

**PUNTO DE CONEXIÓN TRANSPORTE LÍNEA DIRECTA (PCLD)  
DE LA POSICIÓN [ ] ENTRE  
[CONSUMIDOR]  
[ENAGAS]**

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	3
<b>2. CRITERIOS GENERALES</b> .....	4
2.1. Documentación .....	4
2.2. Método de cálculo .....	4
2.3. Información .....	5
2.4. Operaciones.....	5
2.5. Redondeo .....	7
2.6. Señales de operación de la UM .....	7
2.7. Datos de medida (telemida) .....	7
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE MEDIDA</b> .....	8
3.1. Instalaciones de Medida .....	8
3.2. Instalaciones para la determinación de calidad de gas.....	9
<b>4. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS</b> .....	10
Procedimientos de cálculo .....	10
Cálculo del poder calorífico superior.....	10
Cálculo de la densidad relativa del gas natural.....	10
Factor de compresibilidad (Z) .....	10
Cálculo del volumen normal de gas natural .....	11
Evaluación del consumo energético .....	12
<b>5. PROCEDIMIENTOS A APLICAR EN LOS CASOS DE ANOMALÍAS</b> .....	12
5.1. Avería del Contador .....	13
5.2. Avería del Conversor .....	13
5.3. Avería del cromatógrafo.....	14
<b>6. CONFIRMACIÓN METROLÓGICA DE LA UNIDAD DE MEDIDA</b> .....	14
<b>7. REGULARIZACIONES</b> .....	15
ANEXO I - SEÑALES DE OPERACIÓN .....	16
ANEXO II. SEÑALES DE MEDIDA .....	16
ANEXO III. ESQUEMA UNIDAD DE MEDIDA .....	16
ANEXO IV. ACTAS .....	16



## 1. INTRODUCCIÓN

Este Protocolo de Medición ha sido realizado entre:

**Enagás Transporte S.A.U/Enagas Transporte del Norte S.L**

(De ahora en adelante “ENAGAS”) por una parte y

**[RAZÓN SOCIAL CONSUMIDOR]**

(De ahora en adelante “CONSUMIDOR”) por la otra parte.

DONDE, ENAGAS y [CONSUMIDOR] han firmado un Manual de Gestión (en adelante denominado “Manual de Gestión”) en fecha \_\_\_\_\_, en el que se establece que el gas entregado deberá ser medido en la Unidad de Medida propiedad de [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] de acuerdo al presente “Protocolo de Medición”, que será acordado entre las partes.

DONDE, [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] es el propietario de la instalación de medida de calidad y cantidad de gas instalada en la posición [POSICIÓN SISTEMA GASISTA] en el término municipal de [TÉRMINO MUNICIPAL], en adelante denominada “Unidad de Medida”, y

DONDE, [CONSUMIDOR] es el propietario de las instalaciones que se encuentran conectadas aguas abajo de dicha instalación, y

DONDE, ENAGAS es el titular de la red de transporte que suministra gas natural al PCLD, (Punto de Conexión de Línea Directa).

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

## 2. CRITERIOS GENERALES

Este Protocolo de Medición cumplirá con lo establecido en las NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA [LEGISLACION VIGENTE], 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 la legislación vigente.

### 2.1. Documentación

[ENAGAS o CONSUMIDOR] pondrá a disposición de [ENAGAS o CONSUMIDOR] una documentación completa de los sistemas de medida de cantidad y calidad de gas instalados en la Unidad de Medida de [POSICIÓN SISTEMA GASISTA] (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 o CONSUMIDOR] remitirá copia de toda esta información a [ENAGAS o CONSUMIDOR], a petición de este último.

[ENAGAS o CONSUMIDOR] tendrá acceso a la UM para la asistencia a cualquiera de las operaciones que se describen en este Protocolo de Medición (previa comunicación a [ENAGAS o CONSUMIDOR]).

### 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 [CONSUMIDOR] se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos métodos, normas, etc. con objeto de sustituir o complementar 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 o CONSUMIDOR] pondrá a disposición de [ENAGAS o CONSUMIDOR] toda la información necesaria para la supervisión y determinación de las cantidades de gas consumidas en la UM. Todos los documentos generados de la UM serán archivados por [ENAGAS o CONSUMIDOR] durante un período de 10 años.

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 o registro digital 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 la legislación vigente.

[ENAGAS o CONSUMIDOR] deberá ser informado por [ENAGAS o CONSUMIDOR] acerca de cualquier operación que se vaya a realizar sobre un instrumento de medida o determinación de la calidad de gas. [ENAGAS o CONSUMIDOR] informará a [ENAGAS o CONSUMIDOR] 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 o CONSUMIDOR] en presencia de [ENAGAS o CONSUMIDOR]. Acto seguido, se preparará un Informe donde se detallarán las operaciones realizadas, el cual será firmado por ambas partes. Si [ENAGAS o CONSUMIDOR] no estuviera presente, se entenderá que se encuentra conforme con las operaciones [ENAGAS o CONSUMIDOR] tendrá a disposición de [ENAGAS o CONSUMIDOR] la documentación generada en el plazo máximo de [DETERMINAR PLAZO] días laborales.

La periodicidad de la actividad de Confirmación Metrológica en esta UM será la que se establece en la [LEGISLACIÓN VIGENTE] para los puntos considerados como salidas de la red de transporte, y que en el momento de la firma de este protocolo son:

- [DETERMINAR PERIODICIDAD]: confirmación del conversor de volumen, lazo de presión y de temperatura.
- [DETERMINAR PERIODICIDAD]: prueba en serie entre contadores. Si la situación operativa no lo permite, la prueba serie se realizará en la primera oportunidad posible.
- Cambio de botella de gas patrón: según caducidad establecida en el certificado de calibración del gas patrón.

- Verificación cromatógrafos de gas natural: mínimo cada [DETERMINAR PERIODICIDAD]
- Confirmación metrológica de contadores de turbina en laboratorio: Se llevará a cabo en un laboratorio acreditado según Norma ISO 17025. La periodicidad establecida será la siguiente:
  - Cada [DETERMINAR PERIODICIDAD] siempre que se hagan las pruebas en serie.
  - Si no se realiza la prueba en serie, la verificación será cada [DETERMINAR PERIODICIDAD].

Actualmente la disposición de la [ERM/EM] de la posición [POSICIÓN SISTEMA GASISITA] [PERMITE/NO PERMITE] la realización de pruebas en serie para los contadores que miden el suministro de gas natural [DETERMINAR TIPO DE CONSUMO], por lo tanto, este último contador deberá verificarse, y en caso necesario calibrarse, en un periodo máximo de [DETERMINAR PERIODICIDAD] en un laboratorio acreditado según Norma ISO 17025.

Se considera en las pruebas en serie la tolerancia máxima de desviación entre ambas líneas en un [DETERMINAR %]. En caso de que se supere este umbral el contador sobre el que [ENAGAS o CONSUMIDOR] considere que esta el error será enviado a laboratorio acreditado.

[ENAGAS o CONSUMIDOR] enviará a [ENAGAS o CONSUMIDOR] los certificados de calibración de todos los contadores que constituyan la Unidad de Medida. Así mismo, siempre que se retire un contador se verificará en un laboratorio acreditado según Norma ISO 17025. En caso de sufrir una deriva por encima de las tolerancias establecidas en este protocolo o en la legislación metrológica vigente (se aplicará la más restrictiva) se procederá a aplicar lo descrito en el apartado 7 de este protocolo de medición sobre regularizaciones.

Por acuerdo entre las partes, ENAGAS y [CONSUMIDOR], 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 [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA],

Independientemente de las confirmaciones metrológicas periódicas, las partes podrán solicitar confirmaciones metrológicas extraordinarias de los instrumentos de medida y calidad de gas. El plazo máximo para la realización de las confirmaciones metrológicas a petición de [ENAGAS o CONSUMIDOR] será de [ESPECIFICAR PLAZO MÁXIMO], siempre y cuando sea viable por condiciones técnicas y/o operativas.

En caso de que los resultados de dicha operación extraordinaria confirmen su necesidad, todos los gastos de la misma correrán a cargo de [TITULAR UNIDAD DE

MEDIDA]. 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 o CONSUMIDOR] guardarán copia de toda la documentación reclamada con dicho Informe hasta el momento que se produzca una resolución.

Para aquellas confirmaciones metrológicas que se realicen por [ENAGAS o CONSUMIDOR] en presencia de [ENAGAS o CONSUMIDOR], éste último tendrá el derecho de expresar su disconformidad, sin que esto pueda tener como consecuencia un bloqueo de las operaciones, dejando constancia de la misma, con firma del documento por ambas 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 o CONSUMIDOR] entregará a [ENAGAS o CONSUMIDOR] será en continuo, identificadas sobre regletero en la sala de control de la posición de la UM de [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA].

Las señales de operación se detallan en el Anexo I de este protocolo de medición, y corresponderán a los datos disponibles en cada momento de cada una de las señales de operación a ser enviadas.

## **2.7. Datos de medida (telemetria)**

ENAGAS dispondrá de un segundo acceso a los datos horarios de gas consumido por [CONSUMIDOR] a través de un sistema de captura y envío de datos digital que está instalado adicionalmente a las señales de operación detallado en el Anexo II en la propia unidad de medida de [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA]

Este sistema de telemetria permitirá la obtención de datos horarios a través de un sistema de envío digital. Estos datos serán la fuente principal de información de consumo de gas en el día de gas D+1.

En caso de error de este sistema digital, ENAGAS empleará los datos que llegan al Centro Principal de Control (CPC) de ENAGAS para el consumo diario de gas en el día de gas D+1, que serán previamente confirmados por [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] antes del último envío de medidas diarias provisionales.

Si se produjese un fallo de ambos sistemas (digital y señales en continuo de operación) los datos se solicitarán por parte de ENAGAS a [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] en el día D+1 de gas.

Si en el transcurso del día de gas D+1 no se produjese respuesta por parte de [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] a la solicitud del dato diario por fallo en los sistemas, ENAGAS empleará una estimación basada en datos objetivos, coherentes y lo más aproximados posibles, pudiendo incluso llegar a emitir un dato basado en lo establecido en la legislación vigente.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE MEDIDA**

#### **3.1. Instalaciones de Medida**

[TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] es el propietario de la [ERM/EM]. El sistema de medición está formado por [NUMERO DE LINEAS DE MEDIDA] de medida independientes, interconectadas mediante un conjunto de tuberías y válvulas.

Cada línea de medida dispone de un contador [TIPO CONTADOR Y ESPECIFICACIONES]

En cada línea de medida existirán, como mínimo, los elementos de medida descritos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y en la legislación vigente aplicable

Existen [NUMERO DE CONVERTORES] convertidores en la [ERM/EM] asociados a los siguientes líneas:

[ESPECIFICAR RELACION ENTRE CONVERTORES Y LINEAS]

Los convertidores serán tipo PTZ, homologados por la Autoridad Metrológica competente y que hayan superado el control metrológico establecido en la Unión Europea y cumplan con las normas UNE-EN que sean de aplicación. El convertidor llevará a cabo la conversión de volumen en función de la presión absoluta, temperatura absoluta y factor de compresibilidad (corrección PTZ). El método de cálculo del factor de compresibilidad utilizado por el convertidor será el [SGERG-88 o VIGENTE LEGALMENTE] incluido en la norma UNE-EN ISO 12213-3. Asimismo, el convertidor dispondrá de contadores de energía, cuyos valores se obtienen por cálculos automáticos a partir del volumen convertido y las señales de presión absoluta, temperatura absoluta y factor de compresibilidad ya mencionadas así como datos de calidad de gas proveniente del cromatógrafo. Cada uno de los convertidores dispondrá de un log de almacenamiento,



con capacidad de mínimo 6 meses,—de datos, de forma que pueda ser exportado y analizado por las partes en caso de anomalía o a requerimiento de ENAGAS.

El sistema de almacenamiento de datos instalado en el conversor registrará al menos las siguientes medidas:

- P: presión absoluta (bara)
- T: temperatura (°C)
- Z: factor de compresibilidad en condiciones de operación
- Vb: volumen bruto (m<sup>3</sup>)
- Vbc: volumen bruto corregido (m<sup>3</sup>)
- Vc: volumen convertido (m<sup>3</sup>(n))
- Vn: volumen normalizado (convertido) (m<sup>3</sup>(n))
- Vbe: volumen bruto bajo error (m<sup>3</sup>)
- Vbce: volumen bruto corregido bajo error (m<sup>3</sup>).
- Vne: volumen normalizado bajo error (m<sup>3</sup>(n))
- Fc: factor de conversión (Vb/Vc)
- E: energía (kWh)
- Ee: energía bajo error (kWh)

Se adjunta en el Anexo III un esquema de la disposición de la Unidad de medida

El cálculo de la capacidad de la unidad de medida se llevará a cabo de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Para ello, se emplearán las líneas de trabajo (sin tener en cuenta la/s línea/s de reserva), la presión de entrega (presión de regulación) en el momento en el que se realice el cálculo y las características técnicas de los contadores instalados.

### **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. Este cromatógrafo es propiedad de [TITULAR CROMATOGRFO], y 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+. Otros componentes, en caso de estar presentes en el gas natural (oxígeno, hidrógeno).
- Cálculo automático de las siguientes propiedades de gas:
  - Poder calorífico superior (PCS) en kWh/m<sup>3</sup>(n)
  - Poder calorífico inferior (PCI) en kWh/m<sup>3</sup>(n)
  - Densidad relativa (d)
  - Índice de Wobbe (IW) en kWh/m<sup>3</sup>(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 según UNE-EN ISO/IEC 17025.

Todos los resultados y análisis deberán ser archivados por [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] durante un periodo de 15 meses, y deberán ser puestos a disposición de [ENAGAS o CONSUMIDOR] siempre que lo solicite.

## 4. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

### Procedimientos de cálculo

#### Cálculo del poder calorífico superior

El PCS se calculará en kWh/m<sup>3</sup>(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)]).

#### 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.

#### Factor de compresibilidad (Z)

El cálculo de este factor de compresibilidad se realizará según lo establecido en el procedimiento [SGERG-88 o VIGENTE LEGALMENTE] incluido en la norma UNE-EN ISO 12213-3.

Este cálculo lo realizará el conversor a partir de los datos reales de Presión y Temperatura, tomando los valores de PCS, densidad relativa (d) y dióxido de carbono (% CO<sub>2</sub>) e Hidrógeno (%H<sub>2</sub>), del cromatógrafo conectado a los conversores.

## 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).

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

Siendo:

**V<sub>n</sub>**: Volumen normalizado convertido a condiciones normales (m<sup>3</sup>(n))

**V<sub>b</sub>**: volumen bruto o volumen de gas obtenido, en condiciones de medida y sin corrección del error de calibración del contador

**V<sub>bc</sub>**: El Volumen bruto corregido (m<sup>3</sup>) es el obtenido tras la corrección del volumen bruto (V<sub>b</sub>) con el error del contador en función del caudal. Para ello el conversor de volumen debe tener habilitada esta función y disponer de los datos Caudal vs. Errores introducidos, los cuales se encuentran en el Certificado de Calibración obtenido en Condiciones de Operación (m<sup>3</sup>).

**PM**: Presión absoluta del gas medida en el contador (bara)

**P<sub>0</sub>**: Presión a condiciones normales (1,01325 bar)

**T<sub>M</sub>**: Temperatura del gas medida en la línea (°C)

**T<sub>0</sub>**: Temperatura a condiciones normales (0°C)

**Z<sub>0</sub>**: 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 CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, 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<sub>M</sub>**: 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 CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, 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 de volumen final e inicial de dicho período, expresada en metros cúbicos normales.

## Evaluación del consumo energético

La evaluación del consumo energético en kWh de la UM será el indicado por los conversores electrónicos de volumen, 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.

Una vez al mes, antes del envío de información provisional mensual por parte de ENAGAS al SL ATR, ENAGAS enviará vía correo electrónico a [CONSUMIDOR] con las medidas diarias de gas entregado. En aquellos días que hubiese habido cambios con respecto a las medidas calculadas por el conversor de la posición, se señalarán las correcciones llevadas a cabo por ENAGAS y los motivos para realizarlas.

Mensualmente, como elemento de seguridad y confirmación de correcto funcionamiento, [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] tomará lecturas del volumen bruto acumulado en cada turbina en metros cúbicos de los contadores y conversores en un periodo de  $\pm 3$  días naturales desde el último día del mes a facturar.

Asimismo, ENAGAS acudirá mensualmente a la Unidad de Medida a tomar lecturas de los conversores y turbinas. En caso de que ENAGAS no acudiera un mes a la toma de lecturas, ENAGAS solicitará por escrito a [TITULAR UNIDAD DE MEDIDA] el envío de dichas lecturas, que incluirán la hora de cada una de ellas indicada.

## 5. PROCEDIMIENTOS A APLICAR EN LOS CASOS DE ANOMALÍAS

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

Asimismo [ENAGAS o CONSUMIDOR] comunicará de inmediato a [ENAGAS o CONSUMIDOR] cualquier desviación de las características del gas natural entregado, tomando como referencia la establecida en la [LEGISLACION VIGENTE]

ENAGAS realizará un seguimiento sobre la composición del gas natural y parámetros en las posiciones próximas, donde existen cromatógrafos informando a [CONSUMIDOR] de 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 la anomalía.

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 se calculará teniendo en cuenta [ACUERDO ENTRE LAS PARTES]. Una vez se proceda al cambio de contador, se contrastará durante la conciliación mensual de medidas que [ACUERDO ENTRE LAS PARTES] empleado es representativo de la realidad, pudiendo sufrir modificaciones las medidas en la conciliación de los días estimados si existe una desviación significativa [ESTABLECER DESVIACION ACORDADA %]

## 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 y del PCS del cromatógrafo, utilizando la siguiente fórmula para calcular el volumen normalizado:

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

Donde:

**V<sub>n</sub>**: Volumen normalizado convertido a condiciones normales correspondiente al día de avería (m<sup>3</sup>(n))

**V<sub>bt</sub>**: Volumen bruto obtenido de los contadores de las turbinas en base a la diferencia existente entre los valores acumulados entre las 6:00 horas del día que se detecta la situación anormal y las 6:00 horas del día siguiente al que se repone la situación normal (m<sup>3</sup>).

**P<sub>M</sub>**: 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<sub>M</sub>**: 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).

**Z<sub>0</sub>**: 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 CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, 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<sub>M</sub>**: 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 CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, 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, según [LEGISLACION VIGENTE], en el caso de los conversores de caudal conectados a cromatógrafo en continuo, en caso de fallo de la señal del cromatógrafo se tomará el último dato válido. El conversor deberá estar programado para tomar este último dato válido.

Si este último dato válido del cromatógrafo no fuera representativo de la calidad del gas se utilizarán los datos del cromatógrafo de la posición propiedad de ENAGAS 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, ENAGAS seleccionará el cromatógrafo a efectos de calidad de gas teniendo en cuenta la operativa del periodo en el que han fallado los equipos.

En todos estos casos las partes deberán llegar a un acuerdo en los criterios de selección de cuál es el dato válido del cromatógrafo.

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 Z<sub>0</sub> con valores medios de los contenidos molares en CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, la Densidad Relativa al Aire y PCS obtenidos por el cromatógrafo seleccionado.

## 6. CONFIRMACIÓN METROLÓGICA DE LA UNIDAD DE MEDIDA

Las confirmaciones metrológicas y ajustes que sean necesarios se realizarán en la propia ubicación 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 la legislación vigente. Antes del 30 de noviembre de cada año, [ENAGAS y CONSUMIDOR] 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 equipos. Dicho ajuste se deberá llevar preferentemente en campo, realizándose posteriormente una comprobación que verifique la validez de los ajustes.

Se procederá a regularizar de acuerdo a lo descrito en el apartado 7 del presente protocolo aquel valor que se derive de las tolerancias establecidas en la legislación metrológica vigente.

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. Se precintarán electrónicamente todos aquellos equipos que cuenten con esa posibilidad.

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 verificaciones periódicas por acuerdo explícito entre ambas partes, o por omisión de ambas partes, se considerará realizada la verificación con resultado correcto.

Las confirmaciones metrológicas de la UM se realizarán siempre que sea posible en presencia de personal autorizado de [ENAGAS o CONSUMIDOR], y se elaborará el Informe correspondiente indicando los resultados obtenidos. [ENAGAS y CONSUMIDOR] soportarán sus costes propios incurridos en estas revisiones. Se adjunta en el Anexo IV los modelos de acta de las operaciones llevadas a cabo en la UM

## **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 correcta, siempre que no exista acuerdo en la determinación del

momento en el que se produjo la causa del error no admisible. En ningún caso el periodo de regularización podrá ser superior a un año.

- Las cantidades calculadas en dichas regularizaciones se corregirán en los meses en los que se hayan producido, siempre y cuando el calendario habilitado para el envío de dichas medidas permanezca abierto. En el caso de que dichos calendarios estén cerrados, se llegará a un acuerdo entre las partes.
- La corrección que se aplicará a la facturación será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible.
- 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:

[TIPO DE CONTADOR]:

± [EMP] para  $Q \geq Q_t$

± [EMP] para  $Q < Q_t$

Siendo  $Q_t$  el caudal de transición del contador

Convertor:

± [EMP] para condiciones de operación

PCS:

± [EMP] con respecto al valor de la botella Patrón

Los representantes de [ENAGAS y CONSUMIDOR] 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 - SEÑALES DE OPERACIÓN

ANEXO II. SEÑALES DE MEDIDA

ANEXO III. ESQUEMA UNIDAD DE MEDIDA

ANEXO IV. ACTAS



