

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-17 “PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DEL GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE”

Expte.: INF/DE/117/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 3 de diciembre de 2015

Vista la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba el Protocolo de Detalle PD-17 “Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte”, la Sala de la Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

En fecha 13 de junio de 2014, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEyM) recibió, del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) y sus Protocolos, una propuesta para la aprobación de un nuevo Protocolo de Detalle (en adelante, PD), el PD-17, sobre la provisión de información recogida en el Reglamento (UE) 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.

En fecha 4 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC), por la que se establece las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Esta Circular implementa en la normativa española el Reglamento (EU) 312/2014.

Posteriormente, en fecha 29 de septiembre de 2015, la DGPEyM recibe, por parte del Presidente del citado Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, una nueva propuesta de redacción del Protocolo PD-17,

con el fin de adaptarla al apartado decimosexto "Información a facilitar a los usuarios" de la Circular 2/2015 de la CNMC.

Finalmente, en fecha 8 de octubre de 2015, tuvo entrada en el registro de la CNMC solicitud de informe de la DGPEyM sobre la propuesta de Resolución que aprueba el nuevo Protocolo PD-17.

2. Objeto

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta de Resolución, remitida por la DGPEyM para informe preceptivo de la CNMC, por la cual se aprueba un nuevo Protocolo, el PD-17, que establece los flujos de información entre los diferentes sujetos del sistema, con el fin de dar cumplimiento al apartado decimosexto de la Circular 2/2015 de la CNMC.

3. Normativa aplicable

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

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

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

4. Descripción de la Propuesta de Resolución de la DGPEyM

Como ya se ha indicado, el Protocolo PD-17 establece la información a intercambiar entre los distintos sujetos del sistema gasista para proporcionar, a los usuarios del mismo, los datos necesarios sobre sus entradas y salidas de gas, en línea con las disposiciones de la Circular 2/2015 de la CNMC contenidas en su apartado decimosexto. Este Protocolo es, por tanto, de aplicación a todos los agentes del sistema, incluido el GTS.

El Protocolo define los responsables de realizar la previsión diaria e intradiaria de las salidas de la red de transporte y distribución, asignando esta labor a transportistas y distribuidores. Asimismo, introduce el concepto de “suprapunto” como la agrupación de puntos de conexión transporte-distribución (en adelante, PCTDs) y puntos de conexión distribución-distribución (en adelante, PCDDs) que alimentan a una misma red de distribución aguas abajo, y que aguas arriba están conectados con infraestructuras diferentes.

Sobre la información que se debe facilitar a los usuarios durante el día de gas, el Protocolo asigna las siguientes responsabilidades, conforme el calendario recogido en la Circular 2/2015 de la CNMC:

- El Gestor es el encargado de proporcionar los coeficientes de temperatura correspondientes a las zonas climáticas, necesarios para la previsión de la demanda, así como la previsión de la demanda global del sistema.
- Los distribuidores calculan las estimaciones de demanda no teledistribuida de sus redes, por pareja “comercializador primario/comercializador secundario” y PCTD/PCDD/suprapunto, correspondientes a todo el día de gas. Para hacer estas estimaciones emplearán la metodología definida en el PD-02.

Igualmente, deben proporcionar el consumo teledistribuido acumulado, también por pareja “comercializador primario/comercializador secundario” y PCTD/PCDD/suprapunto. En el caso de que estos valores no estén disponibles, se deberán estimar conforme a la metodología definida en el PD-02.

- Los transportistas facilitarán el consumo teledistribuido acumulado, por pareja “comercializador primario/comercializador secundario” en cada punto de conexión con línea directa (en adelante PCLD). Igualmente, en el caso de que estos valores no estén disponibles, se deberán estimar conforme a la metodología definida en el PD-02.
- Además, los transportistas y distribuidores comunicarán la emisión acumulada en los puntos de conexión determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR¹.

Es función del GTS poner a disposición de los usuarios la información sobre su demanda y las emisiones facilitada por transportistas y distribuidores. A ello deberá añadir el gas introducido por el usuario a la red de transporte por cada punto de entrada a la misma.

En relación con la información a proporcionar a los usuarios en el día anterior al día de gas, el Protocolo establece obligaciones similares a las fijadas para la

¹ Sistema Logístico de Acceso de Terceros

provisión de información intradiaria, con menor grado de detalle y sin incluir información sobre emisiones.

Toda la información deberá facilitarse a través del SL-ATR.

Asimismo, el Protocolo prevé la definición de indicadores para medir la calidad de la información proporcionada a los usuarios, así como el grado de cumplimiento de los tiempos de envío de la información.

5. Comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos

La Propuesta de Resolución remitida por la DGPEyM ha sido enviada para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos en fecha 15 de octubre de 2015, habiéndose recibido comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Mientras que **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** no tiene observaciones a la propuesta, el resto realizan los comentarios que se resumen a continuación:

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Estos agentes consideran necesario destacar conjuntamente los siguientes aspectos:

- La información que el PD-07 suministra a los usuarios para balancearse en la red de transporte es de utilidad limitada y, por ello, solicitan que se les comuniquen:
 - ✓ La información de la demanda no telemetricada en el PCTD/PCDD corregida con la asignación de los residuos.
 - ✓ La información de la demanda telemetricada por usuario, CUPs y punto de conexión, identificando si es lectura real o estimada.
- Deben reducirse los plazos de entrada en vigor del Protocolo, recomendando la implementación en dos fases:
 - ✓ Una primera fase, con un plazo de implementación de 3 meses, que aporte al usuario las emisiones por PCTD y usuario hasta las 11:00 h y hasta las 18:00 h.
 - ✓ Una segunda fase, que completaría la anterior y que entraría en vigor antes del 1 de septiembre de 2016, facilitando las emisiones estimadas por PCTD y usuario.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En su escrito particular, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** insiste en que la información acumulada por PCTD/PCDD tiene una utilidad limitada para que el usuario pueda estimar su demanda y que necesitaría saber la demanda con el mismo desglose que se envía en los repartos diarios, lo que implica dar la demanda telemetricada por CUPs.

Además, requiere que, en la información intradiaria, se aporte con carácter adicional la demanda no teled medida acumulada hasta las 11:00 y a las 18:00.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Las observaciones particulares de estos usuarios señalan que la información que proporciona el PD-17 no es suficiente para realizar una gestión adecuada de sus existencias durante el día de gas. Solicitan que se les facilite la información de la teled medida por CUPs.

Igualmente, estiman que los 6 meses que contempla la propuesta de Resolución para modificar los sistemas informáticos e implementar el Protocolo podría ser insuficiente.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Con carácter general, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** considera, en sus comentarios particulares, que no se está aprovechando la oportunidad de definir un mecanismo de intercambio de información completo y fácilmente procesable. Por eso, entienden que el detalle de la información debe ser evolutiva, debe tomar como referencia la información que se proporciona sobre el reparto diario y debe ir mejorándose con el tiempo.

Asimismo, cree que, con carácter adicional a la estimación del consumo, debe proporcionarse la asignación del residuo al usuario en cada PCTD. Por todo esto, opinan que las disposiciones contenidas en el Protocolo PD-17 deberían integrarse dentro del Protocolo de repartos (PD-02).

Como comentarios concretos al contenido del Protocolo, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica que:

- El Protocolo debería ya incluir indicadores de calidad relacionados con el porcentaje de valores de teled medida recuperados.
- La entrada en vigor del Protocolo debe realizarse con la suficiente antelación a la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, esto es, antes de 1 de octubre de 2016. En consecuencia, propone reducir el plazo de implementación en sistemas informáticos a 3 meses.
- La información que se proporciona en el día anterior al día de gas debe tener la misma estructura que la información facilitada durante el día de gas, facilitando la información de consumidores tipo 1² no teled medidos y de los consumidores teled medidos por CUPs.
- En el apartado 2, sobre la entidad encargada de las previsiones, debe citarse al GTS, puesto que realiza las previsiones de coeficientes de temperatura y de demanda global del sistema.

² Consumidores con teled medida o con fecha de lectura de consumo a fin de mes.

- El SL-ATR debería posibilitar al usuario una consulta que proporcione el gas introducido por el mismo cada hora durante el día de gas en cada punto de entrada, y no solo el acumulado hasta las 11:00 h y hasta las 18:00 h.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Por su parte, en su escrito particular de comentarios, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** destaca, con carácter general, que la información relevante para el usuario es la que se proporciona en el día de gas, y que ésta debe ser suficiente y de calidad. En este sentido, ven con preocupación que no se haya contado con los comercializadores para definir el detalle de la información en la elaboración del PD-17 y que la aplicación del mismo se retrase a 6 meses después de la publicación de la Resolución.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] también remarca que la información a proporcionar a los usuarios es insuficiente para gestionar de forma efectiva el balance, solicitando que proporcione al usuario la información intadiaria del consumo telemedido por CUPs y PCTD/PCDD, así como la previsión de la emisión total del día en el PCTD/PCDD.

Asimismo, estima imprescindible que se reduzca el plazo de entrada en vigor del PD-17, se retrase la reducción de la capacidad de almacenamiento en AOC³ de los usuarios al 1 de junio de 2016 y se establezca una tolerancia en la liquidación de las penalizaciones por desbalances en el AOC hasta que entre en aplicación el PD-17.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] pide que el Protocolo especifique ya cuáles serán los indicadores de calidad de la información facilitada, dado que la información es básica para evitar que el usuario incurra en desbalance y, posteriormente, se aplique un recargo económico por éste.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Los comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** se refieren a los sujetos más adecuados para remitir, en el día anterior al día de gas, la información sobre las líneas directas.

De acuerdo con este agente, son los comercializadores quienes deben comunicar a los transportistas la previsión de la demanda para cada una de sus salidas directas, puesto que los transportistas no tienen interacción directa ni obligaciones contractuales con los usuarios finales que cuelgan de sus redes, y por ello no poseen información sobre sus consumos futuros. Por esta razón,

³ Almacenamiento Operativo Comercial de la red de transporte.

considera necesario y propone que se establezca una estrecha cooperación con los comercializadores para elaborar la previsión de estos consumos.

Para finalizar, con el fin de asegurar la calidad de la información proporcionada, recomienda la posibilidad de que transportistas, distribuidores y el GTS analicen la necesidad de establecer ventanas de revisión a la provisión de información intradiaria.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] comenta únicamente la necesidad de sustituir en el protocolo las referencias a “sujeto”, “comercializador” y “pareja comercializador primario/comercializador secundario” por el término “usuario”. A estos efectos, define “usuario” haciendo referencia a la definición contenida en la Circular 2/2015, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, proponiendo así eliminar el listado de sujetos concreto a los que afecta el Protocolo.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Como preámbulo, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Sobre el contenido concreto del PD-17, remarcan la necesidad de sustituir la figura del “comercializador primario” por “usuario”, pues consideran que éste es el término al que se refiere el concepto de usuario establecido en la Circular 2/2015, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Asimismo, solicitan que el GTS comunique, a través del SL-ATR, a distribuidores y transportistas la información intradiaria sobre la emisión en los PCTD/PCDD, para aquellos puntos que les afecten.

6. Consideraciones de la CNMC

6.1 Sobre la entrada en vigor de la Resolución

La provisión de información a los usuarios de la red de transporte, antes del día de gas, pero especialmente durante el día de gas, constituye la herramienta básica para que éstos puedan gestionar sus existencias de gas en la red de transporte y mantener su posición de gas en balance, evitando así recargos por desbalances.

Por ello, resulta urgente que esta herramienta esté disponible cuanto antes (en concreto antes del 1 de octubre de 2016, cuando entra en aplicación las penalizaciones por desbalances de la Circular 2/2015 de la CNMC), por dos motivos principales: ha de probarse esta herramienta lo suficiente para asegurar que la información que se proporciona al usuario se da a tiempo y es

de calidad, y los usuarios deben familiarizarse con la misma para que les sea de utilidad.

Por eso, tal como destacan **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** en sus comentarios, 6 meses podría ser un plazo demasiado amplio para la puesta en funcionamiento del Protocolo. Teniendo en cuenta que el Protocolo desarrolla y complementa la obligación de provisión de información de la citada Circular de la CNMC, la cual prevé que ya desde el 1 de noviembre de 2015 debería estar facilitándose información al usuario, los cambios informáticos para implementar el PD-17 se construirán sobre los desarrollados para implementar la Circular. En consecuencia, se propone reducir de 6 a 4 meses desde su publicación en el Boletín oficial del Estado la fecha en la que la Resolución surtiría efecto.

Así, el apartado segundo de la Resolución quedaría con la siguiente redacción:

*“**Segundo.** La presente resolución surtirá efecto a los 4 ~~6~~ meses de su fecha de publicación en el Boletín Oficial del Estado.”*

6.2 Sobre la introducción de incentivos a la calidad de la información y el plazo de entrega de misma

El punto 7 del Protocolo expone que se definirán indicadores de calidad para el cumplimiento de la correcta aplicación de los algoritmos de cálculo y el cumplimiento de los plazos en la entrega de información contenidos en el Protocolo.

Esta disposición pone de relieve la importancia de que la información facilitada al usuario sea de calidad y comunicada en plazo, pues las consecuencias de un fallo se traduciría en un desbalance del usuario que penalizaría económicamente al mismo.

Por eso, como expone en sus comentarios **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, es recomendable definir en el menor plazo posible los indicadores que permitan verificar la correcta aplicación del Protocolo por parte de los agentes. En consecuencia, se propone introducir un apartado tercero en la Resolución de la DGPEyM, que asigne al Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la Actualización, Modificación y Revisión de las NGTS, en un plazo similar al de comienzo de aplicación del Protocolo, la tarea de elaborar una propuesta en este sentido, que sería aprobada por la DGPEyM y formaría parte del PD-17 como anexo.

El apartado tercero propuesto es el siguiente:

*“**Tercero.** En el plazo de 4 meses desde la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial del Estado, el Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la Actualización, Modificación y Revisión de las NGTS remitirá la Dirección General de Política Energética y Minas, para su aprobación, una propuesta de indicadores de calidad de la información y del*

cumplimiento de los tiempos de comunicación de la misma. Los indicadores se aprobarán por Resolución y se incorporarán al PD-17 como Anexo.”

Por otro lado, habría que indicar en el punto 7 del Protocolo que los citados indicadores se encuentran en un anexo al mismo, como establecería el apartado tercero de la Resolución del DGPEyM que aprueba el PD-17. Además, debe señalarse que los algoritmos para estimación de la demanda a los que se refiere este punto 7 están definidos en el Protocolo de Detalle PD-02, y no en el PD-17, que sólo debería requerir que se aplique el PD-02 para calcular dichas estimaciones.

Con todo ello, el apartado 7 quedaría escrito como sigue:

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

6.3 Sobre la entidad encargada de las previsiones

El Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, establece, en su artículo 39.5, que la autoridad reguladora nacional competente designará la entidad encargada de las previsiones en una zona de balance tras la consulta previa a los gestores de la red de transporte y a los gestores de la red de distribución implicados.

De acuerdo con esta disposición, la Circular 2/2015, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, en su apartado decimosexto, determina y asigna las funciones de previsión de la demanda sin medición diaria.

Consecuentemente, el apartado 2, sobre la entidad encargada de las previsiones de demanda, resulta innecesario, pudiendo entrar en conflicto con lo dispuesto en la Circular de la CNMC, por lo que se propone su eliminación.

~~**“2. Entidad encargada de las previsiones.**~~

~~*Los distribuidores y transportistas serán los responsables de realizar la previsión diaria e intradiaria de las salidas del sistema gasista de transporte y distribución telemedidas y no telemedidas por comercializador y punto de conexión.”*~~

6.4 Sobre la definición de suprapunto

El punto 4 del protocolo define “suprapunto” como una agrupación de PCTDs y PCDDs que alimentan a una red de distribución. Esta definición tiene como fin explicar que en dichas redes, donde existe más de un punto de interconexión

como entrada de gas a la red, se dé la información de estos PCTDs y PCDDs agrupados.

No obstante, debe recordarse que el balance del usuario en la red se determina a partir de su reparto en estas instalaciones, cuya metodología de cálculo está definida en el Protocolo de Detalle PD-02. Es por eso que **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, en su escrito de comentarios, señala que la información para que el usuario pueda balancearse en el día de gas debe partir de la información sobre su reparto, pues es el reparto el que determina su balance.

De esta forma, la inclusión de la definición de suprapunto en el PD-17 significa que existen redes de distribución donde actualmente el reparto no se está calculando por PCTD/PCDD, sino por agrupaciones de los mismos. En consecuencia, no se entiende la necesidad de definir en este Protocolo el suprapunto, puesto que su concepto ya se está usando para el cálculo del reparto y, por tanto, debe estar incluido en el citado PD-02.

Consecuentemente, se propone la eliminación de este apartado y de sus referencias en el resto de puntos del PD-17:

“4. Definiciones

4.1 Suprapunto

Se define como la agrupación de PCTDs y PCDDs que alimentan una misma red de distribución aguas abajo y que aguas arriba están conectados con infraestructuras diferentes, ya sean redes de transporte o de distribución.”

6.5 Sobre el detalle de desagregación de la información a proporcionar por los distintos sujetos

Como comentarios generales a los puntos 5 y 6 del PD-17, sobre flujos de comunicación de información intradiaria y anterior al día de gas, cabe señalar que sería recomendable modificar las referencias que contienen a puntos concretos del Protocolo PD-02, por una referencia genérica al PD-02. Esto se propone teniendo en cuenta que el PD-02 está actualmente en fase de modificación y su estructura y numeración de apartados puede cambiar. Asimismo, atendiendo al orden cronológico en el que se da la información, parece más razonable que el punto sobre el flujo de información el día anterior al día de gas (punto 6), se explique antes que el flujo de información durante el día de gas (punto 5).

En lo que se refiere a comentarios concretos sobre el detalle de desagregación de la información a facilitar, cabe realizar las siguientes consideraciones:

- Tal como manifiestan **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en sus alegaciones, se propone sustituir la expresión “comercializador

primario/comercializador secundario” por “usuario”. El motivo es que la obligación de los operadores de las instalaciones es elaborar una previsión de la demanda de los consumidores que cuelgan de sus redes, siendo imposible que puedan predecir las potenciales operaciones de compra-venta de gas entre usuarios en el AOC, puesto que carecen de información sobre las necesidades de los usuarios y sus relaciones.

Además, esta distinción “comercializador primario/comercializador secundario”, que no está definida en ninguna norma, puede perder sentido una vez entre en funcionamiento el mercado organizado de gas, por la propia definición de funcionamiento de estos mercados, donde la contraparte de un usuario que compra o vende gas en el mismo es ciega, esto es, el usuario desconoce quién le vende o a quién compra el gas y, en consecuencia, el operador de la red también.

- Conforme a lo indicado por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en sus observaciones, se estima conveniente que, en los casos en que la información de consumo telemedido se disponga por CUPs, sea comunicado con este grado de detalle. Asimismo, es importante informar a los usuarios respecto a si el valor de telemedida aportado es real o es una estimación calculada conforme a la metodología definida en el PD-02, según explican los mismos agentes.
- Las referencias al “comercializador” se sustituyen por “usuario”, ya que los consumidores directos en mercado, que son también usuarios, necesitan la información para balancearse, en línea con los comentarios del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.
- Los datos de emisión acumulada a facilitar al usuario en el intradía deben ser las medidas en el PCTD/PCDD, que es lo empleado para calcular su reparto y su balance, y no las medidas en *“los puntos de conexión determinados en el modelo de red vigente en el SL-ATR”*, que refiere el Protocolo.
- De conformidad con lo señalado por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, parece razonable que transportistas y distribuidores dispongan de la información sobre la emisión acumulada en los PCTDs y PCDDs.
- Finalmente, se considera apropiado aportar un valor estimado de telemedida cuando ésta no esté disponible, independientemente de que se contemple así en el Reglamento europeo, eliminándose la referencia al mismo.

Teniendo en cuenta todo esto, así como las propuestas explicadas anteriormente en este informe, los puntos 5 y 6 del PD-17 quedarían redactados como se expone a continuación:

“6-3. Flujos de comunicación en el día “d” para el día de gas “d+1”.

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

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, establecidas en el ~~punto 1.5 del PD-02~~, correspondientes al día de gas "d+1", según el algoritmo de cálculo establecido en el ~~punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario"~~, del mencionado protocolo PD-02, con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la AEMET.⁷
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas "d+1".⁷
- Antes de las 12:00h, los distribuidores enviarán, al SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, para el día de gas "d+1", con desglose de consumo teled medido y no teled medido ~~de los consumidores suministrados en sus redes, por usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, y PCDD y suprapunto)~~. El algoritmo de cálculo de esta previsión será el definido en el protocolo de detalle PD-02 ~~"Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)" en su punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario"~~. Igualmente, antes de las 12h, los transportistas enviarán al SL-ATR, la previsión de demanda de sus salidas por línea directa (PCLD) para el día "d+1" por usuario comercializador.
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición del sector una actualización de la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas "d+1".⁷
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición, a través del SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR, para el día de gas "d+1", con desglose de consumo teled medido y no teled medido para cada usuario, ~~comercializador primario desglosado por punto de conexión (PCTD, PCDD, suprapunto y PCLD), en la que se incluye la demanda propia tanto del comercializador primario como de los secundarios asociados.~~

45. Flujos de comunicación en el día "d" para el día de gas "d" (intradarios).

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

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición de los distribuidores, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el ~~punto 1.5 del PD-02~~, correspondientes al día de gas "d", según el algoritmo de cálculo establecido en el ~~punto 1.2.2, "Consumidores no teled medidos Tipo 2"~~, del mencionado protocolo PD-02.
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el propio día de gas "d".⁷

- Antes de las 13:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:
 - a) ~~La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas "d" por usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, y PCDD y suprapunto). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)" en su punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario",~~
 - b) ~~El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con teled medida desglosada por usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, PCDD, suprapunto y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, tal y como se establece en el artículo 33, apartado 2, del reglamento UE 312/2014 de la Comisión, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el apartado 1.1 del PD-02 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro con teled medida necesario para realizar el reparto diario" e indicando que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas, y,~~
 - c) ~~La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas), en los puntos de conexión PCTD y PCDD determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR.~~
- Antes de las 14:00h, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR:
 - a) ~~La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas "d" para cada usuario comercializador primario desglosada por punto de conexión (PCTD, y PCDD) y suprapunto), en la que se incluye tanto la demanda propia del comercializador primario como de los secundarios asociados,~~
 - b) ~~El consumo teled medido de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con teled medida por usuario y para el comercializador primario desglosadas por punto de conexión (PCTD, PCDD, suprapunto y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y~~

el estimado, en las que se incluye tanto la información propia del comercializador primario como de los secundarios asociados, y. En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.

- c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.
- Antes de las 14:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución que corresponde a cada usuario/comercializador, en kWh.
 - Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión actualizada de demanda global del Sistema para el propio día de gas "d".
 - Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, una actualización de los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el punto 1.5 del PD-02, correspondientes al día de gas "d", según el algoritmo de cálculo establecido en el punto 1.2, "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario", del mencionado protocolo PD-02.
 - Antes de las 20:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:
 - a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas "d" por usuario pareja/comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, y PCDD y suprapunto). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)" en su punto 1.2.2 "Consumidores no teled medidos Tipo 2",.
 - b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de aquellas salidas con teled medida desglosada por usuario pareja/comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, PCDD, suprapunto y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, tal y como se establece en el artículo 33 apartado 2 del reglamento 312/2014 de la Comisión, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el apartado 1.1 del PD-02 e indicando que dicho valor es estimado "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro con teled medida necesario para realizar el reparto

~~diario". Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, para estimar el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.~~

- c) ~~La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR.~~
- ~~Antes de las 21:00h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por los distribuidores y transportistas al SL-ATR:~~
 - a) ~~La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas "d" para cada usuario comercializador primario desglosado por punto de conexión (PCTD, y PCDD), y suprapunto, en la que se incluye tanto la demanda propia del comercializador primario como de los secundarios asociados,~~
 - b) ~~El consumo teled medido de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teled medida por usuario y para el comercializador primario desglosadas por punto de conexión (PCTD, PCDD, suprapunto y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado, en las que se incluye tanto la información propia del comercializador primario como de los secundarios asociados, y, En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.~~
 - c) ~~La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.~~
- ~~Antes de las 21:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución correspondiente a cada usuario comercializador, en kWh."~~

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión regulatoria,

ACUERDA

Emitir informe favorable en relación con la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por el que se aprueba el Protocolo de Detalle PD-17 "Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte", teniendo en cuenta las observaciones y

modificaciones propuestas en el apartado 6 de este informe, que se encuentran igualmente contenidas en el Anexo del mismo.

ANEXO

CAMBIOS PROPUESTOS EN LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN DE LA DGPEyM POR LA QUE SE APRUEBA EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-17 “PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DEL GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE”

RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS, POR LA QUE SE APRUEBA EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-17 "PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DEL GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE"

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

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las 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.

Con base en lo anterior, se recibió con fecha de 13 de junio de 2014, por parte del Presidente del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del Sistema Gasista, una propuesta de redacción de un nuevo Protocolo de Detalle PD-17 sobre la provisión de información recogida en el Reglamento (UE) N° 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.

Posteriormente, con fecha 29 de septiembre de 2015, se recibió por parte del Presidente del citado grupo de trabajo, nueva propuesta de redacción del protocolo de detalle PD-17, con el fin de adaptarla al apartado decimosexto, "Información a facilitar a los usuarios" de la Circular 2/2015 de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta resolución ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y ésta, para la elaboración de su informe, ha tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero. Se aprueba el protocolo de detalle PD-17 "Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte", incluido en el anexo de la presente resolución.

Segundo. La presente resolución surtirá efecto a los 4 ~~6~~ meses de su fecha de publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Tercero. En el plazo de 4 meses desde la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial del Estado, el Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la Actualización, Modificación y Revisión de las NGTS remitirá la Dirección General de Política Energética y Minas, para su aprobación, una propuesta de indicadores de calidad de la información y del cumplimiento de los tiempos de comunicación de la misma. Los indicadores se aprobarán por Resolución y se incorporarán al PD-17 como Anexo.

Madrid,

LA DIRECTORA GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Fdo.: M^a Teresa Baquedano Martín

ANEXO PROTOCOLO DE DETALLE PD-17

PROVISIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE EL BALANCE DEL GAS EN LAS REDES DE TRANSPORTE

1. Objeto

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

~~2. Entidad encargada de las previsiones.~~

~~Los distribuidores y transportistas serán los responsables de realizar la previsión diaria e intradiaria de las salidas del sistema gasista de transporte y distribución telemidas y no telemidas por comercializador y punto de conexión.~~

~~3~~ 2. **Ámbito de aplicación.**

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

Por tanto, este protocolo es de aplicación a:

- Comercializadores y consumidores directos en mercado (usuarios de red).
- Distribuidores.
- Transportistas.
- GTS.

~~4. Definiciones~~

~~4.1 Suprapunto~~

~~Se define como la agrupación de PCTDs y PCDDs que alimentan una misma red de distribución aguas abajo y que aguas arriba están conectados con infraestructuras diferentes, ya sean redes de transporte o de distribución.~~

~~6~~ 3. **Flujos de comunicación en el día "d" para el día de gas "d+1".**

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

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL- ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, establecidas en el ~~punto 4.5 del~~ PD-02, correspondientes al día de gas "d+1", según el algoritmo de

cálculo establecido en el ~~punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin telemida necesario para realizar el reparto diario"~~, del mencionado protocolo [PD-02](#), con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la AEMET.

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas "d+1".
- Antes de las 12:00h, los distribuidores enviarán, al SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, para el día de gas "d+1", con desglose de consumo telemedido y no telemedido [de los consumidores suministrados en sus redes](#), por ~~usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario~~ y punto de conexión (PCTD, y PCDD ~~y suprapunto~~). El algoritmo de cálculo de esta previsión será el definido en el protocolo de detalle PD-02 ~~"Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)" en su punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin telemida necesario para realizar el reparto diario"~~. Igualmente, antes de las 12h, los transportistas enviarán al SL-ATR, la previsión de demanda de sus salidas por línea directa ([PCLD](#)) para el día "d+1" por ~~usuario comercializador~~.
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición del sector una actualización de la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas "d+1".
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición, a través del SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR para el día de gas "d+1", con desglose de consumo telemedido y no telemedido para cada usuario, ~~comercializador primario~~ desglosado por punto de conexión (PCTD, PCDD, ~~suprapunto~~ y PCLD), ~~en la que se incluye la demanda propia tanto del comercializador primario como de los secundarios asociados.~~

4.5. Flujos de comunicación en el día "d" para el día de gas "d" (intradarios).

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

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición de los distribuidores, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el ~~punto 1.5 del~~ PD-02, correspondientes al día de gas "d", según el algoritmo de cálculo establecido en el ~~punto 1.2.2, "Consumidores no telemidados Tipo 2"~~, del mencionado protocolo [PD-02](#).
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el propio día de gas "d".
- Antes de las 13:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:
 - a) La estimación actualizada de la demanda no telemida [de los consumidores suministrados en sus redes](#), en kWh/día, para el total del día de gas "d" por ~~usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario~~ y punto de conexión (PCTD, y PCDD ~~y suprapunto~~). El algoritmo de cálculo de la previsión

en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02 "~~Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte distribución (PCTD) en su punto 1.2 "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario",~~

- b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con teled medida desglosada por ~~usuariopareja comercializador primario/comercializador secundario~~ y punto de conexión (PCTD, PCDD, ~~suprapunto~~ y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, ~~tal y como se establece en el artículo 33, apartado 2, del reglamento UE 312/2014 de la Comisión,~~ empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el ~~apartado 1.1 del~~ PD-02 "~~Cálculo del consumo diario en puntos de suministro con teled medida necesario para realizar el reparto diario~~" e indicando que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas, ~~y.~~
- c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas), en los puntos de conexión PCTD y PCDD ~~determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR.~~
- Antes de las 14:00h, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR:
 - a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas "d" para cada usuario comercializador primario desglosada por punto de conexión (PCTD, y PCDD) ~~y suprapunto), en la que se incluye tanto la demanda propia del comercializador primario como de los secundarios asociados,~~
 - b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con teled medida por usuario y para el comercializador primario desglosadas por punto de conexión (PCTD, PCDD, ~~suprapunto~~ y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado, ~~en las que se incluye tanto la información propia del comercializador primario como de los secundarios asociados,~~ y. En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.
 - c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD ~~determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR.~~ Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.

- Antes de las 14:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución que corresponde a cada usuario comercializador, en kWh.
- Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión actualizada de demanda global del Sistema para el propio día de gas "d".
- Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, una actualización de los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el ~~punto 1.5 del~~ PD-02, correspondientes al día de gas "d", según el algoritmo de cálculo establecido en el ~~punto 1.2, "Cálculo del consumo diario en puntos de suministro sin teled medida necesario para realizar el reparto diario", del~~ mencionado protocolo PD-02.
- Antes de las 20:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:
 - a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas "d" por usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, ~~y~~ PCDD ~~y suprapunto~~). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02 ~~"Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)" en su punto 1.2.2 "Consumidores no teled medidos Tipo 2",~~
 - b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de aquellas salidas con teled medida desglosada por usuario pareja comercializador primario/comercializador secundario y punto de conexión (PCTD, PCDD, ~~suprapunto~~ y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, ~~tal y como se establece en el artículo 33 apartado 2 del reglamento 312/2014 de la Comisión,~~ empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el ~~apartado 1.1 del~~ PD-02 e indicando que dicho valor es estimado ~~"Cálculo del consumo diario en puntos de suministro con teled medida necesario para realizar el reparto diario".~~ Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, para estimar el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas, ~~y~~
 - c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD ~~determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR.~~
- Antes de las 21:00h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por los distribuidores y transportistas al SL-ATR:

- a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas "d" para cada usuario comercializador primario desglosado por punto de conexión (PCTD, y PCDD), ~~y suprapunto~~, ~~en la que se incluye tanto la demanda propia del comercializador primario como de los secundarios asociados~~,
- b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas "d" hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teled medida por usuario y para el comercializador primario desglosadas por punto de conexión (PCTD, PCDD, ~~suprapunto~~ y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado, ~~en las que se incluye tanto la información propia del comercializador primario como de los secundarios asociados, y~~. En los casos en que esta información se disponga por CUPs, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.
- c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas "d", en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD ~~determinados por el modelo de red vigente en el SL-ATR~~. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.
- Antes de las 21:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución correspondiente a cada usuario comercializador, en kWh.

57. Indicadores

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