utilizados para el cálculo del perfil, basados en la información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C_{temp2} = \frac{\text{gradosdia_dia_gas}(n)}{\text{gradosdia_diapromedio_perfil}}$$

$$\text{gradosdia_diapromedio_perfil} = \frac{\sum_1^K \left[\frac{\sum_{i=1}^N \text{gradosdia_diarios_mesequivalente}}{N} \right]}{K}$$

Siendo N el número de días del mes y K el número de años utilizados para el cálculo del perfil.

La zona climática se determina en base a la información histórica de temperaturas facilitadas por la Agencia Estatal de Meteorología. Inicialmente se definen 4 zonas climáticas, establecidas en el apartado 1.6, de forma que cada provincia y cada PCTD/PCDD pertenecerán a una zona determinada. Antes del 1 de octubre de cada año, el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, las estaciones meteorológicas que se utilizarán para el cálculo de las temperaturas significativas de cada zona climática y de los coeficientes correctores de temperatura, los coeficientes C_{temp1} y C_{temp2} , así como la relación de PCTD/PCDD incluidos en cada zona climática. [El GTS podrá solicitar información a transportistas y distribuidores respecto a los PCTDs/PCDDs incluidos en cada zona.](#)

Se definirá un perfil unitario de consumo ~~El término~~ Pu_k por mes, grupo de peaje “k” y zona climática “z”, que se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Pu_k = \frac{F(k, z, mes)}{NC(k, z, mes) * N}$$

$$Pu_k = \frac{\sum_{i=1}^2 F(k, z, mes)_i}{\sum_{i=1}^2 NC(k, z, mes)_i * N}$$

Siendo:

- F(k,z,mes): consumo mensual para el grupo de peaje “k” en la zona climática “z” en el mes del año i
- NC(k,z,mes): número de consumidores para el grupo de peaje “k” en la zona climática “z” en el mes del año i
- N: número de días del mes

Los distribuidores calcularán los perfiles unitarios de consumo, ~~enviarán los datos necesarios para el cálculo de los perfiles al GTS, el cual los calculará~~ según la fórmula anterior, utilizando para ello los datos históricos de 2 años facilitados por aquellos distribuidores que operen en cada zona. Dichos perfiles, para el año siguiente, serán presentados en Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista y publicados en el SL-ATR por el GTS ~~junto con los datos agregados de cada zona~~ antes del 1 de noviembre de cada año. La Comisión Nacional de Energía y la Dirección General de Política Energética y Minas podrán solicitar el acceso a los perfiles y a los datos empleados para su cálculo, para la supervisión de los mismos.

Los coeficientes correctores de temperatura, los perfiles unitarios y las zonas climáticas serán comunes para todos los distribuidores.

1.3 Procedimiento de asignación del reparto diario Residuo

Para cada PCTD/PCDD, en primer lugar se asignará a cada usuario el consumo diario (kWh) que le corresponde, de acuerdo con los cálculos descritos en los apartados anteriores, así como las mermas reconocidas asociadas.

El volumen de emisión del PCTD/PCDD que quede sin asignar ~~no repartido de acuerdo al procedimiento incluido en el apartado 1.2, denominado (Residuo)~~, será repartido por el distribuidor entre todos ~~asignará a~~ los usuarios presentes en el PCTD/PCDD proporcionalmente a su consumo estimado (incluyendo el de los consumidores con teledatada no disponible).

El Residuo se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{Residuo} = \text{Emisión} - \sum \text{ConsumoTM}_C - \sum \text{ConsumoNoTM}_C - \text{Emisión Aguas Abajo}$$

$$\text{Residuo} = \text{Emisión} - \frac{\sum \text{ConsumoTM}_c}{(1 - m_d)} - \frac{\sum \text{ConsumoNoTM}_c}{(1 - m_d)} - \text{EmisiónAguasAbajo}$$

Siendo:

- Emisión: emisión en el PCTD/PCDD en KWh.
- ConsumoTM_c: lectura de los puntos de suministro con dato de teled medida disponible del usuario "c", más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en KWh.
- ConsumoNoTM_c: estimación del consumo en los puntos de suministro no teled medidos o con teled medida no disponible del usuario "c", más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en KWh.
- ~~md: mermas de distribución.~~
- EmisiónAguasAbajo: emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDD en KWh.

~~El residuo asignado a cada usuario será el resultante de aplicar al Residuo total el porcentaje de consumo estimado correspondiente a dicho usuario.~~

En el caso de que el porcentaje de consumo teled medido de un PCTD/PCDD sea del 100%, el residuo se repercutirá sobre toda la demanda de forma proporcional al consumo asignado a cada usuario. Dicho porcentaje podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

1.4 Plazos

- ~~Envío de las emisiones diarias a repartir por el titular del PCTD/PCDD al SL-ATR: antes de las 0:30h del día siguiente al día de gas.~~
- ~~Envío del reparto n+1 por parte del distribuidor al SL-ATR: antes de las 1:30h del día siguiente al día de gas.~~
- ~~Publicación con carácter provisional del reparto/balance agregado a nivel nacional en el SL-ATR: antes de las 2:00h del día siguiente al día de gas.~~
- ~~Apertura de plazo para reclamaciones y revisiones. Publicación de valores definitivos del reparto/balance en el SL-ATR: a las 2:30h del día siguiente al día del gas.~~

1.4 ~~5~~ Envío de la información del reparto diario “~~n+1~~”

El reparto diario “~~n+1~~” se enviará por el Distribuidor al SL-ATR, de forma que se encuentre disponible en el SL-ATR con el detalle que se indica a continuación, por PCTD/PCDD, comercializador y cliente directo a mercado y día:

- ~~• Valor agregado de consumos con teled medida disponible.~~
- ~~• Valor agregado de consumos con teled medida no disponible (consumos estimados).~~
- ~~• Valor agregado de consumos no teled medidos (consumos estimados).~~

~~Información a publicar en el SL-ATR, por PCTD, comercializador y cliente directo a mercado y día:~~

- Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.
- Residuo por PCTD/PCDD (total y asignado al usuario correspondiente) y su % sobre el total de emisión.
- Valor agregado de consumos con teled medida disponible (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos teled medidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos no teled medidos estimados (total y asignado al usuario correspondiente).
- Reparto diario incluyendo residuo (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados.

Toda la información adicional para que los datos y cálculos relativos al reparto diario sean trazables por el usuario estará disponible en el SCTD.

En particular, con el objeto de aumentar la transparencia y facilitar la trazabilidad de los repartos, los comercializadores dispondrán en el SCTD del dato utilizado para el reparto de los clientes teled medidos de cada comercializador, indicando si se trata de un valor estimado o teled medido. Esta información complementará la publicación de la teled medida.

El distribuidor mantendrá disponible para cada comercializador un inventario de los puntos Tipo 1 considerados en cada reparto, así como el número de puntos Tipo 2 por PCTD/[PCDD](#), peaje y zona climática.

1.5.6 Zonas Climáticas

Las provincias se clasifican en las 4 siguientes Zonas Climáticas:

- Zona Climática 1: Promedio de grados día menor que 1,7
- Zona Climática 2: Promedio de grados día entre 1,7 y 2,4
- Zona Climática 3: Promedio de grados día entre 2,4 y 3,8
- Zona Climática 4: Promedio de grados día superior a 3,8

La asignación de provincias a cada zona, con su correspondiente valor de grados día, se publicará en el SL-ATR. Las Zonas Climáticas podrán ser revisadas anualmente por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Las actualizaciones serán publicadas en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

Grupo 1: $0 \leq \text{GD} \leq 3$

Provincia	Grado Día
ALICANTE	2,23
ALMERIA	1,44
CADIZ	1,53
CASTELLON	2,85
HUELVA	2,16
MALAGA	1,27
MURCIA	2,60
SEVILLA	2,29
VALENCIA	2,27

Grupo 3: $5 \leq \text{GD} \leq 7$

Provincia	Grado Día
CIUDAD REAL	6,32
GIRONA	5,84
GRANADA	6,34
GUIPUZCOA	5,77
LUGO	6,96
MADRID	6,99
RIOJA	6,98
TOLEDO	5,97
ZARAGOZA	5,84

Grupo 2: $3 \leq \text{GD} \leq 5$

Provincia	Grado Día
ASTURIAS	4,89
BADAJOS	3,95
BARCELONA	3,67
CACERES	4,96
CORDOBA	3,29
CORUÑA	4,05
JAEN	4,67
ORENSE	4,99
PONTEVEDRA	4,29
SANTANDER	3,89
TARRAGONA	3,91
VISCAYA	4,28

Grupo 4: $7 < \text{GD}$

Provincia	Grado Día
ALABA	8,31
ALBACETE	7,57
AVILA	9,33
BURGOS	9,90
CUENCA	7,79
GUADALAJARA	8,01
HUESCA	7,68
LEON	9,80
LLEIDA	7,01
NAVARRA	7,68
PALENCIA	10,02
SALAMANCA	7,82
SEGOVIA	8,77
SORIA	9,86
TERUEL	8,85
VALLADOLID	8,61
ZAMORA	7,98



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I - Protocolo de comunicación ICCP (IEC-60870-6-503)

INTERNATIONAL
STANDARD

IEC
60870-6-503

Second edition
2002-04

Telecontrol equipment and systems –

**Part 6-503:
Telecontrol protocols compatible with
ISO standards and ITU-T recommendations –
TASE.2 Services and protocol**

Matériels et systèmes de téléconduite –

*Partie 6-503:
Protocoles de téléconduite compatibles avec les
normes ISO et les recommandations de l'UIT-T –
Services et protocole TASE.2*

© IEC 2002 — Copyright - all rights reserved

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE **XF**

For price, see current catalogue

ANEXO B. COMENTARIOS REMITIDOS POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS.

[CONFIDENCIAL]