



MANUAL DE GESTIÓN:

- **MANUAL DE OPERACIÓN**
- **PROTOCOLO DE MEDICIÓN**

**PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-
DISTRIBUCIÓN (PCTD)**

ENTRE

[DISTRIBUIDOR]

[ENAGAS]

[] de [] de []



Este Manual de Gestión está acordado entre:

[DISTRIBUIDOR, S.A.] (de ahora en adelante “[DISTRIBUIDOR]”) por una parte y

[ENAGAS, S.A.] (de ahora en adelante “ENAGAS”) por la otra parte.

DONDE, ENAGAS es el propietario y operador de la red de transporte aguas arriba del punto de conexión TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN “PCTD”, situado en su red de transporte, y

DONDE, [DISTRIBUIDOR] es el propietario y operador de la red de transporte aguas abajo del punto de conexión TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN “PCTD”.

DONDE, ENAGAS ha firmado uno o más contratos de transporte y distribución de gas natural a través de sus redes de transporte con terceros (de ahora en adelante USUARIOS) con destino a un consumidor final, y

DONDE, [DISTRIBUIDOR] ha firmado uno o más contratos de conducción de gas natural a través de sus redes de transporte con terceros (de ahora en adelante USUARIOS), el cual se encuentra anexado a uno o varios contratos de transporte y distribución, según lo establecido en el RD. 949/2001, y

DONDE, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] han acordado que el gas entregado deberá ser medido en las Unidades de Medida de acuerdo al presente “Protocolo de Medición”, adjunto como Anexo C.

DONDE, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] son los propietarios de las instalaciones de medida de calidad y cantidad de gas instaladas en las posiciones relacionadas en el Anexo B, y

DONDE, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] tienen el objetivo de facilitar las operaciones comerciales y las operaciones de medición de la cantidad y la calidad de gas transportado a través de esta instalación de forma eficiente y fiable.

CONSECUENTEMENTE, mediante este manual se acuerda lo siguiente:



INDICE

1.	ACUERDOS GENERALES	1
1.1.	Objeto	1
1.2.	Vigencia y revisión	1
1.3.	Confidencialidad	1
1.4.	Intercambio de información	2
2.	PROCEDIMIENTO DE PROGRAMACIÓN	2
3.	CONDICIONES DE ENTREGA DEL GAS EN EL PCTD	2
4.	MODIFICACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN POR REDUCCIÓN DE CAPACIDAD	2
5.	UNIDADES DE MEDIDA	3
5.1.	Instalaciones	3
5.2.	Intercambio de Información	4
6.	REPARTO DE CANTIDADES	4
	ANEXO A - DIRECCIONES	5
	ANEXO B - LISTADO DE PCTD'S.....	8
	ANEXO C - PROTOCOLO DE MEDICIÓN	9



1. ACUERDOS GENERALES

1.1. Objeto

El presente documento contempla los procedimientos y principios de actuación que regulan la operación de los Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD's) entre ENAGAS y [DISTRIBUIDOR]. Así mismo, se establecen los términos y condiciones para la asignación de cantidades de gas entregadas y/o recibidas en dicho punto, y se acuerdan las condiciones de medida del gas en el Protocolo de Medición.

El listado de los PCTD's a los que hace referencia este acuerdo se encuentra reflejado en el Anexo B de este Manual de Gestión.

1.2. Vigencia y revisión

Este manual será efectivo desde el día de su firma por las Partes, permaneciendo en vigor hasta que una de las Partes solicite su modificación con un preaviso mínimo de 3 meses.

Cualquier modificación de este Manual de Gestión debe estar sujeto al mutuo acuerdo entre las Partes. La solicitud de revisión, cualquiera que sea el motivo, deberá realizarse por escrito, teniendo en cuenta que será válido solo para las infraestructuras a que se refiere la cláusula 1.1. Objeto, sin perjuicio de la posibilidad de que se pueda ampliar a futuro a otras infraestructuras.

Este manual debe cumplir en todo momento las NGTS y para ello se actualizará cuando sea preciso para adaptarlo a lo especificado en la legislación vigente.

1.3. Confidencialidad

Cada una de la Partes considerará el presente Manual como confidencial y no podrá revelar la información intercambiada bajo los términos de este acuerdo sin el consentimiento escrito de la otra Parte. Esta cláusula de confidencialidad no afectará a la información considerada de dominio público o que tenga que ser transmitida a una tercera parte si así se contempla en la normativa aplicable o resolución judicial, decisión de algún organismo regulador o gubernamental.

Siempre que se ponga en conocimiento de un Tercero cualquier información sujeta al presente Manual, se tomarán las medidas oportunas para evitar que este Tercero pueda a su vez hacerla pública sin el consentimiento expreso de las Partes.



1.4. Intercambio de información

Todo intercambio de información entre las dos partes se realizará preferentemente a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR), en lo relativo a programaciones, respuesta de viabilidades, mediciones, repartos y asignaciones físicas y comerciales.

2. PROCEDIMIENTO DE PROGRAMACIÓN

El flujo físico de gas en el punto de entrega en todos los PCTD's será desde el sistema de Transporte de ENAGAS hacia el sistema de Distribución de [DISTRIBUIDOR].

Con objeto de realizar la casación entre el operador de transporte y el de distribución, [SOLICIANTE] enviará a ENAGAS las programaciones para cada PCTD de acuerdo con la legislación vigente (incluyendo NGTS y Protocolos de Detalle en vigor), en cuanto a método, plazo y nivel de detalle establecidos.

3. CONDICIONES DE ENTREGA DEL GAS EN EL PCTD

En el Anexo B de este Manual de Gestión se encuentra reflejado el listado de los PCTD's a los que hace referencia este acuerdo y en él se muestran las condiciones de entrega del gas entre el operador aguas arriba y aguas abajo del punto de conexión.

La modificación de estas condiciones de entrega del gas en el PCTD, dentro de la reglamentación vigente en cada momento, debe estar sujeta al mutuo acuerdo entre las Partes. Cualquier solicitud de modificación deberá realizarse por escrito por una de las partes, y será confirmada por la otra parte, una vez realizado el análisis pertinente.

4. MODIFICACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN POR REDUCCIÓN DE CAPACIDAD

Las programaciones en el PCTD podrán ser alteradas en un momento determinado cuando se produzca una reducción de capacidad debidamente justificada en cualquiera de los dos sistemas.

La reducción del caudal de entrega en el PCTD podrá estar motivada por:

- Planes de Mantenimiento

Según las NGTS, los operadores de las infraestructuras conectadas a los sistemas de transporte y distribución de las Partes, deberán comunicar a las Partes las fechas y duración de los períodos en que se estima que se produzca una reducción de las cantidades a entregar o recibir en el PCTD.

Tan pronto como sea posible (en el caso de información contenida en los Planes de Mantenimiento anual antes del 1 de Diciembre de cada año), cada Parte informará a la otra de los Trabajos de Mantenimiento programados que impliquen una reducción en la capacidad del PCTD.

La modificación de cualquier programa de mantenimiento se realizará dentro de los periodos que establecen las NGTS vigentes.

Si fuera necesario, las Partes acordarán un Plan de Mantenimiento común que tenga en cuenta las operaciones de mantenimiento a realizar en los sistemas de transporte y distribución respectivos y la programación requerida en el PCTD.

Dos semanas antes del inicio de los trabajos de mantenimiento, las Partes deberán informar de las condiciones particulares para la ejecución de los trabajos.

- Restricciones por Congestionamientos físicos en el PCTD

En el caso de que se produzca una reducción de capacidad en el PCTD por congestión física, rotura del gasoducto u otra causa, se estará sujeto a lo recogido en el "Plan de actuación en caso de Emergencia por Restricción del suministro en el Sistema Gasista" disponible por el GTS. Los repartos se harán de acuerdo a los suministros realizados.

5. UNIDADES DE MEDIDA

5.1. Instalaciones

En los PCTD's se ha acordado entre [DISTRIBUIDOR] y ENAGAS un Protocolo de Medición donde se establecen las condiciones de medida del gas entregado, la responsabilidad de la medida y el intercambio de información entre las Partes. Este Protocolo será actualizado de mutuo acuerdo entre las Partes, y se encuentra adjunto en el Anexo C.



5.2. Intercambio de Información

Las Partes acuerdan entregarse la información necesaria para la explotación y operación del PCTD en tiempo real, siempre que esté disponible y de acuerdo con la legislación vigente para la elaboración de los repartos en el PCTD, según lo reflejado en el Protocolo de Medición, con objeto de realizar los balances físicos y su asignación comercial según lo reflejado en la legislación vigente.

En los plazos marcados por la legislación vigente, el titular de la unidad de medida enviará la cantidad física mensual a repartir en el punto de conexión con desglose diario al otro titular interconectado y al GTS, reflejando, en su caso, las regularizaciones de medida.

6. REPARTO DE CANTIDADES

El reparto de cantidades se realizará siguiendo lo establecido en la legislación vigente (Apartado 6.2.2 de las NGTS).

En Madrid, a [____] de [_____] de [____].

[ENAGAS, S.A.]

[DISTRIBUIDOR]

D. [_____]

D. [_____]



ANEXO A - DIRECCIONES



[ENAGAS, S.A.]

[ENAGAS, S.A.]

Pº de los Olmos, 19

28005 - MADRID

ENAGAS		
Programación	Teléfono	91 709 94 28 91 709 61 84
	Fax	91 709 94 09
	E-mail	DGIA.GTATR@enagas.es
Medición	Teléfono	91 709 95 72 91 709 93 80
	Fax	91 709 94 09
	E-mail	DGIA.MEDICION@enagas.es
Balances	Teléfono	91 709 94 13 91 709 93 72
	Fax	91 709 94 09
	E-mail	DGIA.BALANCES@enagas.es
CPC (Emergencias)	Teléfono	91 709 93 97 / 91 709 93 98 91 356 82 22 / 91 356 82 25
	Fax	91 361 02 13
	E-mail	DGOS.JT.CPC@enagas.es DGOS.CPC@enagas.es



[DISTRIBUIDOR, S.A.]

[DISTRIBUIDOR, S.A.]

C/ [_____]

[_____] - [_____]

[DISTRIBUIDOR]		
Programación	Teléfono	
	E-mail	
Medición	Teléfono	
	E-mail	
Balances	Teléfono	
	E-mail	
Centro Control (Emergencias)	Teléfono	
	E-mail	



ANEXO B - LISTADO DE PCTD'S



ANEXO C – PROTOCOLO DE MEDICIÓN



INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	12
2.	CRITERIOS GENERALES	12
2.1.	Documentación	12
2.2.	Método de cálculo	12
2.3.	Información	13
2.4.	Operaciones.....	13
2.5.	Redondeo.....	14
2.6.	Señales de operación de la UM.....	14
3.	DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE MEDIDA	15
3.1.	Instalaciones de Medida.....	15
3.2.	Instalaciones para la determinación de calidad de gas	16
4.	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS.....	17
4.1.	Procedimientos de cálculo	17
4.1.1.	Cálculo del poder calorífico superior	17
4.1.2.	Cálculo de la densidad relativa del gas natural	17
4.1.3.	Factor de compresibilidad (Z).....	17
4.1.4.	Cálculo del volumen normal de gas natural.....	17
4.1.5.	Evaluación del consumo energético	18
5.	PROCEDIMIENTOS A APLICAR EN LOS CASOS DE ANOMALÍAS	18
5.1.	Avería del Contador	19
5.2.	Avería del Conversor	19
5.3.	Avería del cromatógrafo.....	20
6.	CONFIRMACIÓN METROLÓGICA DE LA UNIDAD DE MEDIDA.....	21
7.	REGULARIZACIONES	22
	ANEXO I - PROCEDIMIENTOS DE ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	23



1. INTRODUCCIÓN

Este Protocolo de Medición forma parte del Anexo C del Manual de Gestión y establece las condiciones para la medición del gas natural, siendo ENAGAS el propietario de las Unidades de Medida (en adelante UM) y de los sistemas de análisis. Este Protocolo de Medición tiene por objeto facilitar las operaciones de medición de la cantidad y la calidad del gas transportado a través de las instalaciones del transportista ENAGAS de forma eficiente y fiable.

Los puntos de medida se relacionan en el Anexo B del Manual de Gestión.

2. CRITERIOS GENERALES

Este Protocolo de Medición cumplirá con lo establecido en las NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA (Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre), y en los Protocolos de Detalle (asociados a las NGTS) y para ello las Partes lo actualizarán cuando sea preciso para adecuarlo a lo establecido en dichas Normas.

2.1. Documentación

ENAGAS pondrá a disposición de [DISTRIBUIDOR] una documentación completa de los sistemas de medida de cantidad y calidad de gas instalados en la Unidad de Medida (en adelante UM), en donde se incluya:

- Descripción general, incluida el proyecto administrativo y el constructivo.
- Lista de las especificaciones de los instrumentos mecánicos y electrónicos, así como sus diversos manuales de funcionamiento.
- Certificado de los instrumentos mecánicos y electrónicos, incluidos los de los patrones, emitidos por un Laboratorio acreditado por una Autoridad Metrológica competente.

ENAGAS remitirá copia de toda esta información a [DISTRIBUIDOR], a petición de este último.

[DISTRIBUIDOR] tendrá acceso a la UM para la asistencia a cualquiera de las operaciones que se describen en este Protocolo de Medición.

2.2. Método de cálculo

Los sistemas de medida y los métodos de cálculo y control de la cantidad y calidad de gas, así como cualquier modificación o sustitución de los mismos, deberán cumplir con las normas UNE-EN que le sean de aplicación.



Si aparecieran nuevos métodos, normas, estándares, instrumentos de medida, etc. (tanto para la determinación de la cantidad como de la calidad de gas) que proporcionen mayor fiabilidad o precisión, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos métodos, normas, etc. con objeto de sustituir los existentes.

Los sistemas de medida, los métodos de cálculo y control de la cantidad y calidad del gas, así como cualquier modificación o sustitución de los mismos, será acordada entre ambas Partes.

2.3. Información

ENAGAS pondrá a disposición de [DISTRIBUIDOR] toda la información necesaria para la supervisión y determinación de las cantidades de gas en la UM. Todos los documentos generados de la UM serán archivados por ENAGAS durante un período de doce meses.

Todo intercambio de información se hará de acuerdo con lo establecido en el Manual de Gestión.

2.4. Operaciones

Todos los instrumentos de medida y determinación de la calidad de gas deberán estar identificados con una etiqueta y dispondrán de una ficha en la que se detallen todas las operaciones realizadas sobre ellos. Además, los equipos que se utilizan para realizar las Confirmaciones Metrológicas estarán precintados de acuerdo con el procedimiento "Precintado de equipos de medida y análisis", incluido en el Anexo I.

[DISTRIBUIDOR] deberá ser informado por ENAGAS acerca de cualquier operación que se vaya a realizar sobre un instrumento de medida o determinación de la calidad de gas.

[DISTRIBUIDOR] informará a ENAGAS acerca de su intención de asistir a la operación.

En el caso en que ambas Partes se encuentren presentes, la operación será realizada por ENAGAS en presencia de [DISTRIBUIDOR]. Acto seguido, se preparará un Informe donde se detallarán las operaciones realizadas, el cual será firmado por ambas Partes. Si [DISTRIBUIDOR] no estuviera presente, se entenderá que se encuentra conforme con las operaciones, ENAGAS remitirá copia a [DISTRIBUIDOR] la documentación generada.

La periodicidad de la actividad de Confirmación Metrológica en esta UM será la definida en la legislación vigente



Por acuerdo entre las partes, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR], podrán establecer otra periodicidad con la que se realizarán las Confirmaciones Metrológicas de esta UM.

Los gastos de las Confirmaciones Metrológicas periódicas correrán a cargo de ENAGAS, que deberá facilitar asimismo los elementos patrones a emplear.

Independientemente de las Confirmaciones Metrológicas periódicas, las Partes podrán solicitar Confirmaciones Metrológicas extraordinarias de los instrumentos de medida y calidad de gas.

En caso de que los resultados de dicha operación extraordinaria confirmen su necesidad, todos los gastos de la misma correrán a cargo de ENAGAS. En caso contrario, dichos gastos correrán a cargo de la Parte que haya solicitado la Confirmación Metrológica.

Si existiera disconformidad en un Informe de alguna de las operaciones desarrolladas en la UM, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] guardarán copia de toda la documentación reclamada con dicho Informe hasta el momento que se produzca una resolución.

Para aquellas Confirmaciones Metrológicas que deban ser efectuadas por ENAGAS en presencia de [DISTRIBUIDOR], éste último tendrá el derecho de expresar su disconformidad, sin que esto pueda tener como consecuencia un bloqueo de las operaciones, dejando constancia firmada de la misma, con firma del documento de las partes.

2.5. Redondeo

Todos los cálculos relativos a la medida y control de la cantidad y calidad del gas serán realizados teniendo en cuenta la última cifra significativa, de acuerdo con la siguiente regla:

- Si la cifra que sigue a la última cifra significativa es mayor o igual a cinco (5), la última cifra significativa será incrementada en una unidad.
- Si la cifra que sigue a la última cifra significativa es menor que cinco (5), la última cifra significativa permanecerá invariable.

2.6. Señales de operación de la UM

La información de las señales de operación de la UM que ENAGAS entregará a [DISTRIBUIDOR] será en continuo, identificadas sobre regletero.

Dichas señales se entregarán en un regletero de la UM, dejando instalados dos tubos corrugados de DN 125 mm hasta el límite de la propiedad de la



UM para que la otra parte pueda instalar la telemedida necesaria en el monolito habilitado al efecto. La ubicación de dicho monolito se fijará de mutuo acuerdo entre las partes

3. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE MEDIDA

3.1. Instalaciones de Medida

El sistema de medición está formado por dos o más líneas de medida independientes, interconectadas mediante un conjunto de tuberías y válvulas. La disposición de las líneas permitirá su puesta en serie, con objeto de su contrastación. El diseño será hecho de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistema PD01 "Medición, calidad y odorización de gas".

En cada línea del punto de medida se colocarán, como mínimo, los elementos de medida descritos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema PD 01 "Medición, calidad y odorización de gas" o aquellos acordados por las Partes.

El conversor será tipo PTZ, homologado por la Autoridad Metrológica competente que haya superado el control metrológico establecido en la Unión Europea y cumple con las normas UNE-EN que le sea de aplicación. El conversor llevará a cabo la conversión de volumen en función de la presión absoluta, temperatura y factor de compresibilidad (corrección PTZ). El método de cálculo del factor de compresibilidad utilizado por el conversor será el SGERG 88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

Asimismo, el conversor dispondrá de contadores de energía, cuyos valores se obtienen por cálculos automáticos a partir del volumen convertido y las señales de los cromatógrafos. Para el caso que no exista cromatógrafo asociado, el cálculo se realizará de forma automática multiplicando el consumo en $m^3(n)$ por el PCS medio diario.

El conversor o sistema asociado capaz de almacenar datos (Data Logger) donde cada hora se registrarán las siguientes medidas:

- P: presión absoluta (bar)
- T: temperatura ($^{\circ}C$)
- Z: factor de compresibilidad en condiciones de operación (opcional)
- Vb: volumen bruto (m^3)
- Vc: volumen convertido ($m^3(n)$)



- Vbe: volumen bruto bajo error (m³)
- Vne: volumen normalizado bajo error (m³(n)) (opcional)
- Fc: factor de conversión (Vb/Vc)
- E: energía (kWh)
- Ee: energía bajo error (kWh) (opcional)

3.2. Instalaciones para la determinación de calidad de gas

La UM dispondrá de un sistema de análisis de gas natural tipo cromatógrafo de gas, en la misma posición o próximo en la zona de influencia del mismo de tipo de gas natural, en caso necesario.

El cromatógrafo de gas llevará a cabo las siguientes funciones:

- Análisis en continuo del gas natural de proceso, indicando los porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano y C₆+
- Cálculo automático de las siguientes propiedades de gas:
 - Poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³(n)
 - Poder calorífico inferior (PCI) en kWh/m³(n)
 - Densidad relativa (d)
 - Índice de Wobbe (W) en kWh/m³(n)

Todos estos cálculos anteriormente mencionados se realizarán de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 6976. El cálculo del PCS del gas se expresará en Hs (0 °C, V(0 °C, 1,01325 bar)).

Tras el cierre del día gas, el sistema elaborará y emitirá un informe donde se detallen los valores medios diarios de cada componente, PCS, PCI, d y W.

Todos los resultados deberán ser almacenados por el cromatógrafo durante un período mínimo de un mes y deben poder ser recuperados e impresos cada vez que sea solicitado por una de la Partes.

Una vez que los resultados del día anterior hayan sido procesados y cerrados al día gas, el cromatógrafo llevará a cabo una calibración automática.

Para dicha calibración se utilizarán botellas patrones preparadas y certificadas por Suministradores aceptados por las Partes.



Todos los resultados y análisis deberán ser archivados por ENAGAS durante un año, y deberán ser puestos a disposición de [DISTRIBUIDOR] siempre que lo solicite.

4. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

4.1. Procedimientos de cálculo

4.1.1. Cálculo del poder calorífico superior

El PCS se calculará en kWh/m³(n) a partir de los datos de composición que da el cromatógrafo asignado, según la norma UNE-EN-ISO-6976 expresando el PCS de los componentes ideales en base molar a la temperatura de referencia de 0 °C y llevándolos a las condiciones volumétricas de medida de 0°C y 1,01325 bar (Hs [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)]).

4.1.2. Cálculo de la densidad relativa del gas natural

Se calculará a partir de los datos de composición que da el cromatógrafo asignado, según el método establecido en la norma UNE-EN-ISO-6976, tomando las condiciones de medida de 0 °C y 1,01325 bar.

4.1.3. Factor de compresibilidad (Z)

El cálculo de este factor de compresibilidad se realizará según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

Este cálculo lo realizará el conversor a partir de los datos reales de Presión y Temperatura, tomando los valores de PCS [25 °C, V(0°C, 1,01325 bar)], densidad relativa (SG), de contenido en Hidrógeno (% H₂), y dióxido de carbono (% CO₂), del cromatógrafo conectado al conversor.

4.1.4. Cálculo del volumen normal de gas natural

Es el obtenido por el conversor electrónico PTZ. Este cálculo además de aplicar la ecuación de los gases perfectos al volumen medido por el contador, corrige por compresibilidad para obtener el volumen normal de gas real (no ideal).

$$V_n = V_b \times \frac{P_M}{P_0} \times \frac{(T_0 + 273,15)}{(T_M + 273,15)} \times \frac{Z_0}{Z_M}$$

Siendo:

- **V_n**: Volumen convertido a condiciones normales (m³(n))



- V_b : Volumen sin convertir (m³)
- P_M : Presión absoluta del gas medida en el contador (bara)
- P_0 : Presión a condiciones normales (1,01325 bar)
- T_M : Temperatura del gas medida en la línea (°C)
- T_0 : Temperatura a condiciones normales (0°C)
- Z_0 : Factor de compresibilidad del gas en Condiciones Normales (0°C y 1,01325 bar), calculado utilizando el método SGERG-88, a partir de los valores medios de los contenidos molares en CO₂, H₂, la Densidad Relativa al Aire y PCS [25°C, V(0°C y 1,01325 bar)] obtenidos en el cromatógrafo de la Unidad de Medida.
- Z_M : Factor de compresibilidad del gas en condiciones de medida (PM y TM), calculado utilizando el método SGERG-88, a partir de los valores medios de los contenidos molares en CO₂, H₂, la Densidad Relativa al Aire y PCS [25°C, V(0°C y 1,01325 bar)] obtenidos en el cromatógrafo de la Unidad de Medida.

El volumen normal de gas real que ha circulado por la línea en un período determinado será la diferencia entre las lecturas del conversor electrónico final e inicial de dicho período, expresada en metros cúbicos normales.

4.1.5. Evaluación del consumo energético

La evaluación del consumo energético en kWh de la UM será el indicado por el conversor, cuyos valores son obtenidos por cálculos automáticos a partir del volumen convertido y las señales del cromatógrafo, en caso de que exista equipo en la posición. Si no existiera se le asignará el valor medio de los parámetros del cromatógrafo más próximo para el cálculo diario del consumo energético.

5. PROCEDIMIENTOS A APLICAR EN LOS CASOS DE ANOMALÍAS

Si ENAGAS detecta una anomalía en cualquiera de los equipos del sistema de medida o análisis de gas natural, lo notificará a [DISTRIBUIDOR] en un plazo máximo de un día laborable y tomará las medidas necesarias para acordar su resolución. ENAGAS mantendrá informado a [DISTRIBUIDOR] de las acciones realizadas para resolver la anomalía.



Asimismo [DISTRIBUIDOR] comunicará de inmediato a ENAGAS cualquier desviación de las características del gas natural entregado, tomando como referencia la establecida en las NGTS.

ENAGAS realizará un seguimiento sobre la composición del gas natural y parámetros en las posiciones próximas, donde existen cromatógrafos informando a de [DISTRIBUIDOR] las posibles desviaciones y procediendo entre las partes a actuar para corregir la diferencia y desviación.

Los equipos de medida están en situación normal cuando se encuentren en perfecto estado de funcionamiento y cuando todos los errores de medición están dentro de los límites establecidos. Se entenderá como situación anormal cuando uno o varios equipos estén fuera de servicio o se determine su funcionamiento incorrecto, y se rebasen los límites de error establecidos.

Cualquier tipo de operación que se lleve a cabo en la UM que afecte o pueda afectar a la medición se entenderá como situación de medida anormal.

Los procedimientos establecidos para las situaciones anormales se aplicarán al día gas en el que se haya producido las anomalías.

En caso de anomalía de alguno de los elementos de medida en las líneas, como primera medida, se pasará a efectuar la medición por la línea de reserva.

En caso de que no fuera posible realizar la medición del gas vehiculado por la línea de reserva o la avería afectara al sistema de análisis de gas natural, se procederá a aplicar la siguiente secuencia:

5.1. Avería del Contador

El consumo no medido por la avería del contador será evaluado de forma conjunta mediante un procedimiento acordado entre las Partes.

5.2. Avería del Conversor

En caso de avería del conversor se calculará el volumen de gas corregido a condiciones normales partiendo del volumen no corregido medido directamente por los contadores de turbina y del PCS del cromatógrafo, utilizando la siguiente fórmula para calcular el volumen normalizado:

$$V_n = V_{br} \times \frac{P_M}{1,01325} \times \frac{(273,15)}{(T_M + 273,15)} \times \frac{Z_0}{Z_M}$$

Donde:

- **V_n**: Volumen convertido a condiciones normales correspondiente al día de avería (m³(n))



- **V_{bt}**: Volumen sin convertir obtenido de los contadores de las turbinas en base a la diferencia existente entre los valores acumulados entre las 0:00 horas del día que se detecta la situación anormal y las 24:00 horas del día siguiente al que se repone la situación normal (m³).
- **P_M**: Presión absoluta media medida en el gas durante el periodo en el que se ha producido el fallo. A falta de este valor, la correspondiente al valor medio de las últimas 24 horas de funcionamiento correcto (bara).
- **T_M**: Temperatura media del gas medida en la línea durante el periodo en el que se ha producido el fallo. A falta de este valor, la correspondiente al valor medio de las últimas 24 horas de funcionamiento correcto (°C).
- **Z₀**: Factor de compresibilidad del gas en Condiciones Normales (0°C y 1,01325 bar), calculado utilizando el método SGERG-88, a partir de los valores medios de los contenidos molares en CO₂, H₂, la Densidad Relativa al Aire y PCS [25°C, V(0°C y 1,01325 bar)] obtenidos en el cromatógrafo de la Unidad de Medida.
- **Z_M**: Factor de compresibilidad del gas en condiciones de medida (P_M y T_M), calculado utilizando el método SGERG-88, a partir de los valores medios de los contenidos molares en CO₂, H₂, la Densidad Relativa al Aire y PCS [25°C, V(0°C y 1,01325 bar)] obtenidos en el cromatógrafo de la Unidad de Medida.

La energía se calculará a partir del volumen normalizado y del valor medio del PCS del cromatógrafo asignado para dicho día.

5.3. Avería del cromatógrafo

Si el cromatógrafo estuviese averiado, para el caso del consumo energético o la medida de la energía en continuo, se utilizarán los datos de otro cromatógrafo de ENAGAS u otro que pueda dar los valores relevantes y que sea aceptado por las partes que esté situado en el punto más cercano posible a la UM, que se encuentre analizando un gas de características similares dado el flujo del gas natural. En caso de no disponerse tampoco de éste, ambas Partes acordarán el procedimiento a aplicar.

El cálculo del volumen corregido a condiciones normales lo realizará el conversor, siempre y cuando la avería no afecte al cálculo del factor de compresibilidad (Z). En tal caso se regularizará el volumen convertido recalculando el valor de Z y Z₀ con valores medios de los contenidos molares en CO₂, H₂, la Densidad Relativa al Aire y PCS obtenidos por el cromatógrafo de ENAGAS situado en el punto más cercano.



6. CONFIRMACIÓN METROLÓGICA DE LA UNIDAD DE MEDIDA

Las Confirmaciones Metrológicas y ajustes que sean necesarios se realizarán en los lugares de ubicación normal de los instrumentos de medida o análisis y, si esto no fuese posible, en bancos de prueba acreditados y aceptados por ambas Partes.

Las Confirmaciones Metrológicas y ajustes de los equipos de medida se realizarán de acuerdo con la metodología establecida en los procedimientos incluidos en el Anexo I. Antes del 30 de noviembre de cada año, ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] acordarán el calendario de verificaciones para el año siguiente.

Después de cada verificación que detecte errores superiores a las tolerancias máximas admitidas, se procederá al ajuste de los aparatos. Dicho ajuste se deberá llevar preferentemente en campo, realizándose posteriormente una comprobación que verifique la validez de los ajustes.

Después de cada verificación se precintarán todos los elementos que intervienen en la cadena de medición, reflejando en un acta los números de precinto de cada aparato. Asimismo, antes de comenzar cualquier verificación se procederá a comprobar el número y estado de los precintos en los aparatos, se desprecintarán aquellos elementos de la cadena de medición a verificar y/o calibrar y, también, se elaborará una acta de comprobación de precintos y elementos de la cadena de medición desprecintados.

Los resultados de las Confirmaciones Metrológicas darán lugar, a todos los efectos, a las regularizaciones que procedan según se determina en el presente Protocolo de Medición.

Si no se hubiera realizado alguna de las calibraciones periódicas por acuerdo explícito entre ambas partes, o por omisión de ambas partes, se considerará realizada la calibración con resultado correcto.

Las Confirmaciones Metrológicas de la UM se realizarán en presencia de personal autorizado de [DISTRIBUIDOR] y ENAGAS, y se elaborará el Informe correspondiente indicando los resultados obtenidos. [DISTRIBUIDOR] y ENAGAS soportarán sus costes propios incurridos en estas revisiones.



7. REGULARIZACIONES

En caso de detectarse en la Confirmación Metrológica de los equipos de medida o análisis errores superiores a las tolerancias admitidas, se corregirán las cantidades determinadas en el período de tiempo anterior a la fecha de ensayo, aplicando los siguientes criterios:

- El período de corrección será la mitad del tiempo transcurrido desde la última verificación, siempre que no exista acuerdo en la determinación del momento en el que se produjo la causa del error no admisible.
- La corrección que se aplicará al reparto será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible, en el rango de funcionamiento.
- Si no se hubiera realizado alguna de las verificaciones periódicas por acuerdo entre las partes, se reflejará en el acta correspondiente y se considerarán dichas verificaciones como efectuadas con resultado correcto.

Las regularizaciones se llevarán a cabo en el mes que se detecten. Las tolerancias admitidas se establecen como siguen:

Contador de gas:

- $\pm 1\%$ para $Q \geq 20\% Q_{\text{máx}}$
- $\pm 2\%$ para $Q < 20\% Q_{\text{máx}}$

Conversor:

- $\pm 0,50\%$ para condiciones de operación

PCS:

- $\pm 0,15\%$ con respecto al valor de la botella Patrón

Los representantes de ENAGAS y [DISTRIBUIDOR] serán los encargados de elaborar un acta con la correspondiente regularización, indicando la cantidad de energía y volumen normalizado a añadir o descontar.



ANEXO I - PROCEDIMIENTOS DE ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

Código de procedimiento	Descripción
PN - 04 - 5.1.2	Mantenimiento equipos de medición y análisis
PN - 04 - 5.1.3	Confirmación metrológica de equipos de medida
PN - 04 - 5.1.4	Confirmación metrológica de equipos de análisis
PN - 04 - 5.1.5	Precintado de equipos