



# GESTÃO METROLÓGICA NA TBG COM BASE NA AVALIAÇÃO DAS INCERTEZAS DE MEDIÇÃO

*Julio Cesar Palhares*

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S. A., Rio de Janeiro, Brasil, palhares@tbg.com.br

**Resumo:** A gestão metrológica de uma empresa ganha dimensão mais ampla a partir da implantação de uma análise das incertezas de medição de todo o processo desde os insumos até o produto final acabado. Com esta visão, a TBG, transportadora que opera o gasoduto Bolívia Brasil, para a qual a própria medição de gás natural transportado tem a relevância do faturamento, implantou um monitoramento da incerteza global da medição de suas entregas de gás considerando as incertezas de medição de cada um dos parâmetros que compõe seu cálculo. A partir dos resultados desta análise, toma decisões necessárias ao controle do gás não contado, principal indicador corporativo que aponta as imperfeições do balanço mássico que são inerentes aos sistemas de transporte e de distribuição de gás natural mundo afora. Este trabalho tem por objetivo apresentar a evolução da forma e a atual composição de avaliação da incerteza de medição de modo a atender a disposições normativas, regulatórias, necessidades do cliente e de gestão da medição na TBG.

**Palavras-chave:** Gestão, Incerteza de Medição, Transportadora, Gás Natural.

## 1. INTRODUÇÃO

O gás natural vem crescendo em importância como alternativa eficiente de geração de energia no âmbito mundial e especificamente no Brasil vem aumentando sua participação na matriz energética. Embora tenha uma relevância comercial inquestionável, a medição do gás natural constitui um dos grandes desafios para Metrologia.

O mercado de gás natural, com algumas variações é dividido em segmentos que juntos compõem a cadeia de distribuição desde o poço até o usuário final. São eles: a) a Prospecção e Extração que compreende toda a tecnologia para localizar, extrair do subsolo e processar o gás para atender as especificações; b) o Transporte ou Transmissão que é responsável por levar o gás com segurança por longas distâncias desde o ponto de produção e processamento para a região de consumo onde é construída uma estação de entrega; e c) a Distribuição que é responsável pela malha local desde a estação de entrega da Transportadora até o usuário final.

Este trabalho faz uma abordagem da gestão metrológica numa empresa de transporte de gás natural, elo da cadeia comercial que recebe a produção nos poços e entrega a

comoditie para a distribuição nas cidades, para as indústrias e para geração de energia elétrica. Um gasoduto de transporte, portanto, tem dimensões continentais, o que aumenta o desafio metrológico.

## 2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Usualmente uma transportadora de gás natural fatura o serviço de transporte com base na medição que é realizada nos pontos de entrega. O uso do indicador “gás não contado” é também uma prática consagrada para controle da exatidão da medição do transporte. O “gás não contado” seria como a quantidade de gás que não pode ser explicada quando o balanço geral do sistema não fecha em zero.

Enquanto pelo princípio de conservação de massa...

$$\frac{dm}{dt} - \dot{m}_{in} + \dot{m}_{out} = 0 \quad (1)$$

...Em termos práticos, considerando quantidades fisicamente significantes pode-se escrever:

$$GNC = \text{Gás recebido} - \text{Gás entregue} - \text{Gás consumido} - \text{Perdas} - \Delta \text{Estoque} \quad (2)$$

São comuns configurações em que haja mais de um ponto de recebimento e muitos pontos de entrega. Por causa dos grandes comprimentos, usualmente uma transportadora opera ao longo do gasoduto varias estações de compressão que usam o próprio gás como combustível. Isto torna ainda mais desafiador o controle dos níveis de gás não contado. Dois fatores contribuem decisivamente para a complexidade do cálculo: O primeiro é a natureza compressível do gás. O segundo reside no fato de o sistema ser dinâmico, ou seja, o gás não pára de ser transportado para se fazer a conta.

## 3. O SISTEMA DE TRANSPORTE DA TBG

Esse gasoduto (fig. 1) é o maior em operação na América Latina possuindo 3.150 km de extensão total iniciando-se na localidade boliviana de Rio Grande, e se estende por 557 km até Porto Suarez, na fronteira com o Brasil.

Após cruzar a fronteira com o Brasil, único ponto de recebimento, o gasoduto possui 2.593 km atravessando cinco estados brasileiros, num total de 136 municípios, trabalhando a uma pressão máxima de 9.807 kPa (100 kgf/cm<sup>2</sup>) entre Corumbá e Curitiba e com pressão de 7.355

kPa (75 kgf/cm<sup>2</sup>) nos trechos que ligam Curitiba a Porto Alegre e Campinas a Guararema (SP).

O gasoduto tem uma capacidade total de escoamento de 30,08 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, equivalentes a 200 mil barris/dia de petróleo. Possui 19 estações de compressão sendo 4 na Bolívia e 15 no Brasil. Essas estações de compressão do trecho Norte mantêm a pressão do gás em condições para transporte, por meio de turbinas a gás que acionam os compressores. Já as estações do sul funcionam com motores a gás e compressores alternativos.



Fig. 1 – Disposição geográfica do gasoduto

O gasoduto possui 40 estações de entrega padronizadas em seis tamanhos em função da vazão requerida. Elas são instaladas em pontos-chave ao longo do gasoduto onde o gás é transferido para as distribuidoras locais. Possui também cinco estações de medição de tamanhos maiores sendo duas na Bolívia e três no Brasil. Estes são pontos do gasoduto onde são contabilizados os volumes de gás recebidos (EMED Mutun) e entregues (todos os demais).

A supervisão e operação são feitas remotamente através de uma Central de Supervisão e Controle (CSC) no Rio de Janeiro. A TBG controla por satélite, ininterruptamente, a integridade a manutenção, a compressão e a medição de todos os pontos mencionados para garantir a continuidade operacional de todo o sistema.

Além da central de operação a TBG conta com um efetivo de campo, para executar a manutenção de toda a extensão do gasoduto no território nacional. Esse efetivo executa as calibrações periódicas locais sob acompanhamento de fiscais representantes dos Clientes quando estas são realizadas nas estações de entrega.

Qualquer ponto de medição de vazão na estação de entrega (dito de transferência de custódia) pode ser

representado de acordo com o esquema da figura 2: Um computador de vazão converte as condições operacionais de

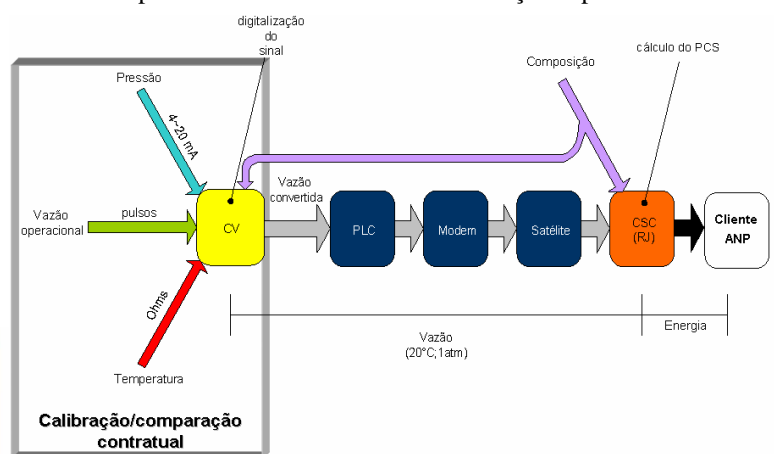


Fig. 2 – Esquemático do fluxo de dados de medição

entrega em condições de base (20°C; 1 atm). Ele recebe os sinais de vazão, pressão e temperatura medidos no tramo de medição, os converte em valores digitais e aplica a equação de conversão de vazão para as condições de base ( $V_b$ ) (equação 3):

$$V_b = V_{op} \cdot \left( \frac{P_{op}}{P_b} \right) \cdot \left( \frac{T_b}{T_{op}} \right) \cdot \left( \frac{Z_b}{Z_{op}} \right) \quad (3)$$

Na qual  $V_{op}$ ,  $P_{op}$  e  $T_{op}$  são respectivamente a vazão e a pressão e temperatura absolutas monitoradas no processo;  $Z_{op}$  o fator de compressibilidade considerando a pressão e temperatura operacionais;  $Z_b$  é o fator de compressibilidade nas condições de base;  $P_b$ ,  $T_b$  a pressão de 1 atm e temperatura de 20°C condições de base contratuais também expressas em formas absolutas. O fator de compressibilidade é função da composição do gás. É o que possibilita a aplicação da equação dos gases ideais ( $PV=nRT$ ) no mundo real ( $PV=nRZT$ ) [6].

#### 4. INCERTEZAS BÁSICAS DE MEDIÇÃO

As incertezas de medição de pressão e temperatura são obtidas das calibrações contratuais realizadas em campo. As incertezas de medição de  $Z$  são obtidas a partir das incertezas de pressão e temperatura e da determinação da composição do gás natural que entra no sistema (gasoduto) obtida através de cromatógrafo. A incerteza de medição da vazão no processo é estimada através de calibrações externas realizadas periodicamente em laboratórios especializados.

Segundo Per Lunde e Kjell-Eivinde Frøysa [1], considerando os procedimentos dos documentos A.G.A. de medição de vazão por medidor tipo turbina [2] e tipo ultrassônico [3], a incerteza de medição de toda e qualquer instalação está sujeita a outros fatores de influência na determinação de  $V_b$  como se pode ver na equação 4:

$$V_b = MF \cdot V_{op} \cdot \frac{P_{op}}{P_b} \cdot \frac{T_b}{T_{op}} \cdot \frac{Z_b}{Z_{op}} \cdot \left[ 1 + \alpha \cdot (T_{op} - T_{cal}) \right] \quad (4)$$

Na qual  $MF$  é o fator do medidor adimensional determinado em calibração,  $\alpha$  é o fator de expansão do tubo de medição e  $T_{cal}$  é a temperatura absoluta de calibração.

As configurações e condições de campo podem não corresponder exatamente ao que recomenda os relatórios AGA. Como nem sempre há estudos experimentais que determinam a incerteza de medição para os desvios que por ventura ocorram nas instalações, são considerados pelos autores, fatores empíricos,  $u(\text{config})$  e  $u(\text{field})$ :

- $u(\text{config})$  – penaliza em 0,15% a incerteza total do sistema para cada desvio encontrado na configuração e/ou instalação do sistema (desvios de forma e instalação dos retificadores, profundidade de imersão do poço térmico, trecho reto curto, etc...).
- $u(\text{field})$  – penaliza em 0,15% a incerteza total do sistema devido efeitos associados às características da instalação no que se refere ao tempo de operação dos equipamentos e a integridade dimensional dos trechos de medição (circularidade, deformações, rugosidade, incrustações, etc...).

A TBG contratou em 2008 e 2009 uma inspeção geral de terceira parte em seus tramos dos pontos de entrega o que possibilitou apurar estes desvios em cada um dos tramos de medição. Assim, a partir desse estudo, pode-se obter uma aproximação mais realista da incerteza de medição de  $V_b$  e da totalização diária ambos nas condições de base, considerando os componentes da equação 5:

$$u(V_b) = \sqrt{\left( \frac{\partial V_b}{\partial MF} \cdot u(MF) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial V_{op}} \cdot u(V_{op}) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_{op}} \cdot u(P_{op}) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial T_{op}} \cdot u(T_{op}) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial Z_b} \cdot u(Z_b) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial Z_{op}} \cdot u(Z_{op}) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial T_{cal}} \cdot u(T_{cal}) \right)^2 + \left( \frac{\partial V_b}{\partial \alpha} \cdot u(\alpha) \right)^2 + (u(\text{config}))^2 + (u(\text{field}))^2} \quad (5)$$

As influências de  $P_b$  e  $T_b$  não existem por serem estes termos constantes definidas contratualmente ( $P_b=1$  atm e  $T_b=20^\circ\text{C}$ ).

Além de uma aproximação mais realista, foi possível a empresa determinar um plano de ação para a correção dos desvios observando a viabilidade econômica de cada caso. Hoje a TBG está implantando os projetos de melhorias específicos para cada estação de entrega de modo a corrigir os desvios e atingindo assim a conformidade plena e a redução da incerteza de medição.

## 5. GESTÃO BÁSICA PARA A INCERTEZA GLOBAL

O processo de transferência de custódia é sem dúvida o mais importante em qualquer transportadora uma vez que todas as medições de entrega constituem a base para o faturamento. Sobre estas medições incidem os maiores controles seja por consequência de disposições contratuais ou por exigências regulatórias ou por ambas.

Na TBG, o foco da gestão de medição se volta para as atividades de calibração dos componentes da vazão corrigida destes pontos de entrega. As grandezas de pressão

e temperatura monitoradas para a conversão da vazão para as condições de base são calibradas por pessoal próprio treinado internamente que fazem uso de padrões calibrados externamente na RBC (Rede Brasileira de Calibração) e procedimentos definidos. As planilhas eletrônicas de calibração de pressão e temperatura foram submetidas à validação de terceira parte e se encontram alinhadas com as práticas recomendadas na última versão do GUM. A calibração é realizada em malha completa, do sensor até a digitalização da medida no computador de vazão (vide figura 2). Um diferencial da gestão do processo é a avaliação da probabilidade de se estar medindo fora dos limites de contrato obtida a cada calibração realizada tal como a incerteza de medição e que subsidia o técnico metrologista na decisão aprovar, reprovar ou ajustar o instrumento (equação 6):

$$\phi \left( 2 \frac{(r-p)}{q(1+p)} \right) \quad (6)$$

Na qual 'r' é o limite percentual do erro definido em contrato; 'p' é erro percentual detectado pelo sistema calibrador e 'q' é a incerteza percentual<sup>1</sup>. 'Ø' é a função distribuição normal padronizada [4]. Quando o valor dessa probabilidade se apresta aquém de 95%, indica a necessidade de intervenção do técnico evitando que a deriva natural do instrumento entre as calibrações venha a ultrapassar o limite contratual do erro. Desta forma, a probabilidade de se medir fora dos limites do contrato funciona como um indicador preventivo da necessidade de ajuste do instrumento já que há valores menores que 95% para os quais o erro limite de contrato ainda não é transposto.

Esse processo evita julgamentos com base em valores fixos tais como "o padrão deve apresentar incerteza de medição 'n' vezes menor que o mensurando" ou "ajustar o mensurando sempre que o erro atingir 'x%' pois a probabilidade é resultado de um 'balanço' dessas e de outras informações extraídas do instrumento na calibração.

Outro componente fundamental para o cálculo da vazão corrigida ( $V_b$ ) é a vazão operacional ( $V_{op}$ ). A calibração desses medidores é realizada externamente em laboratório da RBC com o qual a TBG mantém contrato. Não há ainda no Brasil laboratório que calibre medidores de vazão em alta pressão, entre 1.765 kPa (18 kgf/cm<sup>2</sup>) e 7.355 kPa (75 kgf/cm<sup>2</sup>), atendendo assim às condições reais de operação na totalidade dos medidores na TBG. Portanto nestes casos é considerada uma penalidade na incerteza de medição com base em estudos experimentais publicados. O valor adotado de  $\pm 0,7\%$  de penalidade pode ser conservativo. Não obstante, a própria empresa esta elaborando um estudo experimental da performance de seus medidores que consiste na comparação da resposta deles nas condições de calibração (ar na pressão atmosférica) e nas condições reais de operação o que terá como resultado a avaliação específica da sensibilidade do medidor ao número de Reynolds do escoamento.

Uma outra penalidade imposta na estimativa de incertezas de medição provém do recurso 'top-entry' das

<sup>1</sup> 'p' e 'q' são determinados em calibração de campo

turbinas de medição. Este recurso consiste numa facilidade operacional de instalação e retirada do medidor no duto, mas estudos experimentais publicados impõem um acréscimo de  $\pm 0,35\%$  na combinação de incertezas de medição valor este declarado no relatório AGA.

Todos os recursos implementados no sistema de transferência de custódia que visam garantir a exatidão das medições são submetidos a auditorias internas e do cliente segundo a ISO/ABNT 10012<sup>2</sup> [5], norma recomendada para Gestão de Medição.

## 6. INFORMATIVO DE INCERTEZAS DE MEDIÇÃO

As calibrações periódicas de pressão e temperatura e do cromatógrafo, as calibrações dos medidores primários turbinas e ultrassônicos atualizados em seus respectivos pontos de entrega, são atividade que fazem parte da rotina de manutenção do sistema. Estas permitem monitorar a evolução das incertezas das totalizações apuradas em cada sistema de medição. O Informativo de Incertezas de Medição e o documento de emissão mensal que auxilia na

entrega, são extraídas do relatório outras informações úteis para a análise crítica e melhoria contínua da medição. É destacado o sistema de medição com maior incerteza de medição relativa e absoluta, assim como é assinalado que instrumento componente desse sistema de medição se sobressaiu aos demais no que se refere à incerteza de medição. São apontados os instrumentos com vencimento de calibração eminente.

A incerteza do tramo ou trecho reto de medição é estimada com base na equação 4. A coluna intitulada 'S' na realidade é a notação da relação ' $Z_b/Z_{op}$ ' adotada nos computadores de vazão. Ela apresenta as incertezas de medição da taxa de compressibilidade à qual o gás natural está submetido durante a medição no seu respectivo ponto de entrega. Para compor a incerteza sobre o taxa de compressibilidade são considerados:

Tabela 1. Planilha resumo de Incerteza Global (valores fictícios)

Estações-Tipo	Distrib.	média entrega [Mm³/dia]	nº de tramos em operação	Incertezas de medição/data de apuração										
				Turbina[%]	Data	Pressão[%]	Data	Temperatura[%]	Data	S [%]	Instalação [%]	Tramo[%]	Global[Mm³]	Global[%]
Iacanga-IV	GBD	25	1	0,92	07/12/2009	0,40	11/04/2011	0,09	11/04/2011	0,57	0,24	1,18	0,3	1,18
Boa Esp. do Sul-V		185	1	0,92	16/04/2010	0,13	26/04/2011	0,04	26/04/2011	0,41	0,11	1,02	1,9	1,02
São Carlos-IV		260	1	0,92	16/12/2010	0,32	21/03/2011	0,22	21/03/2011	0,55	0,26	1,18	3,1	1,18
Rio Claro-V		1460	1	0,92	14/12/2010	0,38	11/03/2011	0,09	11/03/2011	0,55	0,51	1,25	18,3	1,25
Limeira-V	CMG	570	1	0,92	13/12/2010	0,10	12/04/2011	0,23	12/04/2011	0,47	0,17	1,08	6,1	1,08
Americana-V		600	1	0,92	13/08/2010	0,12	13/04/2011	0,11	13/04/2011	0,42	0,26	1,06	6,4	1,06
REFLAN-IV		1100	1	0,92	15/12/2010	0,13	14/03/2011	0,14	14/03/2011	0,43	0,26	1,07	11,8	1,07
EMED REPL. AN	PTR	6480	1	0,23	16/03/2009	0,05	15/03/2011	0,09	15/03/2011	0,40	0,11	0,49	31,7	0,49
EMED Jacutinga		240	1	0,23	16/02/2009	0,11	28/03/2011	0,09	28/03/2011	0,41	0,00	0,49	1,2	0,49
Jaguariúna-VI		1760	2	0,92	19/03/2010	0,14	03/03/2011	0,16	03/03/2011	0,44	0,21	1,07	13,3	0,75
Itatiba-V	CMG	550	1	0,92	06/04/2011	0,12	10/03/2011	0,11	10/03/2011	0,42	0,26	1,06	5,8	1,06
Guararema-V		560	1	0,92	05/05/2010	0,05	06/04/2011	0,12	06/04/2011	0,41	0,26	1,05	5,9	1,05
EMED Guararema	PTR	6145	4	0,90	27/07/2009	0,09	01/03/2011	0,14	01/03/2011	0,42	0,40	1,09	33,4	0,54
Gemini-IV	GLC	435	1	0,92	21/10/2010	0,34	20/04/2011	0,14	20/04/2011	0,54	0,26	1,16	5,0	1,16
Sumaré-IV		435	1	0,92	12/08/2010	0,04	16/03/2011	0,23	16/03/2011	0,46	0,26	1,09	4,7	1,09
Campinas-V	CMG	30	1	0,92	20/01/2010	0,18	17/03/2011	0,21	17/03/2011	0,48	0,25	1,11	0,3	1,11
Indiatuba-III		80	1	0,92	28/07/2009	0,10	25/04/2011	0,13	25/04/2011	0,42	0,26	1,06	0,8	1,06
Ijuí-V		805	1	0,92	30/06/2010	0,10	12/04/2011	0,14	12/04/2011	0,43	0,26	1,06	8,6	1,06
Porto Feliz-V	GNT	495	1	0,92	04/05/2010	0,10	12/04/2011	0,18	22/03/2011	0,44	0,51	1,16	5,7	1,16
Araç. da Serra-III		125	1	0,92	07/12/2009	0,08	27/04/2011	0,11	27/04/2011	0,41	0,19	1,04	1,3	1,04
Campo Largo-III		260	1	0,92	31/08/2009	0,10	12/04/2011	0,23	12/04/2011	0,46	0,24	1,09	2,8	1,09
Araucária - CIC-V	CMP	690	1	0,92	05/05/2010	0,25	14/04/2011	0,35	14/04/2011	0,58	0,17	1,19	8,2	1,19
Araucária-UTE-V		0	2	0,92	21/08/2009	0,14	12/04/2011	0,14	12/04/2011	0,44	0,21	1,06	0,0	0,75
REPAR-VI	PTR	440	1	0,23	08/09/2009	0,38	11/04/2011	0,16	11/04/2011	0,56	0,00	0,73	3,2	0,73
Joinville-II		215	1	0,85	15/02/2011	0,36	01/03/2011	0,17	01/03/2011	0,55	0,26	1,12	2,4	1,12
Guaramirim-III		355	1	0,92	30/04/2010	0,23	02/03/2011	0,16	02/03/2011	0,48	0,17	1,09	3,9	1,09
Gaspar-IV		185	1	0,92	04/12/2009	0,39	03/03/2011	0,29	03/03/2011	0,62	0,26	1,24	2,3	1,24
Brusque-II		30	1	0,85	02/08/2010	0,33	14/03/2011	0,22	14/03/2011	0,56	0,26	1,13	0,3	1,13
Tijucas-II	SCG	275	1	0,92	27/08/2009	0,14	15/03/2011	0,35	15/03/2011	0,54	0,17	1,15	3,1	1,15
São P. Alcântara-I		75	1	0,85	30/07/2010	0,10	16/03/2011	0,18	16/03/2011	0,44	0,17	1,00	0,7	1,00
Tubarão-II		110	1	0,85	24/09/2010	0,10	17/03/2011	0,11	17/03/2011	0,42	0,17	0,98	1,1	0,98
Urussanga-III		325	1	0,92	07/12/2010	0,09	22/03/2011	0,09	22/03/2011	0,41	0,30	1,06	3,4	1,06
Nova Veneza-II		280	1	0,92	24/08/2010	0,05	23/03/2011	0,09	23/03/2011	0,40	0,31	1,06	3,0	1,06
Várzea do Cedro-III		160	1	0,92	25/08/2009	0,12	17/03/2011	0,17	17/03/2011	0,44	0,26	1,08	1,7	1,08
Igrejinha-I		15	1	0,85	18/05/2010	0,06	16/03/2011	0,08	16/03/2011	0,40	0,17	0,96	0,1	0,96
Cachoeirinha-IV	SLG	185	1	0,92	06/01/2010	0,16	15/03/2011	0,13	15/03/2011	0,44	0,26	1,08	2,0	1,08
REFAP-IV		330	1	0,92	12/05/2010	0,12	23/03/2011	0,18	23/03/2011	0,45	0,26	1,08	3,6	1,08
Canoas-V		1050	1	0,92	17/08/2010	0,17	22/03/2011	0,10	22/03/2011	0,44	0,17	1,05	11,1	1,05
Canoas-UTE-VI		0	1	0,92	21/08/2009	0,21	14/03/2011	0,16	14/03/2011	0,47	0,26	1,10	0,0	1,10
<b>MÉDIA/TOTAL</b>		<b>27590</b>		<b>0,87</b>		<b>0,18</b>		<b>0,16</b>		<b>0,47</b>		<b>1,06</b>	<b>221,7</b>	<b>0,80</b>

Distribuidoras:  
MSG - MSGAS; GBD - GÁS BRASILIANO; CMG - COMGÁS; PTR - PETROBRAS; GLC - GÁS LOCAL; GNT - GÁS NATURAL; CMP - COMPAGAS; SCG - SCGAS; SLG - SULGAS

gestão de todo o processo de entrega de gás natural ou transferência de custódia, fornecendo informações que auxiliam na tomada de decisões (A tabela 1 é um exemplo da planilha resumo do documento).

Além das informações apuradas de incerteza de cada ponto de entrega a incerteza global de todo o sistema de

- Contribuição do algoritmo de cálculo de Z segundo AGA#8 [6] (incide duas vezes já que o cálculo é realizado em ' $Z_b$ ' e ' $Z_{op}$ ').....  $\pm 0,1\%$

<sup>2</sup> Desdobramento do item 7.6 da norma ISO 9000. O processo de transferência de custódia da TBG está sendo submetido à certificação nesta norma.

- Contribuição devido à escrita da composição ser realizada defasada em tempo<sup>3</sup> ..... ±0,16%
- Novamente as incertezas de temperatura e pressão sobre 'Z<sub>op</sub>' já que 'Z<sub>op</sub>' = f(composição, T, P)
- Contribuição da cromatografia (incide duas vezes: em 'Z<sub>b</sub>' e 'Z<sub>op</sub>')......±0,23% (dato originário do relatório de avaliação de incertezas de medição da EMED Mutun)

Outra informação de muita relevância apurada é a tendência global de erro do sistema e seu potencial impacto no indicador corporativo gás não contado. O erro potencial é obtido pela soma algébrica, por grandeza, de todos os maiores erros 'as left'<sup>4</sup> da curva de resposta dos medidores calibrados, de pressão e temperatura. Já o erro da grandeza vazão, por simplificação, é invariavelmente expresso a 30% de Q<sub>max</sub>, condição em que é tipicamente maior [2]. Obtidos os erros potenciais em cada grandeza é possível por propagação determinar o erro potencial da vazão convertida para as condições de base.

Este valor de erro é comparado com o resultado do gás não contado apurado no mesmo período, de modo a interpretar possíveis influências, correlações, fornecendo diretrizes para um plano de ação.

O volume correspondente ao percentual de incerteza de medição sobre o volume diário transportado é destacado na forma de exposição diária ao risco de erro. Este volume deve ser o menor possível; resultado obtido através da gestão visando reduzir as incertezas em cada um dos seus componentes.

Alinhado com a política de transparência da empresa, este informativo, editado e distribuído internamente pela CMEP (Coordenação de Programação e Medição), é também encaminhado ao Cliente. Desta forma a planilha pode evidenciar para o Cliente a manutenção do plano de calibração previamente acordado, pode evidenciar que os limites de incerteza de medição regulatórios estão atendidos, pode verificar pela análise dos componentes na coluna 'Instalação' em que grau as unidades são beneficiadas com a correção de desvios de conformidade com a norma de construção.

## 7. CONCLUSÕES

Com o respaldo do especializado grupo de medição, do sistema supervisorio, do software corporativo e do sistema de controle e guarda de documentos que constituem e

<sup>3</sup> Procedimento respaldado por uma cláusula contratual, a composição do gás é apurada uma vez por dia na EMED Mutun, na fronteira Bolívia-Brasil e remotamente escrita em cada ponto de entrega sem considerar-se que o volume representativo desta medida de composição possa estar no duto antes ou depois do ponto de entrega em questão. A incerteza foi apurada com base em estudos estatísticos da dispersão de poderes caloríficos sucessivos calculados a partir desta composição.

<sup>4</sup> O termo 'as left' faz referência aos erros, detectados pelo padrão, deixados no instrumento calibrado após ajuste ou não.

organizam as bases de dados necessárias para gerar mensalmente o documento, o Informativo de Incertezas de Medição tem evoluído não só na confiabilidade de suas informações como também importância dessas informações para a gestão da medição. Assim sendo é possível se extrair o máximo de informações metrológicas dos sistemas de medição contribuindo expressivamente como ferramenta auxiliar para uma gestão mais eficiente.

Em um processo complexo de medição a análise segmentada das incertezas é ferramenta auxiliar no direcionamento de investimentos seja na forma de modificação dos projetos; seja na identificação de um ponto no qual há necessidade de atenção especial da gestão. Ambas as ações reproduzem o mesmo efeito de redução de incerteza de medição. Com a identificação de influências críticas no processo é possível estreitar parâmetros de controle após o devido tratamento aumentando assim a Qualidade do processo em si e de seus produtos.

De acordo com este pensamento, observa-se uma evolução das margens de controle do gás não contado. Num passado recente os limites de controle eram ±0,50%, depois passando a ±0,40%. A TBG hoje controla o gás não contado dentro de limite de ±0,35%. De acordo com o benchmarking realizado entre congêneres internacionais, este é um limite desafiador que requer uma gestão eficiente na detecção de possíveis fontes de distorções e agilidade na tomada de decisões.

## 8. AGRADECIMENTOS

A cada um que compõe o nosso bravo Grupo de Medição e a toda a Função Metrológica [5] da TBG sem os quais não seria possível sensibilizar a alta direção para os investimentos necessários.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Handbook of Uncertainty Calculations, Revision 2, Eivind Olay Dahl, Kjell-Eivind Frøysa and Per Lunde Christian Michlsen Research AS, Norway, March, 2003

[2] AGA report n°7. Measurement of Gas by Turbine Meters. Revised, American Gas Association, Washington, DC, February, 2006

[3] AGA report n°9. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Second revision, American Gas Association, Washington, DC, April, 2007

[4] PALHARES, J. C. Análise Metrológica da Medição de Vazão e Considerações Sobre o Balanço Mássico no Gasoduto Bolívia-Brasil. Tese de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil (primeira revisão, fevereiro 2010).

[5] ABNT NBR ISO 10012, Sistemas de gestão de medição – Requisitos para os processos de medição e equipamento de medição. 1ª edição, ABNT, Rio de Janeiro, Abril 2004

[6] AGA report n°8. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Second edition, American Gas Association, Arlington, Virginia, November, 1992