



PROTOCOLO DE DETALLE PD-08 DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES DE CONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

<http://www.mityc.es/Gas/Seccion/NGTS>

Versión 23 de octubre de 2008



Aprobado por Resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de Gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle (BOE 14/05/2007).

Modificado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 23 de octubre de 2008 (BOE 10/11/2008.)



PROTOCOLO DE DETALLE PD-08

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES DE CONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

1 Objeto

El presente protocolo de detalle contempla las necesidades de programación de los consumos que los operadores de distribución requieren para la correcta planificación y operación del sistema en sus redes, según se indica en los capítulos 3 y 4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Asimismo, desarrolla los procedimientos de casación de dicha programación de demanda con el resto de los operadores del sistema, con objeto de disponer en cada momento de la mejor previsión y comunicarla a los operadores de transporte para que, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, puedan establecer un programa viable de funcionamiento del sistema, respetando los criterios de viabilidad establecidos en cada punto y garantizando el cumplimiento de los derechos de cada usuario sin afectar al suministro ni a la seguridad de las instalaciones.

A efectos de este protocolo, los titulares de instalaciones de transporte o distribución podrán ser referidos como "operadores".

2 Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos los usuarios con capacidad contratada en transporte-distribución que suponga la utilización de la misma en redes de distribución del sistema, independientemente del destino final a que se destina el gas transportado-distribuido.

Asimismo, se aplicará a todos los operadores del sistema para aquellos puntos de conexión entre infraestructuras, bien sea de distribución, transporte o plantas de regasificación, para consumos atendidos desde redes alimentadas por plantas satélites.



3 Sujetos implicados

Los titulares de las redes de distribución recibirán programaciones de los sujetos que utilicen o transiten gas por sus instalaciones:

1. Comercializadores y/o consumidores directos en mercado.
2. Distribuidores situados aguas abajo de sus redes.

Asimismo, los titulares de las redes de distribución enviarán dicha información, con la agregación definida en cada programa, a los operadores conectados aguas arriba o aquellos con los que hayan establecido un contrato de suministro en sus redes de distribución, indicados a continuación:

1. Distribuidores conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).
2. Transportistas conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD).
3. Operadores de plantas de regasificación, para la programación de carga de cisternas destinadas a suministro de plantas satélites conectadas a sus redes de distribución.

Paralelamente a lo anterior, deberán comunicar su programación al Gestor Técnico del Sistema para información y establecimiento del programa viable del sistema global.

El Gestor Técnico del Sistema, por su parte, deberá de informarles de las restricciones asociadas a los clientes, situados en sus redes de distribución, que puedan condicionar la operación del sistema.

Concretamente, y en lo que se refiere al consumo destinado para generación eléctrica, el Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico, procederá a comunicarles la programación establecida y las restricciones aplicadas a los generadores de electricidad (CT y CCGT) situados en sus redes de distribución para que procedan a la aplicación de las mismas.

4 Procedimiento de comunicación

Todo intercambio de información escrita y/o notificación realizada bajo los términos expuestos en el presente Protocolo deberá llevarse a cabo empleando documentos preestablecidos y medios de telecomunicación fiables que los operadores deberán poner a disposición de los usuarios del sistema.

Inicialmente, y siempre que sea técnicamente posible, se utilizarán el SL-ATR y el SCTD como medios preferentes para el intercambio de toda información relativa a programaciones y respuesta de viabilidades.

Las programaciones deberán estar a disposición del Gestor Técnico del Sistema para su información.



Para el caso de las programaciones al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), la información la recibirá el Gestor Técnico del Sistema directamente en el SL-ATR, quien remitirá a cada distribuidor la información relativa a sus redes de distribución.

En caso de emergencia, cuando sea necesario transmitir información o se solicite la transmisión de una información por vía telefónica, se deberá confirmar dicha información tan pronto sea posible y por escrito.

Todos los documentos, notificaciones e informaciones intercambiadas se enviarán y recibirán en las fechas y horarios establecidos para los programas de referencia.

Por otra parte, los operadores de distribución deberán disponer de sus propias estimaciones de demanda, según información histórica de consumo y modelos adecuados y contrastados, que le permitan realizar la mejor estimación del consumo total de sus redes, con una indicación de distribución de la misma por tipo de mercado, para distintos escenarios de climatología.

Una vez analizada la viabilidad de la información recibida, procederán a transmitir a los operadores aguas arriba de sus redes y al Gestor Técnico del Sistema el programa resultante y sus comentarios sobre el mismo, para que éste pueda establecer el rango de demanda común que sirva de partida para acordar las necesidades de suministro en el sistema y dar respuesta de viabilidad a los programas en las infraestructuras de entrada.

El Gestor Técnico del Sistema o los distribuidores, según proceda y una vez acordado el programa de consumos con los transportistas, remitirán dicha información y sus comentarios a los usuarios, para que éstos puedan conocer y realizar sus comentarios y, si fuera el caso, reestructurar sus programaciones de acuerdo con la respuesta de viabilidad recibida.

5 Programaciones. Parámetros comunes.

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones y nominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación
- Identificación del sujeto a la que va dirigida
- Número de versión
- Tipo de programación (periodicidad)
- Instalación a la que aplica
- Cantidad de gas programado, con el detalle requerido en cada programación.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales y mensuales, y el kWh en las programaciones semanales, nominaciones y renominaciones.



Para los clientes que puedan condicionar la operación del sistema, previamente identificados, los operadores podrán requerir a los usuarios responsables de su suministro, además de lo indicado en el contenido de cada programación, un detalle diario u horario de sus consumos según se defina en cada programación.

6 Programaciones anuales

6.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, con los conceptos desglosados según se indica a continuación:

6.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor, su programación anual con detalle mensual de las cantidades a consumir en el total de las redes del distribuidor (total agregado de sus PCTD's o PCDD's conectados a un mismo operador de transporte, sin individualizar los consumos de cada uno de ellos).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL
 - Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (CT's CCGT's), individualizando cada punto.
- Por presión de suministro
 - Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Se identificará en cada caso, si los consumos se van a realizar por conexiones existentes o por nuevas conexiones.

Para las conexiones existentes, se diferenciará entre consumos actuales y ampliaciones de consumo de clientes existentes.

6.1.2 Programación entre distribuidores

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (total de sus PCDD's, sin individualizar el consumo de cada uno de ellos).



6.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas.

Los distribuidores remitirán a los transportistas a los que están conectados su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución destinados al mercado a tarifa (total de sus PCTD's).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL
 - Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (individualizando cada punto).

- Por presión de suministro:
 - Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Asimismo, los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las cantidades agregadas del resto de usuarios que hacen uso de sus infraestructuras, por usuario, para el consumo a suministrar desde sus redes de distribución (total de PCTD's) con el detalle requerido en la programación anual.

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico para el total de sus puntos de conexión transporte-distribución.

6.1.4 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de septiembre.

- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 20 de septiembre.

- Casación entre distribuidores y comunicación de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 1 de octubre.

- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación :
Hasta el 1 de octubre.

- Casación transporte - distribución:
Hasta el 15 de octubre.



- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 22 de noviembre.

7 Programaciones mensuales

7.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los tres meses siguientes a la fecha de envíos de las programaciones, con los mismos conceptos y desgloses definidos en la programación anual.

Se tomará como referencia la programación anual, actualizada a fecha de envío de cada programación mensual.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida con detalle al menos semanal, pero preferiblemente diario, para el primer mes de la programación.

El distribuidor podrá requerir información adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar la operación de sus redes de distribuidor, especialmente de sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

7.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de cada mes.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 18 de cada mes.
- Casación entre distribuidores:
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación y comunicación de viabilidad del mercado convencional del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación transporte - distribución:
Hasta el 23 de cada mes.



- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 28 de cada mes.

8 Programaciones semanales

8.1 Contenido

Se remitirá semanalmente, un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los conceptos y desgloses definidos a continuación.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (centrales térmicas convencionales y ciclos combinados), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida, con detalle horario.

Las programaciones semanales al mercado eléctrico seguirán los calendarios establecidos para las programaciones de entrada al sistema en el Protocolo de Detalle PD-07.

El distribuidor podrá requerir información horaria adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar con su comportamiento la operación normal de las redes del distribuidor al que están conectados, especialmente en lo que se refiere a sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

Las programaciones semanales, al disponer de un detalle diario, tendrán la consideración de nominaciones para el día sobre el que se realiza la programación, siempre y cuando no exista una nominación o renominación posterior a la programación relativa a dicho día y a la que se haya dado respuesta viable.

8.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor, su programación semanal con detalle diario de las cantidades a consumir en cada una de las redes del distribuidor.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente disgregación:

- Por punto de suministro (CUPS), para clientes conectados a redes de presión superior a 4 bar.
 - Identificando el cliente o la red de AP a la que está conectado el cliente.



- Identificando y detallando el consumo horario, en aquellos consumos destinados al mercado eléctrico.
- Por red de distribución (PCDD o PCTD) para clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar.

8.1.2 Programación entre distribuidores.

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación semanal con detalle diario de la cantidad agregada para el total de los consumos en cada una de sus redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (información individualizada por PCDD).

El detalle de dicho consumos (disgregación por usuario), será remitido por el distribuidor secundario al transportista correspondiente y al Gestor Técnico del Sistema, identificando el PCTD al que hace referencia el consumo.

8.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas:

Los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las programaciones semanales, con detalle diario, de cada uno de los usuarios que hace uso de sus infraestructuras y para cada PCTD, según el detalle requerido en la programación semanal.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente disgregación:

- Por distribuidor y red de transporte (PCTD).

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico total para cada PCTD o el total de los PCTD's.

8.2 Calendarios (día y hora límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado a distribuidores:
Jueves, antes de las 09:00 h.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Jueves, antes de las 11:00 h.
- Envío de distribuidores a transportistas y titulares de plantas de regasificación :
Jueves, antes de las 13:00 h.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:



Jueves, antes de las 13:00 h.

- Respuesta de viabilidad de transportistas y operadores de plantas de regasificación a distribuidores:

Jueves, antes de las 14:00 h.

- Respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Jueves, antes de las 15:00 h.

9 Nominaciones y renominaciones

9.1 Contenido

El contenido y detalle requerido para las nominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales.

Podrán realizar nominaciones y renominaciones aquellos usuarios que deseen modificar los programas de consumos declarados viables en la programación semanal.

Las nominaciones de consumos destinados al mercado convencional sólo se considerarán indispensables cuando recojan alguna incidencia en los consumos, no contemplada en el programa semanal y que tenga repercusión relevante en la operación de las redes de distribución afectadas. En caso contrario, no serán necesarias, tomándose la programación semanal como nominación.

Las renominaciones no serán posibles salvo en lo que se refiere al mercado eléctrico.

Para los consumos destinados al mercado eléctrico y debido a la existencia y funcionamiento de dicho mercado, de ámbito diario y horario, será habitual el envío y recepción de nominaciones y renominaciones.

Los operadores deberán hacer sus mayores esfuerzos para aceptar todas las nominaciones y renominaciones ocasionadas por el funcionamiento del sistema eléctrico.

Para agilizar la recepción, análisis y respuesta de viabilidad de los consumos del mercado eléctrico, los usuarios deberán remitir las nominaciones y renominaciones para dichos puntos de consumo de forma simultánea al operador de la red de distribución, al transportista a cuyo PCTD estén conectadas dichas redes de distribución y al Gestor Técnico del Sistema.

9.2 Calendarios (día y hora límite)

9.2.1 Para el día previo al "DÍA GAS"



Nominaciones enviadas el día “D-1”, referido al día “D”.

NOMINACIONES

- Periodo de recepción de nominaciones: Hora límite 10:00 h
- Periodo de validación: Hasta las 12:00 h
- Hora límite de confirmación de nominaciones: 14:00 h

En lo que respecta a las nominaciones y renominaciones del mercado eléctrico, se podrán enviar las necesarias para adaptar los consumos a los diferentes horarios de mercados de programación del sistema eléctrico.

En todo caso, el operador podrá gestionar únicamente los consumos solicitados para las horas siguientes a la de recepción de la renominación, dejando un máximo de 50 minutos entre envío y respuesta de viabilidad.

10 Procedimiento de casación de demanda entre operadores y asignación a usuarios

Las programaciones anuales y mensuales, al utilizarse para dar viabilidad al sistema desde un punto de vista balance oferta-demanda, requieren establecer procedimientos de casación entre operadores que permitan partir de un dato consensuado de demanda física para el total de los puntos de conexión entre operadores, bien sean puntos de conexión distribución-distribución o puntos de conexión transporte-distribución.

Esto permitirá llegar a una demanda total del sistema situada dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos y procedimientos de predicción de demanda y dentro de los límites técnicos que el sistema pueda manejar.

10.1 Procedimiento de casación entre operadores

La casación de la demanda física entre los operadores se realiza según se indica a continuación:

10.1.1 Casación distribución-distribución

Los distribuidores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios de demanda convencional a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc).

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda,



complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años).

Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores de distribución utilicen en sus puntos comunes como demanda física en sus PCDD's, y será comunicada al transportista.

La asignación para cada usuario, se realizará de forma global y de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

10.1.2 Casación transporte-distribución

Los operadores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc) con cada uno de los transportistas a los que están conectados.

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda, complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años)

Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores utilicen en sus puntos comunes para determinar la demanda global del sistema, y para asignarla entre los usuarios en función de las programaciones recibidas, según la contratación existente y la evolución de mercado de cada comercializador.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

La asignación para cada usuario, se realizará de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

Una vez realizada la casación de la demanda física del sistema, será necesario adecuar el total de las programaciones que realizan los usuarios, de acuerdo con su cartera de clientes y su mejor predicción de evolución de su mercado, a los márgenes



mínimo y máximo que se establezcan en las predicciones de demanda global de cada periodo a considerar y que permitan la correcta operación técnica del sistema.

Para ello, se hace necesario establecer un procedimiento objetivo y conocido para ajustar las nominaciones de los usuarios a la mejor predicción de demanda de los distribuidores, transportistas y Gestor Técnico del Sistema, según aplique en cada caso.

Este procedimiento, que será distinto para el programa anual y mensual, se define a continuación:

10.2 Procedimiento de asignación de demanda

10.2.1 Programación anual

El Gestor Técnico del Sistema publicará antes del 15 de septiembre de cada año, el perfil de demanda global para el año siguiente, (con sus escenarios mínimo, medio y máximo), calculado según el protocolo de detalle PD-03, desglosando por clientes de $P < 4$ bar y $P > 4$ bar.

Una vez recibida la programación previamente casada por los operadores (distribuidores y transportistas), según el punto 11.1, se procede como se indica a continuación:

1. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda convencional de forma que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado convencional está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 2\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.
 - Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema (es decir, con un margen de $\pm 2\%$), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.
2. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda del sector eléctrico de modo que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado eléctrico está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 7,5\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.



- Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema (es decir, con un margen de +/- 7,5%), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.
3. Para repartir los excesos o defectos, el Gestor Técnico del Sistema deberá analizar el programa de cada usuario:
 - Se estudiará el crecimiento o decrecimiento de cada usuario en el año en curso.
 - Se convocará una reunión para aclaración del programa, a los usuarios que se salen de las tendencias de crecimiento o decrecimiento esperadas a priori.
 4. Los excesos o defectos se repartirán para cada uno de los meses del año programado, respetando la demanda programada por los usuarios para los clientes industriales y ajustando la demanda de mercado doméstico (proporcionalmente a los clientes de $P < 4$ bar), de forma que se ajuste a la demanda total publicada por el Gestor Técnico del Sistema.
 5. En base a la demanda asignada a cada usuario, el Gestor Técnico del Sistema establecerá el programa anual de cada uno de ellos.

10.2.2 Programación mensual

Para la asignación de las programaciones mensuales, se considerará el escenario medio y los incrementos por temperaturas extremas (se dispone de predicciones de demanda del transportista y de los distribuidores) previamente casados según lo indicado en el punto 11.1.

Sobre este escenario, se procederá a repartir los excesos o defectos de programación entre todos los comercializadores para cada uno de los tres meses incluidos en la programación.

Para ello, se respetará la programación del mercado industrial y se repartirá el exceso o defecto entre los usuarios con clientes de $P < 4$ (al considerarse los más repercutidos por la variabilidad de la climatología), proporcionalmente a la demanda de este tipo.

Este reparto supondrá que aquellos excesos o defectos de programación de demanda de los usuarios se contemplarán en la programación mensual pero las entradas al sistema asociadas a dicha demanda estarán condicionadas a su cumplimiento (el operador de transporte podrá condicionar la aceptación de cantidades de entrada equivalentes a que se verifique la existencia real de dicha demanda con los balances diarios).



11 Criterios de respuesta de viabilidad

Una programación o nominación es viable si:

1. Se ha recibido antes de la fecha y hora límite.
2. Para las programaciones anuales y mensuales, la viabilidad estará sujeta a la contratación que resulte necesaria.
3. Para las programaciones semanales y nominaciones, se respetará la contratación establecida para cada sujeto.
4. Se garantiza el correcto funcionamiento de cada red de distribución.
5. El usuario dispone de existencias en el sistema para poder atenderla, sin vulnerar las existencias operativas mínimas ni las existencias estratégicas de seguridad.
6. Las capacidades en las instalaciones de transporte en cada PCTD son adecuadas a las programaciones enviadas.
7. Las capacidades en las instalaciones de distribución en cada PCDD son adecuadas a las programaciones enviadas.
8. Si el total de las programaciones recibidas para clientes existentes están en consonancia con el comportamiento histórico de dichos clientes.
9. Si el total de las programaciones recibidas para el total de las redes de distribuidor es coherente con la programación física total prevista para cada escenario climatológico estudiado y dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos de previsión de demanda.

En caso de que se incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará no viable, indicando el motivo de la “no viabilidad”, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al no acuerdo en las cantidades físicas a entregar entre operadores, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.1 de este protocolo.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al desacuerdo en la desagregación de la demanda total y asignación de la misma a cada usuario, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.2 de este protocolo.

De no llegar a posibles soluciones, el Gestor Técnico del Sistema convocará reuniones entre los sujetos implicados, operadores de distribución y operadores de transporte para llegar a un acuerdo y establecer una programación de demanda viable.