



UNIFACS

UNIVERSIDADE SALVADOR

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
MESTRADO EM ENERGIA**

RAIMAR BARBOSA SANTOS

**IMPACTOS FINANCEIROS DOS CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO NA MEDIÇÃO
FISCAL DE GÁS NATURAL**

Salvador
2017

RAIMAR BARBOSA SANTOS

**IMPACTOS FINANCEIROS DOS CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO NA MEDIÇÃO
FISCAL DE GÁS NATURAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação,
Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade
Salvador, Laureate Internacional Universities, como
requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Paulo Roberto Britto Guimarães, PhD.

Salvador
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities)

Santos, Raimar Barbosa

Impactos financeiros dos critérios de aceitação na medição fiscal de gás natural. / Raimar Barbosa Santos. – Salvador, 2017.

118 f. : il.

Dissertação (mestrado) – UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities. Mestrado em Energia, 2017.

Orientador: Prof. Paulo Roberto Britto Guimarães, PhD.

1. Gás natural – medição. 2. Gás natural – regulamentação. I. Guimarães, Paulo Roberto Britto, orient. II. Título.

CDD: 553.285

RAIMAR BARBOSA SANTOS

IMPACTOS FINANCEIROS DOS CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO NA MEDIÇÃO
FISCAL DE GÁS NATURAL

Dissertação apresentada à UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energia, área de concentração em Tecnologia, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre, à seguinte banca examinadora:

Paulo Roberto Britto Guimarães – Orientador _____
PhD em Engenharia Química pela Universidade de Leeds/ Inglaterra
UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities

Regina Ferreira Vianna _____
PhD em Engenharia Química pela Universidade de Leeds/ Inglaterra
Universidade Federal da Bahia – UFBA

Georges Souto Rocha _____
Doutor em Planejamento Energético pela Universidade de Campinas – Unicamp
Instituto Federal da Bahia - IFBA

Alberto Rodamilans Freire de Carvalho _____
Mestre em Regulação da Indústria Energia pela Universidade Salvador – UNIFACS
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível - ANP

Salvador, 6 de abril de 2017.

Dedico este trabalho a minha filha Maria Esther
Ferreira Santos e a minha esposa Elaine Neves
Ferreira pelo apoio, paciência e incentivo.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida.

Ao Prof. Dr. Paulo Roberto Britto Guimarães, orientador, pela paciência, conselhos e experiência, que foram fundamentais para o êxito desta dissertação.

Aos meus pais, Valmir e Célia, pela educação e incentivos constantes.

Ao amigo, Eng. Alberto Rodamilans Carvalho da ANP, pelo apoio técnico, incentivo e sugestão do tema.

Aos amigos, Eduardo Gertrudes e André Araújo, engenheiros de medição de gás natural por várias discussões técnicas.

Ao Eng. Valnei da Silva Santos e Eng^o Carlos Credidio pelas contribuições cedidas ao trabalho.

Aos professores do programa do mestrado em energia pelos ensinamentos durante o curso.

E a todos os colegas e amigos que contribuíram direta ou indiretamente na realização deste trabalho.

A todos um muito obrigado!

RESUMO

A indústria do petróleo é essencial para a economia Mundial. No Brasil, o gás natural (GN) representa importante fonte de recursos financeiros para a União, através da arrecadação das receitas pagas pelas empresas que exploram este recurso natural e não renovável, e da distribuição das participações governamentais. Portanto, é de suma importância que os volumes de GN produzido e comercializados, para fins de cálculos de impostos, tenham o máximo de confiabilidade em seus resultados. Dessa forma, no intuito de contribuir para aumentar a confiabilidade nas medições fiscais de gás natural, esta dissertação tem por objetivo avaliar o impacto financeiro dos critérios de aceitação na medição da vazão por placa de orifício. A motivação para o desenvolvimento da pesquisa origina-se no avanço do conhecimento sobre medição de gás natural e pela baixa publicação acadêmica. E, também, pela contribuição de melhorias ao processo de medição fiscal de gás natural. O trabalho foi desenvolvido a partir de simulações, bem como da determinação das vazões até os limites dos critérios de aceitação de calibração estabelecidos de cada variável utilizando o software DIGIOPC. Após o levantamento dos valores de vazão, considerando todas as possibilidades, foram calculados os desvios das vazões, assim como os desvios financeiros precedentes dos critérios analisados. A metodologia adotada se baseou em revisão bibliográfica, normativa e coleta de dados em campo e simulações. A pesquisa bibliográfica e normativa concedeu todo embasamento teórico sobre o assunto e a pesquisa de campo contribuiu para levantar todos os dados necessários para simulação científica, análise e conclusão. Dentre os resultados da pesquisa, destacaram-se a estimativa do impacto financeiro na receita das empresas produtoras de GN na faixa de 9.369.249,50 R\$/mês a 10.339.406,89 R\$/mês, e concomitantemente na distribuição dos royalties entre R\$871.340,20 e R\$961.564,84 / mês. No âmbito estadual, o impacto financeiro na arrecadação do ICMS resultante da movimentação do GN no Estado da Bahia variou entre 83.017,18 R\$/mês e 92.371,22 R\$/mês. Como conclusão, o trabalho sugere que os critérios de aceitação atualmente utilizados sejam reavaliados e normatizados.

Palavras – Chaves: Medição. Gás Natural. Regulamentação. Participação Governamental.

ABSTRACT

The oil industry is essential to the world economy. In Brazil, Natural Gas (NG) represents an important source of financial resources for the Union, through the collection of revenues paid by companies that exploit this natural and nonrenewable resource, and the distribution of government participation. Therefore, it is of the utmost importance that the volumes of NG produced and marketed, for the purposes of tax calculations, have the maximum reliability in their results. Thus, in order to contribute to increase the reliability of natural gas tax measurements, this dissertation aims to evaluate the financial impact of the accuracy of acceptance criteria in orifice plate flow measurement. The motivation for the development of the research originates in the advance of the knowledge about measurement of natural gas, subject little discussed. And, also, by the contribution of improvements to the tax measurement process of natural gas. The work was developed from simulations, as well as the determination of flow rates up to the limits of the established calibration acceptance criteria of each variable using DIGIOPC software. After calculating the flow values, considering all the possibilities, the flow deviations were calculated, as well as the previous financial deviations of the analyzed criteria. The methodology adopted was based on bibliographic review, normative and data collection in the field. The bibliographic and normative research provided all theoretical basis on the subject and the field research contributed to collect all the necessary data for scientific simulation, analysis and conclusion. The results of the research included an estimate of the financial impact on the revenue of the companies that produce NG in range of 9,369,249.50 R\$ / month to 10,339,406.89 R\$ / month, and concomitantly in the distribution of royalties between R\$ 871,340.20 and R \$ 961,564.84 / month. At the state level, the financial impact on ICMS tax revenue resulting from the movement of NG in the State of Bahia ranged from 83,017.18 R \$ / month to 92,371.22 R\$ / month. In conclusion, the paper suggests that the acceptance criteria currently used are reevaluated and standardized.

Key Words: Measurement. Natural gas. Regulation. Government Participation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia do GN	19
Figura 2 - Fluxo da regulação do GN.....	20
Figura 3 - Distribuição do GN por setor	23
Figura 4 - Emissões de dióxido de carbono	23
Figura 5 - Emissões de metano e nox.....	24
Figura 6 - Emissões de dióxido de carbono	23
Figura 7 - Matriz energética brasileira	23
Figura 8 - Balanço do GN	28
Figura 9 - Fluxograma esquemático da cadeia de produção do petróleo e GN.....	31
Figura 10 - Citygate típico	31
Figura 11 – Classificação de princípio de medição de vazão.....	33
Figura 12 - Esquema de malha de medição por placa de orifício	34
Figura 13 - Placas de orifício concêntricas	35
Figura 14 – Hierarquia do sistema de rastreabilidade	43
Figura 15 - Exemplo de curva de calibração.....	43
Figura 16 - Principais tolerâncias de fabricação	45
Figura 17 - Notação e simbologia das tolerâncias geométricas	46
Figura 18 - Característica de tolerância de circularidade	47
Figura 19- Máquina de medir por coordenadas.....	47
Figura 20 - Erro de circularidade (Ilustração).....	48
Figura 21 - Parâmetros medidos em placas de orifícios.....	58
Figura 22 - Parâmetros medidos em placas de orifício	58
Figura 23 - Evolução das arrecadações dos royalties.....	67
Figura 24 - Distribuição da arrecadação dos royalties	67
Figura 25 - Evolução das arrecadações das participações especiais	69
Figura 26 - Distribuição das arrecadações das participações especiais.....	70
Figura 27 – Fluxograma de trabalho	71
Figura 28 - Medidor de vazão de GN (objeto de estudo).....	72
Figura 29 - Tela principal do software digiopc	74
Figura 30 - Roteiro para condução do experimento	75
Figura 31 - Fatores (variáveis de entrada) e respostas (variáveis de saídas).....	76
Figura 32 – Gráfico dos desvios das vazões simuladas com a variável pressão diferencial	86
Figura 33 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável pressão diferencial	87
Figura 34 - Gráfico dos desvios das vazões simuladas na variável pressão estática.....	89
Figura 35 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável pressão estática	90
Figura 36 - Gráfico dos desvios das vazões com a variável temperatura.....	92
Figura 37 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável temperatura.....	92
Figura 38 - Gráfico dos desvios das vazões simuladas no diâmetro do tubo	94
Figura 39 - Gráfico dos desvios financeiros simulados no diâmetro do tubo	92
Figura 40 - Gráfico dos desvios das vazões simulados no diâmetro da placa de orifício	92
Figura 41 - Gráfico dos desvios financeiros simulados no diâmetro interno da placa de orifício	92
Figura 42 - Gráfico representativo dos desvios financeiros por variável.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução da oferta interna de energia	27
Tabela 2 – Valores para o fator de abrangência	40
Tabela 3 - Requisitos metrológicos para medição de GN	53
Tabela 4 - Periodicidade de calibração de instrumentos de medição de GN	54
Tabela 5 - Periodicidade de calibração de sistemas de medição de GN	54
Tabela 6 - Tolerância de circularidade para diâmetro interno de placas de orifício	59
Tabela 7 - Diferença de limites entre as normas de medição de vazão internacional	61
Tabela 8 - Erros máximos para instrumentos de medição associados ao sistema de medição de GN	62
Tabela 9 - Participações Governamentais	63
Tabela 10 - Distribuição das participações governamentais de petróleo e GN	66
Tabela 11 - Dados de referência para simulação de erro da vazão	73
Tabela 12 - Matriz de planejamento do experimento fatorial 2 ³	76
Tabela 13 - Matriz de planejamento	77
Tabela 14 - Dados simulados dos erros da vazão e desvios financeiros	79
Tabela 15 - Estatística dos dados	80
Tabela 16 - Produção de petróleo e GN em terra e mar para fins fiscais	81
Tabela 17 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza de medição	82
Tabela 18 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza de medição	83
Tabela 19 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza estabelecida pela ANP	83
Tabela 20 - Impacto financeiro da arrecadação fiscal do ICMS	85
Tabela 21 - Resultado dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados com a variável pressão diferencial	85
Tabela 22 - Resultado dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados na variável pressão estática	88
Tabela 23 - Resultados dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados na variável temperatura	90
Tabela 24 - Resultados dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados no diâmetro do tubo	92
Tabela 25 - Resultados dos desvios das vazões e os desvios financeiros simulados no diâmetro da placa de orifício	94
Tabela 26 - Características dos instrumentos de medição	97
Tabela 27 - Impacto financeiro dos critérios de aceitação reduzidos	98
Tabela 28 - Custo de calibração de instrumentos associados ao sistema de medição de GN.	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transporte e Comunicações da Bahia
AGA	<i>American Gas Association</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASME	<i>American Society Mechanical Engineering</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
CNC	Comando Numérico Computadorizado
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EMED	Estação de Medição de Gás Natural
EPE	Empresa de Pesquisa de Energia
GASBOL	Gás Natural da Bolívia
GN	Gás Natural
GNV	Gás Natural Veicular
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
IF	Impacto Financeiro
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
ISO	International Organization for Standardization
ISO GUM	Guia para Expressão de Incerteza de Medição
MMBtu	Milhão de Unidades Térmicas Britânicas
MME	Ministério de Minas e Energia
MMC	Máquina de Medir por Coordenadas
NBR	Norma Brasileira
NFP	Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e GN
OIML	<i>Organização Internacional de Metrologia Legal</i>

PIS	Programa de Integração Social
RTM	Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural
SI	Sistema Internacional de Unidades
SPG	Superintendência de Participações Governamentais
STN	Secretaria do Tesouro Nacional
VIM	Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia

SUMÁRIO

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO	14
1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	16
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
CAPÍTULO II – GÁS NATURAL	18
2.1 GÁS NATURAL.....	18
2.1.1 Aplicações	22
2.1.1.1 Residencial	22
2.1.1.2 Comercial	22
2.1.1.3 Industrial	23
2.1.1.4 Automotivo	23
2.1.1.5 Geração de Energia Elétrica.....	23
2.1.2 Benefícios do Gás Natural	24
2.1.3 Mercado de Gás Natural	28
CAPÍTULO III – MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL	31
3.1 MEDIDORES DE VAZÃO	33
3.2 Medidor tipo Placa de Orifício	34
3.3 ERROS ASSOCIADOS AO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE FLUIDOS	37
3.4 INCERTEZA DE MEDIÇÃO.....	38
3.4.1 Incerteza tipo A	39
3.4.2 Incerteza tipo B	39
3.4.3 Incerteza de Medição Combinada	40
3.4.4 Fator de Abrangência	40
3.4.5 Incerteza Expandida (U)	41
3.4.6 Incerteza da medição de vazão por Placa de Orifício (IMP)	42
3.5 CONTRIBUIÇÕES DE MELHORIA NO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL	42
3.5.1 Calibração de Sistemas de Medição	42
3.6 CONTROLE DIMENSIONAL	44
3.6.1 Tolerância Dimensional	46
3.6.2 Tolerância Geométrica	46
3.6.2.1 Circularidade	47
CAPÍTULO IV – ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MEDIÇÃO DE GN	51
4.1 O REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GN	52
4.2 PORTARIA INMETRO Nº 064 (2003).....	56
4.3 REGULAMENTAÇÃO INTERNACIONAL	57
4.3.1 OIML R 140 (2007)	62

CAPÍTULO V - PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	64
5.1 ROYALTIES.....	65
5.2 Participação Especial	69
CAPÍTULO VI - METODOLOGIA	72
6.1 OBJETO DE ESTUDO.....	72
6.2 COLETA DE DADOS EM CAMPO	73
6.3 SIMULAÇÃO DA VAZÃO DE GÁS NATURAL.....	74
6.4 PLANEJAMENTO FATORIAL	76
6.4.1 Matriz de Planejamento	77
CAPÍTULO VII – RESULTADOS E DISCUSSÃO	80
7.1 IMPACTO FINANCEIRO NA DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES.....	81
7.2 IMPACTO FINANCEIRO NA ARRECADAÇÃO DO ICMS	85
7.3 SIMULAÇÃO 1 (PRESSÃO DIFERENCIAL X VAZÃO).....	86
7.4 SIMULAÇÃO 2 (PRESSÃO ESTÁTICA X VAZÃO).....	89
7.5 SIMULAÇÃO 3 (TEMPERATURA X VAZÃO).....	91
7.6 SIMULAÇÃO 4 (DIÂMETRO DO TUBO X VAZÃO).....	93
7.7 SIMULAÇÃO 5 (DIÂMETRO DO PLACA X VAZÃO).....	95
7.8 CUSTO DE CALIBRAÇÃO	100
CONSIDERAÇÕES FINAIS	102
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
ANEXO A	112
Certificado de Transmissor de Pressão Diferencial - Pag. 1/2	112
Certificado de Transmissor de Pressão Diferencial - Pag. 2/2	113
ANEXO B -	114
Certificado de Transmissor de Pressão Estática – Pag. 1/2	114
Certificado de Transmissor de Pressão Estática – Pag. 2/2	115
ANEXO C -	116
Certificado de Transmissor de Temperatura – Pag. 1/2	116
Certificado de Transmissor de Temperatura – Pag. 2/2	117
ANEXO D – Composição Química do Gás Natural	118
APÊNDICE A – Resultado do Levantamento dimensional da Placa de Orifício	118
APÊNDICE B – Resultado do levantamento dimensional do Trecho Reto	118

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

O GN vem ganhando destaque no cenário nacional, passando a ser uma fonte de energia alternativa e estratégica nas discussões relacionadas ao desenvolvimento econômico brasileiro, não apenas por possuir excelentes características técnicas e econômicas (MONTERA, 2014), mas também por ser uma fonte de energia menos poluente, podendo ser usada nas indústrias em substituição a outros combustíveis, tais como óleos combustíveis, lenha e carvão (PARO, 2005).

No Brasil, GN vem assumindo um papel cada vez mais importante na matriz energética. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016, publicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), a participação deste combustível passou de 9,4% para 13,7% da matriz energética nacional entre 2005 e 2015. Dada esta crescente importância do GN na matriz, a competitividade por esta fonte de energia vem se tornando uma questão cada vez mais relevante no Brasil.

O crescimento da demanda pelo GN deve-se aos benefícios e diversas aplicações deste insumo na sociedade, podendo ser usado em diversos setores da econômica, como industrial, comercial, residencial e automotivo, assim como na geração de energia elétrica. Todavia, seu maior consumo está nos setores industriais e na geração de energia elétrica (MELO; MEDINA, 2005). Observa-se, contudo, um aumento médio na produção nacional, que em 2013 atingiu 77,2 milhões de m³/dia e em 2015 alcançou 96,2 milhões de m³/dia, que corresponde ao crescimento de 19,25%. As importações do GN nesse mesmo período variaram de 46,5 milhões de m³/dia até 50,4 milhões de m³/dia, evidenciando seu crescimento. É importante destacar o volume de gás importado da Bolívia, 32 milhões de m³/dia, o maior exportador de GN para o Brasil. Dessa forma, a oferta importada e a nacional média de GN em 2015 alcançou 102,6 milhões de m³/dia. O consumo total médio do GN era de 91,3 milhões de m³/dia em 2013 atingindo um volume consumido de 98,6 milhões de m³/dia em 2015, mostrando consideravelmente seu crescimento (BEN, 2016).

Diante de todo volume produzido até a distribuição para o consumidor final, é de suma importância a medição dos volumes de gás movimentados dentro da cadeia do GN. (MARCHETTI JÚNIOR, 2009).

A medição de vazão é uma atividade experimental necessária quando se quer comercializar gás natural, porém, por ser uma ciência complexa (SÁ, 2014), é de suma importância que se tenha conhecimentos técnicos consideráveis para manusear tal grandeza, utilizando de forma correta as técnicas homologadas para assegurar a legitimidade na medição

fiscal. Assim, os impactos econômicos oriundos de medições erradas, bem como o controle regulatório da medição fiscal, têm motivado as empresas no sentido de melhorar seus sistemas de medição, em atendimento às expectativas dos clientes, garantindo a conformidade aos requisitos legais de contratos (SÁ, 2014).

Neste sentido, principalmente quando se trata da comercialização de grandes volumes de gás natural, qualquer erro, mesmo que pequeno, quando considerado ao longo do tempo, podem resultar em significativa diferença financeira (contra ou a favor), o que tem ensejado um enorme esforço pela comunidade científica para minimizar esses desvios, determinar com maior exatidão a relação entre a vazão de GN e os parâmetros envolvidos nessa medição, principalmente relacionados aos medidores (Palhares et al. 2006).

Aniceto et al. (2008) avaliaram os erros de até 0,5% no critério de aceitação¹ comumente utilizados na calibração de transmissores de pressão diferencial no Brasil, e encontram um erro médio absoluto da vazão de 15.714,32 m³ de GN por dia para uma das partes envolvidas, cuja vazão nominal da estação de medição avaliada era de 6.000.000 m³/dia. Dessa forma, um transmissor de pressão em operação apresentando variações de medição dentro de $\pm 0,5\%$ de fundo de escala representa interferência na medição de GN.

Medeiros et al. (2004) concluíram, através de cálculos simulados, que a tolerância do diâmetro do orifício (d) estabelecida pelo critério da *AGA Report n°3* afeta a equação geral da vazão volumétrica e que por sua vez interfere no coeficiente de descarga, no coeficiente β e, conseqüentemente, no resultado da vazão. Diante do exposto, fica clara a importância em se avaliar os impactos financeiros da exatidão da medição de vazão de GN por pressão diferencial utilizando placa de orifício, uma vez que erros dos instrumentos de medição variando dentro dos critérios de aceitação estabelecidos por documentos normativos afetam significativamente o resultado final da medição (Aniceto et al. 2008). A revisão dos critérios de aceitação é de suma importância para minimizar os desvios financeiros no faturamento das empresas e a União, sobretudo minimizando os efeitos destes erros na distribuição dos royalties e na arrecadação fiscal de ICMS.

¹ Critérios de aceitação são parâmetros que servem como referência para verificar se o instrumento ou sistemas de medição está adequado ao uso (SILVA ALVES, 2005).

1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

Medir volumes de gás com exatidão e confiabilidade são metas primordiais dos sistemas de medição de gás natural, utilizando equipamentos calibrados e técnicas reconhecidas, que possam assegurar um nível de incerteza comercialmente aceitável e tecnicamente viável para as medições. Portanto, no intuito de contribuir para o aumento da exatidão dos sistemas de medição de gás natural, este trabalho objetiva analisar o impacto financeiro da exatidão dos critérios de aceitação da calibração estabelecidos por normas e regulamentos técnicos na medição de vazão por placa de orifício, e avaliar se estes critérios são, de fato, efetivos ou se precisam ser reavaliados.

Propondo especificamente:

- a) Evidenciar a relevância do gás natural, divulgando aspectos importantes relacionados ao seu mercado, sobretudo a participação na matriz energética nacional, produção, oferta e demanda;
- b) Disseminar a importância da medição na indústria do gás natural;
- c) Propor melhorias ao regulamento técnico de medição da ANP;
- d) Calcular e avaliar o impacto financeiro dos erros apresentados pelos parâmetros que compõem os critérios de aceitação de calibração dos instrumentos de medição do sistema de medição por placa de orifício.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em sete capítulos.

O capítulo 1, Introdução, contextualiza o problema estudado e apresenta os objetivos e a organização da dissertação.

No capítulo 2 é apresentada uma breve síntese sobre o gás natural, seus benefícios, aplicações e vantagens, sobretudo versa sobre mercado de GN brasileiro ressaltando tópicos relativos à produção, oferta e demanda do gás natural.

O capítulo 3 trata especificamente da medição da vazão de gás natural, abordando o conceito de medição de gás natural, bem como as distintas tecnologias de medição aplicadas para este fim, com enfoque maior para o medidor por placa de orifício que o objeto de estudo. Ademais, tratam dos erros, incertezas de medição, melhorias associado ao processo de medição, calibração, e controle dimensional.

No capítulo 4 é realizada uma revisão bibliográfica sobre a regulamentação da medição de gás natural, abordando aspectos importantes das normas técnicas específicas, regulamentos e portarias aplicáveis à medição de gás natural, destacando os critérios de aceitação estabelecidos e utilizados pela comunidade industrial.

No capítulo 5 é realizada uma abordagem sobre as participações governamentais existentes com enfoque maior nos royalties, descrevendo-se as evoluções nas arrecadações de cada uma das participações e demonstrando-se a importância da medição de volumes de GN com exatidão, no sentido de garantir divisões financeiras justas.

Já no capítulo 6 é apresentada a metodologia adotada neste trabalho, descrevendo-se a estratégia para alcançar o objetivo proposto, que é analisar os efeitos financeiros dos critérios de aceitação da calibração dos instrumentos de medição utilizados no sistema de medição de GN por placa de orifício.

No capítulo 7 são discutidos os resultados obtidos após as simulações dos dados, elucidando-se os erros na medição da vazão e o consequente impacto financeiro nesta estação de medição fiscal.

No último capítulo são realizadas as considerações finais desta dissertação.

CAPÍTULO II – GÁS NATURAL

O presente capítulo apresenta uma breve síntese sobre o gás natural, seus benefícios, aplicações e vantagens, sobretudo sobre o mercado de GN brasileiro, ressaltando tópicos relativos a produção, oferta e demanda do gás natural.

2.1 GÁS NATURAL

O Regulamento Técnico de Medição (2013) (fazendo menção ao inciso II, do artigo 6º, da Lei nº 9.478/97 - Lei do Petróleo) define GN como “todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais”.

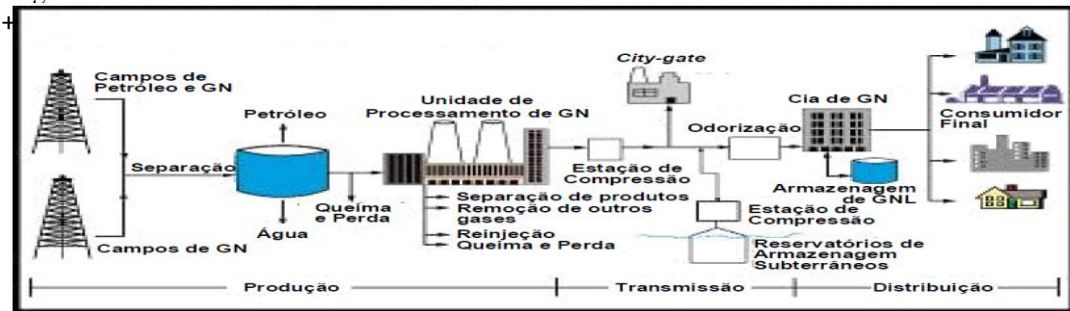
A composição do GN pode variar de campo para campo de produção, mas em geral predomina principalmente o metano, em menores proporções o etano, propano e outros hidrocarbonetos. Contudo, a composição do gás apresenta baixas concentrações de impurezas, como nitrogênio, água e enxofre (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

A partir do ano de 1940, com a descoberta do petróleo e gás no estado da Bahia, o GN começou a ser utilizado atendendo as indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Após alguns anos, as bacias do Recôncavo juntamente com Sergipe e Alagoas destinaram parte de sua produção para fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landolfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari (PARO, 2005).

Ainda, segundo Paro (2005), o GN por muitos anos foi considerado como subproduto do petróleo, sendo utilizado para estimular a produção de petróleo através da reinjeção nos poços ou queimados nas plataformas de produção.

Para que o gás chegue até ao consumidor final, no intuito de suprir as necessidades dos diversos setores da economia, o GN deve passar por diversas etapas (KAWAKITA et al., 2003). De acordo com CTPETRO (2003), a primeira etapa de valorização do GN na indústria se inicia pela exploração/produção, seguida de processamento, transporte e distribuição, para por fim chegar ao consumidor, ver Figura 1.

Figura 1 - Cadeia do GN



Fonte: CTPETRO (2003).

De acordo com o CTPETRO (2003), a produção do gás natural, assim como a do petróleo, se dá de duas formas: a primeira é a produção *onshore* que é a produção em terra, e a segunda é a produção em mar (*offshore*), sendo que a última representa atualmente a maior parte da produção. A produção consiste na extração do combustível fóssil que pode estar ou não associado ao petróleo, seguido da etapa de processamento do gás que consiste na separação de outras substâncias, como a água e as partículas sólidas, através de separadores.

Para Praça (2003), o processamento do combustível ocorre em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), nas quais o produto é desidratado e fracionado (Figura 2.1), gerando três subprodutos: o gás natural processado, formado a partir do metano (C1) e etano (C2); o GLP, originado do propano (C3) e do butano (C4) e a gasolina natural (C5).

Para fins de comercialização em território nacional, a composição química do gás, após processamento, deve estar dentro das especificações da ANP, Portaria 104/2002 (VALLE; FARIAS FILHO, 2008).

O transporte do GN gasoso é feito por meio de dutos ou, em alguns casos, comprimido em cilindros de alta pressão. No estado líquido o gás é transportado por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos (MONTEIRO, 2010).

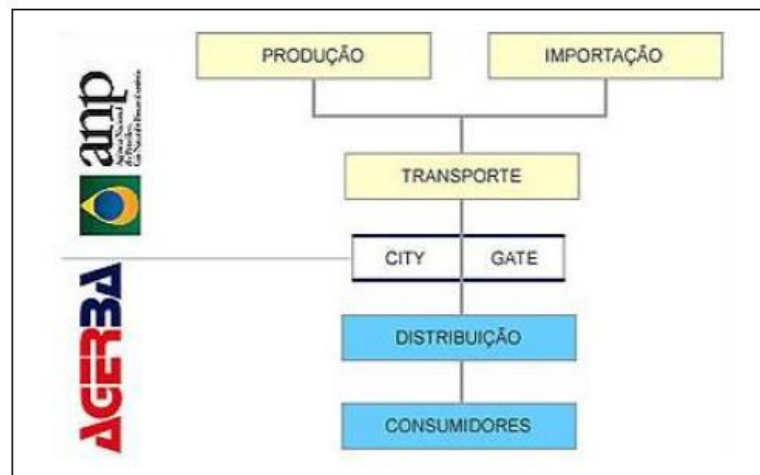
O gasoduto é uma rede de tubulações que leva o GN das fontes produtoras até os centros consumidores transportando grandes volumes de gás que possui tubulações de diâmetro elevado, opera em alta pressão (MONTEIRO, 2010).

Já a distribuição de gás é a etapa final na cadeia do gás natural, envolvendo as atividades que englobam o consumidor final e a concessionária responsável por essa prestação de serviço, compreendendo todas as atividades realizadas no sistema de distribuição, desde as estações de transferência de custódia (conhecidos como citygates) onde a empresa supridora

repassa o GN à concessionária estadual, e esta realiza a distribuição até o ponto de entrega aos usuários (CASTRO NETO, 2011).

A exploração, produção, comercialização e o transporte do gás natural são atividades reguladas pela ANP (Agência Nacional do Petróleo) por força da Constituição Federal / 1988 e da Lei 9478 / 97, que estabelece as diretrizes da Política Energética Nacional. De acordo com o art. 11, § 2.º da Constituição do Estado da Bahia, cabe ao Poder Público Estadual, explorar diretamente ou mediante concessão os serviços locais de gás canalizado. A regulação dos serviços de distribuição de gás natural é de competência dos Estados, que a delegam às Agências Reguladoras Estaduais (AGERBA, 2016). A Figura 2 mostra os limites de competência entre a atuação da ANP e da AGERBA.

Figura 2 - Fluxo da regulação do GN



Fonte: AGERBA (2016).

No caso da Bahia, esta atribuição é da AGERBA, por força da Lei Estadual 7.314 /98 que criou a Agência, que estabelece esta competência no seu artigo 1º. De acordo com esta lei, a AGERBA é responsável, dentre outras coisas, por promover e zelar pela eficiência econômica e técnica do serviço público delegado; promover a revisão, ajuste e aprovação de tarifas módicas que permitam a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; zelar pela estabilidade nas relações entre o poder concedente, a entidade regulada e usuários; estimular a expansão e a modernização do serviço delegado de modo a buscar a sua universalização e a melhoria dos padrões de qualidade e, por fim, fiscalizar os aspectos técnico, econômico, contábil, financeiro, operacional e jurídico do contrato de concessão na área de gás natural (AGERBA, 2016).

De acordo com Rodrigues (2011), foram pesquisados diversos sítios das agências reguladoras estaduais e nenhuma apresenta um regulamento técnico específico sobre medição

para transferência de custódia e medição fiscal similar ao RTM (2013) da ANP. Pelo menos quatro agências reguladoras disponibilizam em seus sítios Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado. Portanto, como não há regulamento específico para medição de GN na esfera estadual, os impactos financeiros oriundos de critérios de aceitação na etapa de distribuição podem ser ainda maiores que na etapa de produção.

2.1.1 Aplicações

A partir da etapa de distribuição do gás natural, diversas aplicações podem ser constatadas, mas sua principal finalidade está no consumo energético.

Portanto, de acordo com Cagni Júnior (2007), suas qualidades e benefícios frente às outras fontes de energia fomentaram as aplicações em diversos setores da economia, como: residencial, comercial, industrial, e automotivas notadamente nos grandes centros urbanos e industriais das regiões Nordeste, Sudeste e Sul.

2.1.1.1 Residencial

O mercado do GN residencial está em plena ascensão, principalmente nos grandes centros urbanos, e em cidades de clima frio. As distribuidoras de vem expandindo suas redes de distribuição e realizando investimentos para conversões de residências e condomínios (SILVETRE, 2012).

Para Moutinho dos Santos (2002), o uso do gás residencial pode ser aproveitado não apenas para cocção de alimentos e aquecimento de chuveiros, mas aponta para utilização em saunas, aquecimento de piscinas, lareiras, climatização de ambientes, etc.

2.1.1.2 Comercial

No setor comercial ou de prestação de serviços, as aplicações do GN são similares ao setor residencial, podendo ser utilizado para cocção, aquecimento de água, climatização de ambientes, etc. No entanto, devido a grande versatilidade de utilização, pode ser aplicado em diversos estabelecimentos comerciais como: hotéis, lavanderias, escolas, hospitais, padarias, academias, shoppings centers, universidades (SILVESTRE, 2012). A aplicação do GN em ar condicionado, por exemplo, é a opção mais econômica para sistemas de climatização, tendo uma redução significativa em seu uso quando comparado com equipamento elétrico. A economia com a operação pode chegar a 30% (MELO; MEDINA, 2005).

2.1.1.3 Industrial

A utilização do GN nas indústrias vem proporcionando benefícios significativos para o meio ambiente, além de diminuir os custos com manutenção de máquinas, transporte e armazenamento de combustível, e aumentando a segurança, eficiência dos equipamentos e a qualidade do produto final (MELO; MEDINA, 2005).

No segmento industrial, é utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de vapor, geração de eletricidade e força motriz; como matéria-prima aplica-se nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica e de fertilizantes (Sá, 2014).

Por ser um combustível versátil, relativamente limpo e menos corrosivo pode ser usado em diversos equipamentos, como caldeiras, secadores, fornos, turbinas, ramas, atomizadores, geradores de fluido térmico, gás, ar quente e água quente, estufas, empilhadeiras, entre outros (MELO; MEDINA, 2005).

2.1.1.4 Automotivo

O gás natural veicular (GNV) é utilizado em ônibus e automóveis, substituindo o óleo diesel, a gasolina e o álcool por ser mais econômico e menos poluente. A conversão para gás natural veicular representa 65% de economia em relação à gasolina. Aliado ao custo do combustível, o GNV tem rendimento de 20% em relação a gasolina e 50% ao álcool (ABEGÁS, 2016).

2.1.1.5 Geração de Energia Elétrica

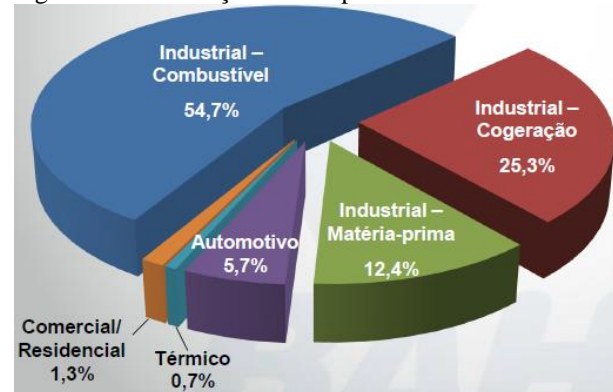
De acordo com Melo e Medina (2005), além das aplicações citadas anteriormente, a geração de energia elétrica através do GN é apontada como uma das grandes utilidades deste combustível, principalmente nos períodos de escassez de recursos hídricos, sendo uma alternativa para a produção de eletricidade, tanto através das plantas de cogeração como de usinas termelétricas. A disponibilidade de GN favorece seu uso para a geração de energia elétrica, cogeração e refrigeração em processos complementares às demandas energéticas das indústrias, residências e estabelecimentos comerciais (MELO; MEDINA, 2005).

Ainda segundo Melo e Medina (2005), grandes termoelétricas operadas a GN foram construídas para adaptar o segmento a regulamentações ambientais cada vez mais rigorosas e suprir a demanda nacional, podendo este combustível substituir o óleo, lenha, energia nuclear, entre outros, utilizando turbinas para gerar eletricidade. Em determinados casos, utiliza-se a geração simultânea de energia e calor, processo conhecido como cogeração. Menos poluente e

mais eficiente que os demais combustíveis fósseis, o GN ganha cada vez mais espaço no setor elétrico, fator que proporcionou a elevação de sua participação na matriz energética brasileira (MELO; MEDINA, 2005).

A Figura 3 mostra a distribuição do GN na Bahia por setor econômico. O setor industrial destaca-se como maior consumidor desta fonte de energia com 92,4%.

Figura 3 - Distribuição do GN por setor



Fonte: Bahiagás (2016).

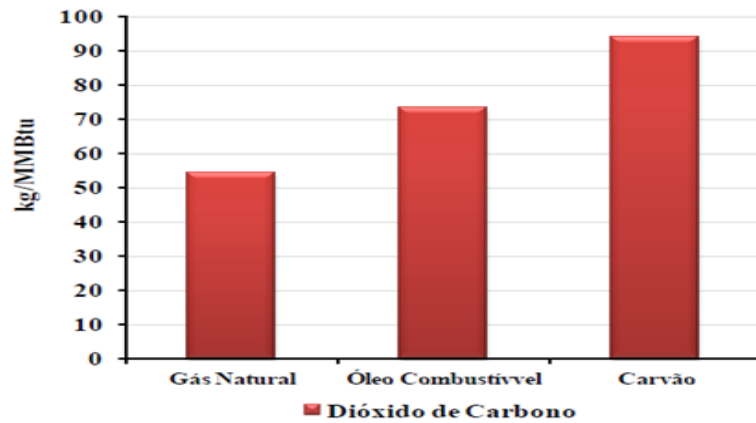
2.1.2 Benefícios do Gás Natural

São inúmeras as vantagens econômicas do uso desta fonte de energia, mas sua maior contribuição está ligada diretamente à melhoria dos padrões ambientais, assunto bastante discutido na atualidade. Devido ao seu alto teor de metano (CH_4), o GN produz uma queima relativamente limpa e uniforme, sem a presença de fuligem e de outras substâncias que prejudicam o meio ambiente (SÁ, 2014).

Do ponto de vista ambiental, Montera (2014) compara o GN com outros combustíveis amplamente utilizados nos setores industriais, comerciais e automotivos.

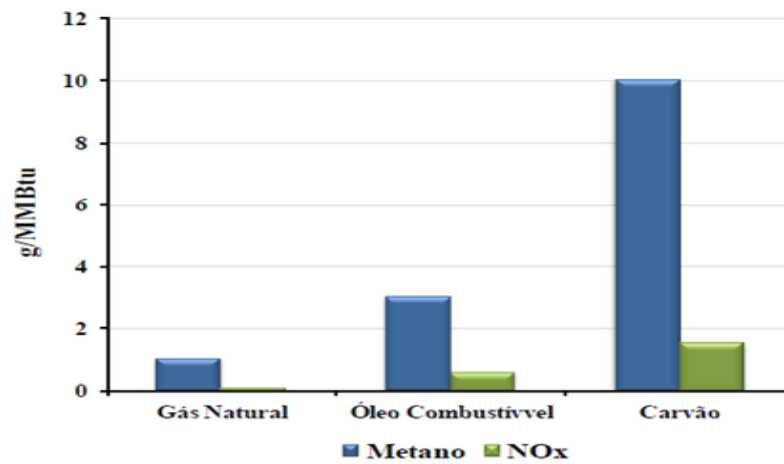
Analisando os índices de emissões ambientais nas Figuras 4 e 5 verifica-se que o GN emite 55 kg/MMBtu de CO_2 , 1 g/MMBtu de metano e 0,1 g/MMBtu de Nox, enquanto que o óleo combustível emite 74 kg/MMBtu de CO_2 , 3 g/MMBtu de metano e 0,3 g/MMBtu de Nox, sendo o carvão o maior emissor de dióxido de carbono com 94 kg/MMBtu de CO_2 , 10 g/MMBtu de metano e 1,7 g/MMBtu de Nox. Isso representa emissões na ordem de 42% a menos de dióxido de carbono em relação ao carvão e 26% que o óleo combustível.

Figura 4 - Emissões de dióxido de carbono



Fonte: Montera (2014).

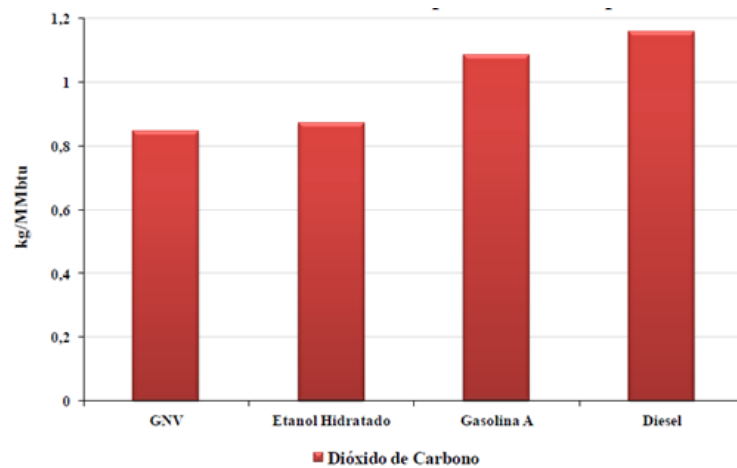
Figura 5 - Emissões de metano e nox



Fonte: Montera (2014).

Já na Figura 6 observa-se que as emissões de dióxido de carbono por combustível automotivo tem como grande poluente, o diesel com índice de 1,18 kg/MMBtu. A gasolina A com 1,08 kg/MMBtu apresenta-se menos agressiva que o diesel e mais agressiva que o GNV com 0,85 kg/MMBtu. Diante dos dados analisados, o etanol hidratado foi o combustível que mais se aproximou em termos de emissão de dióxido de carbono com o gás natural.

Figura 6 - Emissões de dióxido de carbono



Fonte: Montera (2014).

Na Figura 6 é notório que o GNV emite menos dióxido de carbono que todos os outros três combustíveis, emitindo 3% a menos em relação ao Etanol Hidratado, 22% à Gasolina A e 27 % ao Diesel.

Para Rodrigues (2011), o uso do GN apresenta diversos benefícios relacionados ao meio ambiente, sobretudo vantagens ambientais e econômicas e técnica.

a) Sob a ótica ambiental, tem-se:

- Reduz sensivelmente a emissão de particulados;
- Não emite cinzas e praticamente elimina a emissão de compostos de enxofre;
- Não se acumula no ambiente, é mais leve do que o ar;
- Elimina o tratamento de efluentes dos produtos da queima;
- Melhoria da qualidade do ar nas grandes cidades;
- Baixíssima presença de contaminantes;
- Não exige tratamento dos gases de combustão;
- Rápida dispersão de vazamentos;
- Emprego em veículos automotivos, diminuindo a poluição urbana;
- A segurança de uso é outro motivo da preferência do GN usado em combustão;
- Não requer estocagem, eliminando os riscos do armazenamento de combustíveis;

- A ingestão ou inalação acidental de GN em pequenas proporções não provoca danos sérios à saúde das pessoas, e à medida que as pessoas respirarem ar fresco, ele é eliminado sem deixar qualquer resíduo no organismo.

b) Sob os aspectos econômicos:

- Diversificação da matriz energética;
- Disponibilidade ampla, crescente e dispersa;
- Atração de capitais de riscos externos;
- Melhoria do rendimento energético;
- Maior competitividade das indústrias;
- Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo;
- Não exige gasto de energia com o aquecimento para a queima;
- Aumento da oferta de empregos;
- Elimina o custo da estocagem.

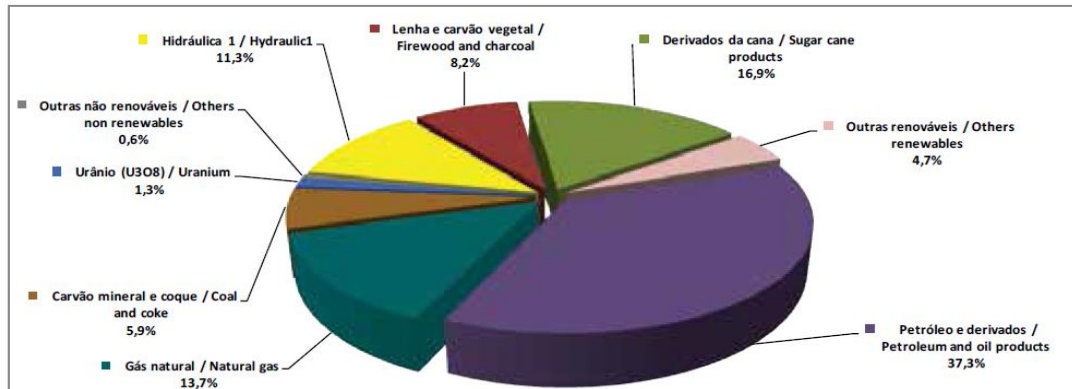
c) Do ponto de vista técnico:

- Reduz o tempo e o número de paradas para manutenção, aumentando a vida útil dos equipamentos;
- Tem uma composição química mais constante, o que possibilita melhor regulação da chama, nos fornos abertos;
- A distribuição do calor é melhor e a temperatura é mais constante, o que diminui as variações nos processos de industrialização;
- Não precisa ser aquecido;
- Não está sujeito a quedas de energia (que podem causar danos aos equipamentos, como acontece com a eletricidade);
- Combustão mais facilmente regulável quando comparado com outros combustíveis líquidos ou sólidos;
- Elevado rendimento energético; como se encontra na natureza em estado gasoso, o GN não precisa ser atomizado para queimar, o que lhe confere uma combustão menos suja e mais eficiente no que se refere a seu rendimento térmico;
- A economia no uso do GN traz maior competitividade à indústria, diversifica a matriz energética, reduz o valor do seguro, do transporte e da armazenagem.

2.1.3 Mercado de Gás Natural

Embora seja uma fonte de energia não renovável, o GN vem aumentando sua participação na matriz energética brasileira nos últimos anos. De acordo com a BEN (2016), o GN no ano 2006 teve sua participação na matriz energética brasileira em 9,6% e após 10 anos alcançou a marca de 13,7%, conforme Figura 7.

Figura 7 - Matriz energética brasileira



Fonte: BEN (2016).

Analisando a evolução das fontes de energias na matriz energética nacional apresentado na Tabela 1, pode-se observar que o GN foi o energético que mais cresceu ao longo dos 10 anos. Entretanto o crescimento na utilização do GN é caracterizado pela baixa emissão em relação aos outros combustíveis fósseis, pelo seu poder energético e principalmente pela introdução das termelétricas a gás natural.

Tabela 1 - Evolução da oferta interna de energia

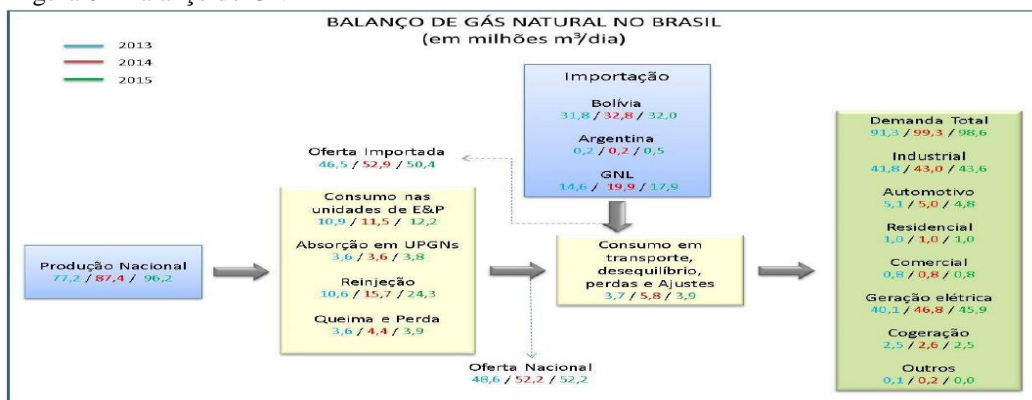
FONTES	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	IDENTIFICATION
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL	55,4	54,5	54,4	53,2	55,3	56,5	58,2	59,6	60,6	58,8	NON-RENEWABLE ENERGY
PETRÓLEO E DERIVADOS	37,9	37,5	36,7	38,0	37,8	38,6	39,3	39,3	39,4	37,3	PETROLEUM AND OIL PRODUCTS
GÁS NATURAL	9,6	9,3	10,3	8,8	10,2	10,2	11,5	12,8	13,5	13,7	NATURAL GAS
CARVÃO MINERAL E COQUE	5,7	5,7	5,5	4,6	5,4	5,7	5,4	5,6	5,7	5,9	COAL AND COKE
URÂNIO (U ₃ O ₈)	1,6	1,4	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	URANIUM - U ₃ O ₈
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	OTHER NON-RENEWABLE
ENERGIA RENOVÁVEL	44,6	45,5	45,6	46,8	44,7	43,5	41,8	40,4	39,4	41,2	RENEWABLE ENERGY
HIDRÁULICA 1	14,9	14,9	14,1	15,2	14,0	14,7	13,8	12,5	11,5	11,3	HYDRAULIC1
LENHA E CARVÃO VEGETAL	12,7	12,0	11,6	10,1	9,7	9,6	9,1	8,3	8,2	8,2	FIREWOOD AND CHARCOAL
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	14,6	15,9	17,0	18,1	17,5	15,7	15,4	16,1	15,8	16,9	SUGAR CANE PRODUCTS
OUTRAS RENOVÁVEIS	2,5	2,7	2,9	3,3	3,5	3,5	3,5	3,6	4,0	4,7	OTHER RENEWABLE
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	TOTAL

Fonte: BEN (2016).

Conforme a Figura 8, a oferta de GN no Brasil é composta por duas parcelas: a disponibilidade interna, que é a quantidade disponível para comercialização oriunda da produção nacional, e a importação que impulsionou a oferta desde o início da operação do Gasbol em 1999. Atualmente o Brasil importa 50,4 milhões de m³ (49,1%) do GN que é disponibilizado para o consumo do mercado. Do montante importado destaca-se os 32 milhões de m³ da Bolívia.

De acordo com dados divulgados no boletim mensal do GN (2016) e dispostos na Figura 8, a produção total no Brasil foi de 96,2 milhões de m³/dia em 2015. Observa-se também que no período de 2013 a 2015, a produção cresceu aproximadamente 20%. Nota-se que somente uma parcela do gás produzido é efetivamente disponibilizada para o mercado consumidor, visto que 44% (44,2 milhões de m³/dia) da produção total são consumidos pela própria Petrobrás nas áreas de exploração e produção, unidades de processamento de gás natural, outra parte é queimada e perdida, e por fim reinjetado nos poços.

Figura 8 - Balanço do GN



Fonte: ANP (2016).

No que diz respeito ao consumo de gás natural, a demanda nacional atingiu 98,6 milhões de milhões de m³/dia em 2015. Comparado com o consumo no ano de 2013 (91,3 milhões de m³/dia), houve uma expansão do consumo correspondendo a 7,4%.

Do total consumido em 2015, o setor de geração elétrica consumiu 46,5% seguido do industrial com 44,2%, setor comercial 0,81%, automotivo representa 4,87% e residencial com 1,01%. O consumo do gás para geração elétrica superou o setor industrial, em razão do racionamento de recursos hídricos. Conforme observado, em 2013 o setor que mais consumia GN era o industrial. Mas com racionamento dos recursos hídricos e a introdução das térmicas a gás, o setor de geração de energia elétrica superou o setor industrial em consumo e atualmente é o maior demandante de GN do Brasil.

Diante desta análise, verifica-se que o GN é, sem dúvida, um importante insumo energético com características e benefícios satisfatórios nos diversos segmentos da economia.

Ademais, é menos poluidor frente aos combustíveis fósseis, sendo, portanto, uma das características que motivou sua crescente participação na matriz energética brasileira, sendo atualmente responsável por 13,7% da matriz energética brasileira, adquirindo cada vez mais importância. Desta forma, o GN vai se consolidando como um energético vital para o país, atendendo inclusive aos requisitos de um mercado cada vez mais exigente quanto aos impactos ambientais gerados na utilização.

Neste contexto, observa-se que a produção nacional, apesar de crescente, ainda não supre a demanda do mercado nacional, que é cada vez crescente, evidenciando claramente a dependência do GN importado da Bolívia, Argentina e o GNL. O Capítulo III discutirá os aspectos relevantes sobre medição da vazão de gás natural, sobretudo os tipos de medidores, calibração e o controle dimensional dos componentes que compõem o sistema de medição por placa de orifício.

CAPÍTULO III – MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

O presente capítulo tratará especificamente da medição da vazão de gás natural. Inicialmente será apresentada a definição de vazão, conceitos e características inerentes ao processo de medição, tipos de medidores aplicados na medição de GN com enfoque maior para o medidor tipo placa de orifício. Além disso, aborda também a importância da calibração dos sistemas de medição e controle dimensional de peças e componentes mecânicos.

A vazão é a quantidade de fluido que passa por uma seção reta de um tubo por unidade de tempo. O fluido pode ser líquido, gasoso ou em forma de vapor. Esta grandeza está entre as variáveis de processo mais utilizadas, sendo ainda a que requer maior recurso tecnológico para desenvolvimento de medidores e transmissores (DELMÉE, 2003). A medição pode ser aplicada em diversos setores da economia, dentre outros, na venda de combustível, em residências, através do consumo de água, gás canalizado e, principalmente, nos processos industriais, cujo objetivo é controlar a taxa de fluxo do fluido comercializado. Com o advento da eletrônica, alguns medidores deram um salto em seu desenvolvimento tecnológico, possibilitando aplicações anteriormente não permitidas (LERMEN, 2011).

De acordo com Ribeiro (1997), a medição do volume do GN é um dos pontos chave na utilização e na exploração desse gás e é por meio dela que se obtém o faturamento, além de quantificar as participações governamentais de forma correta. A medição de vazão eficiente e exata do GN é de vital importância no gerenciamento de energia do mundo atual.

Dentro deste contexto, Cagni Júnior (2007), elucida que nas medições de transferência de custódia ou em importantes medições de gás é comum observar que os fornecedores e os compradores atuam de forma independente no que concerne aos seus sistemas de medição, a fim de verificar se os volumes do produto estão dentro dos limites acordados em contratos. Portanto, utilizar sistemas de medição com confiabilidade, baixos níveis de erros e incertezas de medição, assegurará atendimento aos limites de normas aplicadas a esta atividade e regulamentos da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

No intuito de demonstrar a movimentação do gás natural, a Figura 9 apresenta esquematicamente toda a cadeia produtiva da indústria do gás natural, desde a exploração e produção até o consumidor final, onde cada seta representa a movimentação do gás, ou seja, pontos de medição e transferência de custódia de petróleo ou GN no estado bruto ou produtos semiacabados e acabados. Importante frisar que cada movimento do GN dentro desta cadeia é responsabilidade de uma empresa diferente (MARCHETTI JÚNIOR, 2009).

Figura 9 - Fluxograma esquemático da cadeia de produção do petróleo e GN



Fonte: Marcheti Júnior (2009).

De acordo com o Decreto 2.705/98, a medição fiscal é a medição do volume de produção fiscalizada, efetuada num ponto de medição da produção. O ponto de medição fiscal caracteriza-se pela transferência de propriedade ou custódia do óleo, ou seja, da União (proprietária do subsolo) para o concessionário. Após a medição fiscal, a transferência de custódia é realizada em estações de controle e de medição específicas, localizadas em entroncamentos de gasodutos ou em *citygate*², conforme apresentado na Figura 10 (OLIVEIRA, 2006).

Figura 10 - Citygate típico



Fonte: Oliveira (2006).

² Estação de medição onde ocorre a transferência do gás da transportadora para distribuidores, ou seja, ponto de entrega do GN (SULGÁS, 2016).

O Regulamento Técnico de Medição (RTM), aprovado pela Portaria conjunta ANP/Inmetro nº 1 de 2000 determinava os tipos de medidores aplicados na medição fiscal (Placa de Orifício, Turbina e Ultrassônico), que, com a revisão desta portaria, foi substituída pelo RTM, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 2013, que não determina quais tipos de medidores devem ser utilizados nas medições fiscais. Apesar de não haver a determinação do tipo de medidor, todo equipamento para medição fiscal deve ser aprovado pelo Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro).

A seguir será apresentada a classificação dos medidores de vazão aplicados na indústria de uma forma geral. Como a gama de instrumentos de medição para esta grandeza é muito vasta, a proposta deste capítulo é discorrer sobre o medidor tipo placa de orifício que é objeto de estudo deste trabalho.

3.1 MEDIDORES DE VAZÃO

A definição do sistema de medição para cada tipo de vazão, haja vista a quantidade expressiva de medidores no mercado, deve levar em consideração alguns fatores (DINARDO et al. 2013):

- a) Tipo de fluido;
- b) Tecnologia;
- c) Aplicação;
- d) Ambiente;
- e) Custo;
- f) Exatidão do medidor;
- g) Tolerância de Processo.

Segundo Gonçalves (2011), várias opções e soluções de medidores de vazão são produzidas por diversos fabricantes, conforme classificação apresentada por Delmée (2003) e constante da Figura 11. O advento da eletrônica, avanços científicos e desenvolvimentos tecnológicos, juntamente com a influência de padronizações normativas, têm proporcionado o surgimento e disponibilidade de medidores cada vez mais confiável, exatos e com baixas incertezas de medição. Sistemas de instrumentação mais inteligentes combinados com normas/literaturas técnicas têm favorecido o seu uso em aplicações de altas exigências metrológicas e de segurança.

Figura 11 - Classificação de princípio de medição de vazão

Geradores de pressão diferencial	Medidores lineares	Volumétricos	Em canais abertos	Medidores especiais
Placa de orifício	Área variável	Diagrama	Calhas	Força
bocal	Coriolis	Disco de natação	Vertedores	Correlação
Venturi	Eletromagnético	Palheta		Laser
	Térmico	Pistão oscilante		
Inserção:	Turbina	Pistões recíprocos		
-Pitot	Ultrassônico			
-Pitot de média	Vórtice	Rotor		
Especiais:		-Lóbulo		
-Centrífugos		-Engrenagem		
-Laminares		-Semi-inverso		
-Jato				

Fonte: Delmée (2003).

Dos medidores citados na Figura 11, Sá (2014) relaciona algumas tecnologias utilizadas na medição de gás natural. Por ser objeto de estudo deste trabalho, o medidor tipo placa de orifício será posteriormente detalhado:

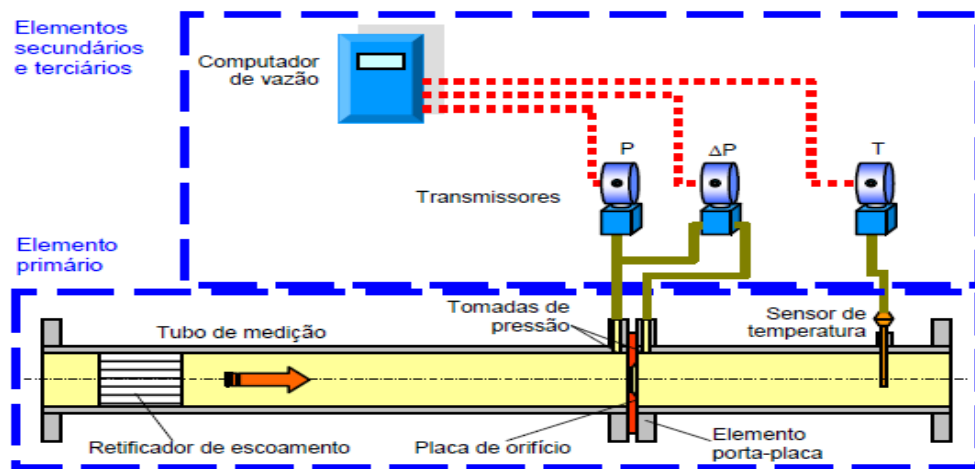
- a) Ultrassônico.
- b) Turbina
- c) Coriolis;
- d) Vortex;
- e) Rotativo;
- f) V-cone;
- g) Placa de Orifício.

3.2 MEDIDOR TIPO PLACA DE ORIFÍCIO

A medição de vazão por elementos primários deprimogênicos (princípio de medição por pressão diferencial), tais como a placa de orifício, ainda é a mais usada em todo o mundo, apesar de existirem medidores com tecnologia mais avançada (SALLES JÚNIOR, 2010). O uso frequente desta tecnologia se dá por conta deste ser um medidor extremamente versátil, com tecnologia já consolidada, baixo custo de manutenção, além da possibilidade da inspeção dimensional ser feita *in-loco*. De acordo com a Figura 12, os elementos que compõem a malha de medição são: o elemento primário (placa de orifício, trechos retos a montante e jusante da placa e seus acessórios) que está em contato direto com fluido, seguido dos elementos

secundários transmissores de pressão diferencial (ΔP), transmissor de pressão estática (P) e transmissor de temperatura (T) e por fim, o elemento terciário, o computador de vazão que receberá os sinais gerados e efetuará os cálculos e totalizações de volume. A medição é realizada após o diferencial de pressão ser provocado pela redução de secção transversal da placa de orifício, onde a maior pressão situa-se à montante e a menor pressão é medida à jusante. Estas pressões são comparadas e a diferença entre elas é enviada ao computador de vazão por meio do transmissor de pressão diferencial (DELMÉE, 2003).

Figura 12 - Esquema de malha de medição por placa de orifício



Fonte: Silva Filho et al. (2010).

As placas de orifício são chapas com espessuras finas, circulares e planas. Existem diversas configurações de placas, com orifício central, segmental ou excêntrico, utilizadas em função do fluido processado. A configuração mais comum é a placa com orifício central por onde passa o gás, conforme Figura 13. Sua aplicação está voltada à medição de vazão de líquidos limpos de baixa viscosidade, maior parte dos gases e vapor d'água em baixa velocidade. O relatório AGA 3 e a norma ISO 5167 tratam dos aspectos construtivos, instalações e das inspeções dimensionais desses dispositivos, assim como das tubulações em que são montados (RIBEIRO, 2003).

Figura 13 - Placas de orifício concêntricas



Fonte: Salles Júnior (2010).

Por trás do seu princípio de medição, pressão diferencial, existe uma teoria fundamentada em leis físicas já consolidadas. A teoria considera as equações de Bernoulli e da continuidade para medir vazão. Portanto, a medição de vazão por este método se baseia em modelos matemáticos utilizados na mecânica dos fluidos, sendo, contudo, adaptadas com coeficientes práticos para que forneçam à medição a maior exatidão possível (DELMÉE, 2003).

Segundo Silva Filho et al.(2010), o modelo matemático usado para calcular a vazão mássica de GN por placa de orifício é aquela representada pela Equação 1:

$$Q_m = C \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot \rho_o} \quad (1)$$

onde:

Q_m = vazão mássica do gás [kg/s];

C = coeficiente de descarga da placa de orifício;

d = diâmetro da placa, calculado a temperatura de operação [m];

D = diâmetro do tubo [m];

ε = fator de expansão do gás;

β = relação entre o diâmetro da placa e do tubo de medição [$\beta=d/D$];

Δp = pressão diferencial medida entre as tomadas de pressão de montante e jusante [Pa];

ρ_o = massa específica do gás na condição de operação [kg/m³].

Para se determinar a vazão volumétrica, a partir da vazão mássica na condição de temperatura e pressão de referência, usa-se a Equação 2:

$$Q_v = Q_m / \rho_v \quad (2)$$

onde:

Q_v = vazão volumétrica do gás na condição de referência [m^3/s];

ρ_v = massa específica do gás na condição de referência de 0,101325 MPa e 20°C [kg/m^3].

O coeficiente de descarga (Cd) é um fator de correção criado através de exaustivos testes em laboratório a fim de relacionar as vazões teórica com a real, conforme Equação 3. Estes testes foram realizados com milhares de dados coletados em diversas partes do mundo no século XX (MELO, 2007). Para se estabelecer o coeficiente de descarga é necessário conhecer a vazão teórica calculada a partir das dimensões da tubulação, dimensões da placa de orifício, dados do fluido medido, temperatura de operação e as pressões estáticas e pressão diferencial (BERGMANN, 2007).

$$Q_{real} = Q_{teórica} \cdot Cd \quad (3)$$

Onde:

Q_{real} é a vazão real;

Cd é o coeficiente de descarga;

$Q_{teórica}$ é a vazão Teórica.

3.3 ERROS ASSOCIADOS AO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE FLUIDOS

Todo processo de medição tem como objetivo obter resultados iguais ao valor verdadeiro, ou seja, o valor de referência. Entretanto, na prática isso é impossível devido aos erros associados ao processo de medição (CARVALHO, 2004).

Para Cagni Júnior (2007), independente da qualidade do medidor utilizado, com o passar do tempo de uso, todo medidor apresenta problemas, tais como a degradação, gerando, dessa forma, resultados duvidosos, inconsistentes e muitas vezes ultrapassando critérios de aceitação normativos e contratuais.

Já Melo (2007), enuncia que toda medição está sujeita a erros e que estas, portanto, devem vir sempre acompanhadas de uma declaração de incerteza associada. Contudo erros e incertezas não podem ser eliminados por completo, mesmo porque, não há medição perfeita. No entanto, o procedimento praticado é avaliar e manter ambos dentro de limites aceitáveis. Isso é o que acontece na prática para colocar os instrumentos de medição em operação. Geralmente esses erros estão ligados à fabricação dos medidores, ao procedimento de medição, às variações de temperatura e desvios ao longo do tempo e até mesmo à sobrecarga ou mau uso.

Ainda segundo Carvalho (2004), além dos erros operacionais (grosseiros), existe dois erros que são classificados nas medições, como:

- a) Erro sistemático – é a média dos resultados oriundos de uma série de medições efetuadas sob condições específicas de repetitividade menos o valor verdadeiro convencional. É um erro que em medições repetidas pode permanecer constante ou variar de forma previsível. Erros de medição de uma forma geral são indesejáveis, e quando possível, devem ser eliminados;
- b) Erro aleatório: é a média resultante de uma série de medições do mesmo mensurando, menos o resultado de uma medição em condições específicas de medição. Como causa do aparecimento do erro aleatório, têm-se os ruídos, folgas, leitura mal feita, falha na alimentação, etc.

Na medição fiscal de gás natural, que é uma atividade extremamente crítica, pois requer o máximo de exatidão, o conhecimento desses erros e incertezas de medição torna-se imprescindível, uma vez que os mesmos podem levar a cálculo de vazões para mais ou para menos.

3.4 INCERTEZA DE MEDIÇÃO

A incerteza é um parâmetro associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão, dentro da qual, com uma probabilidade estatística definida, os valores ao mensurando³, caracterizando um resultado com certo nível de confiança. É considerada também como uma dúvida, uma vez que nenhum processo de medição é perfeito. Um resultado da medição sem incerteza de medição é um resultado incompleto (ANDRADE et al. 2008).

Diferentemente do erro, a incerteza é caracterizada como faixa ou intervalo. Diante disso, ambos não podem ser confundidos e considerados iguais, já que o erro é um valor pontual. O erro, como já mencionado, pode ser minimizado ou corrigido, mas a incerteza não. A incerteza serve para tomadas de decisões (aprovação ou reprovação) de um produto, porém quando há limites de tolerâncias estabelecidos por normas, regulamentos e leis, a incerteza é extremamente necessária para interpretar corretamente o resultado final da medição (JORNADA, 2009).

Desse modo, a metodologia de estimativa da incerteza de medição é estabelecida pela ISO GUM (INMETRO, 2008) no sentido de identificar e quantificar os efeitos dos parâmetros

³ Mensurando – Grandeza submetida à medição (VIM, 2012).

sobre a incerteza total e outros fatores que afetam a medição de alguma forma. O processo de cálculo de incerteza é agrupado em duas categorias, A e B, conforme detalhado a seguir.

3.4.1 Incerteza tipo A

A avaliação de incerteza tipo A se baseia no cálculo estatístico das medições realizadas. A média pode ser estimada conforme a Equação 4.

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (4)$$

onde:

n = número de medições efetuadas;

x_i = variável aleatória.

O desvio padrão experimental $s(x)$ é calculado pela Equação 5.

$$s(x) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2}{n - 1}} \quad (5)$$

Para que o valor do desvio padrão seja confiável é necessário que seja realizado um número suficientemente grande de medições, geralmente $n \geq 10$.

Entretanto, se " n " medições são efetuadas e o seu valor médio é usado para calcular o resultado da medição, a incerteza padrão (u_x) ou a incerteza tipo A corresponde ao desvio padrão dividido pelo " n " medições, pode ser calculada conforme Equação 6.

$$s(\bar{x}) = \frac{S(x)}{\sqrt{n}} \quad (6)$$

3.4.2 Incerteza tipo B

Já a incerteza tipo B é calculada em função de um conjunto de dados técnicos que podem ser encontrados em: certificados de calibração do padrão, informações de fabricantes, normas que especificam limites máximos para grandeza de influência, histórico de calibrações anteriores (INMETRO, 2008).

Para cada valor de contribuição da incerteza do tipo B é recomendável identificar o tipo de distribuição de probabilidade envolvida que pode ser: retangular, triangular, normal ou outra (INMETRO, 2008). Os divisores para as distribuições citadas são:

- Retangular = raiz (3)
- Triangular = raiz 6
- Normal = 2

3.4.3 Incerteza de Medição Combinada

De acordo com Inmetro (2008), a incerteza padronizada combinada (u_c) de um resultado de medição é a incerteza padronizada quando este resultado é obtido por meio dos valores obtidos pela incerteza tipo A e tipo B, sendo igual à raiz quadrada positiva de uma soma de termos (u_n), conforme a Equação 7. Esta incerteza tem distribuição de probabilidade de 68,25%. Deve-se combinar estas incertezas individuais para se ter a influência conjunta de todas as fontes sobre o resultado final:

$$u_c = \sqrt{(u_1)^2 + (u_2)^2 + \dots + (u_n)^2} \quad (7)$$

3.4.4 Fator de Abrangência (k)

O fator de abrangência é o número pelo qual uma incerteza-padrão combinada é multiplicada para se obter uma incerteza de medição expandida com uma probabilidade estatística definida (VIM, 2012).

O valor do fator de abrangência k deve levar em conta, além do nível de confiança desejado, o número de graus de liberdade efetivo. O grau de liberdade efetivo é a quantidade de medições realizadas em uma grandeza. Quanto maior o grau de liberdade, menor é o fator de abrangência. Conforme a Tabela 2, o valor de k geralmente encontra-se entre 2 e 3, mas pode assumir diversos outros valores. O fator de abrangência $k_{95\%}$ equivale ao coeficiente de t-Student para dois desvios padrão, o que corresponde ao nível de confiança de 95,45% comumente utilizado em metrologia. Para encontrar o fator de abrangência é necessário calcular, através da Equação 8, de Welch-Satterthwaite, o valor do ν_{ef} (INMETRO, 2008).

$$v_{ef} = \frac{u_c^4}{\sum_{i=1}^N \frac{u_i^4}{v_i}} \quad (8)$$

onde:

v_{ef} = graus de liberdade efetivos

u_c = incerteza combinada;

u_i = incerteza padronizada associada à i -ésima fonte de incerteza;

v = número de graus de liberdade associado à i -ésima fonte de incerteza;

N = número total de fontes de incertezas analisadas.

Depois de calculado o valor do v_{ef} , Costa e Silva (2007) recomenda utilizar a Tabela 2 para encontrar o valor de $k_{95\%}$.

Tabela 2 - Valores para o fator de abrangência

v_{ef}	1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	14	16
k_{95}	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,23	2,20	2,17
v_{ef}	18	20	25	30	35	40	45	50	60	80	100	∞
k_{95}	2,15	2,13	2,11	2,09	2,07	2,06	2,06	2,05	2,04	2,03	2,02	2,00

Fonte: Costa e Silva (2007)

Para valores fracionários de v_{ef} , interpolação linear pode ser usada se $v_{ef} > 3$. O ideal seria utilizar o $k=2$ para se conseguir uma probabilidade de abrangência de 95%, mas na prática esse valor varia geralmente entre 2 e 3 em função da quantidade de amostras e dispersão dos valores (INMETRO, 2008).

3.4.5 Incerteza Expandida (U)

Conforme Inmetro (2008), o objetivo final do cálculo de incerteza de medição é encontrar o valor da incerteza expandida, universalmente utilizada para expressar o resultado da medição, seja nas áreas industrial, comercial, de saúde etc. Segundo uma distribuição normal, a incerteza combinada (u_c) deve ser multiplicada pelo fator de abrangência k para encontrar a incerteza expandida, conforme Equação 9. Esta incerteza reflete a faixa de dúvidas ainda presente na medição para uma probabilidade de enquadramento definida, geralmente 95,45%.

$$U = u_c \cdot k \quad (9)$$

3.4.6 Incerteza da medição de vazão por Placa de Orifício (IMP)

A incerteza da medição de vazão deve ser calculada através da Equação 10. Após vários estudos entenderam que esta equação seria a mais representativa e aplicável à medição de vazão por placa de orifício, sendo, por sua vez, normatizada pela norma ISO 5167.

A Equação 10, incerteza da medição de vazão por pressão diferencial, depende de vários fatores, cujos componentes estão divididos em dois grupos. O primeiro está relacionado à geometria do medidor e o segundo às propriedades do fluido medido.

$$i_{Q_m} = \pm \sqrt{(i_c)^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)^2 \cdot (i_D)^2 \cdot \left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)^2 \cdot (i_d)^2 + (i_\varepsilon)^2 + \frac{1}{4}(i_{\Delta p})^2 + \frac{1}{4}(i_\rho)^2} \% \quad (10)$$

onde:

- i_{Q_m} a incerteza sobre a vazão mássica;
- i_c a incerteza sobre o coeficiente de descarga;
- i_D a incerteza sobre o diâmetro D;
- i_d a incerteza sobre o diâmetro d;
- i_ε a incerteza sobre o fator de expansão do gás;
- $i_{\Delta p}$ a incerteza sobre a pressão diferencial;
- i_ρ a incerteza sobre a massa específica.

Muitos fatores que influenciam na determinação da incerteza estão associados as aplicações dos medidores por orifício. Os maiores contribuintes para a cálculo de incerteza, segundo (HUSAIN, 1995), inclui a previsibilidade do perfil do escoamento, as propriedades dos fluidos em condições de escoamento, a exatidão da equação empírica para o coeficiente de descarga, tolerâncias de fabricação dos componentes dos medidores, bem como a incerteza associada aos dispositivos secundários que monitoram a linha de pressão estática, a pressão diferencial através da placa de orifício, a temperatura de escoamento, etc.

3.5 CONTRIBUIÇÕES DE MELHORIA NO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

O conhecimento da tecnologia, aliado à correta especificação, interpretação correta dos certificados e relatórios dos medidores e atendimento às normas aplicáveis, certamente minimizam erros, principalmente os operacionais (ANDRADE et al. 2008).

Com o propósito de reduzir os efeitos sistemáticos, bem como definir a repetitividade e estimar a incerteza de medição, a calibração tornou-se ferramenta imprescindível para quantificar o erro inerente ao processo de medição de GN (PALHARES et al. 2008). Nesse

sentido, o sistema de medição com placa de orifício utiliza a calibração e inspeção dimensional para qualificar e certificar a malha de medição a fim de obter medições confiáveis e exatas.

3.5.1 Calibração de Sistemas de Medição

Para VIM (2012), a calibração é o conjunto de operações que estabelece, sob condições específicas, a correlação entre os valores indicados por um instrumento de medição ou sistema de medição e o valor verdadeiro convencional, assim denominado, na prática, de valor verdadeiro. O valor verdadeiro é um valor de referência, ou seja, valor padrão. O padrão pode ser uma medida materializada, material de referência ou sistema de medição destinado a controlar, definir e reproduzir um ou mais valores de referência. Para ser utilizado como padrão de referência na calibração de medidores de vazão fiscal, o mesmo deve ser, do ponto de vista metrológico, de exatidão⁴ superior ao medidor sujeito à calibração, obedecer a relação de incerteza de no mínimo 1/3 do critério de aceitação da calibração, assim como apresentar rastreabilidade aos órgãos nacionais ou internacionais de calibração (Prévide et al. 2007). A rastreabilidade é a propriedade do resultado de uma medição, ou do valor de um padrão, estar relacionado a padrões nacionais ou internacionais comprovadamente, através de uma cadeia contínua de comparações, conforme a Figura 14. Preocupados com a qualidade e criticidade dos resultados de medição, o INMETRO e a ANP, através do RTM aprovado em 2013, exigem que os sistemas de medição aplicados à medição fiscal sejam calibrados ou inspecionados por laboratório acreditado pelo INMETRO a fim de dar mais confiabilidade ao processo de medição, garantindo também a conformidade com os requisitos da norma NBR ISO 10012:2004.

⁴ Grau de concordância entre um valor medido e um valor verdadeiro de um mensurando (VIM, 2012).

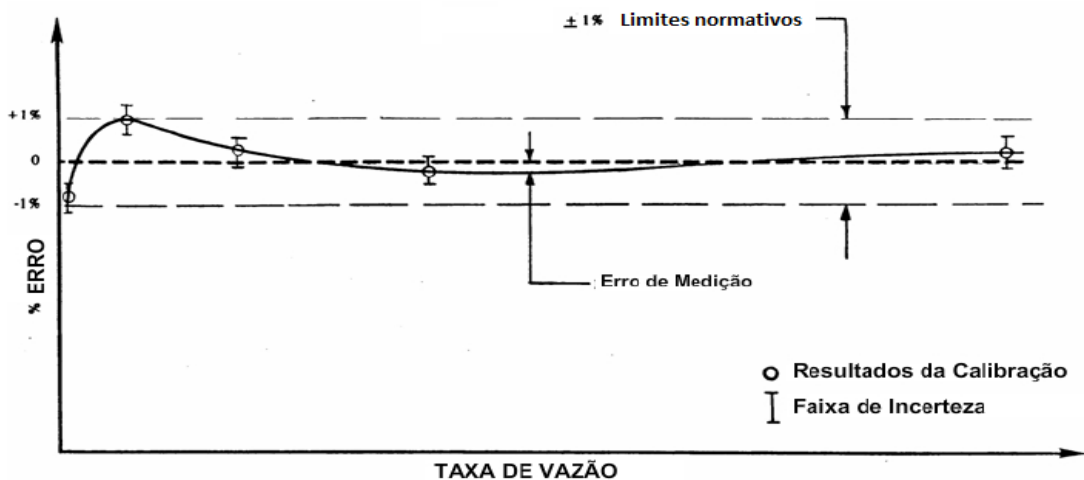
Figura 14 - Hierarquia do sistema de rastreabilidade



Fonte: Inmetro (2016).

O propósito da calibração é levantar a curva de erros e incertezas associadas ao medidor na calibração, conforme a Figura 15. Com base nessas informações é possível verificar se o medidor está ou não de acordo com as especificações legais. Uma vez que o sistema de medição esteja aprovado dentro dos limites normativos, o instrumento deve ser aprovado e colocado em operação. Em contrapartida, se os resultados da calibração não estiverem dentro dos limites aceitáveis, o medidor deve ser reavaliado, ou até mesmo segregado. A calibração é uma atividade de suma importância, pois é através dela que são conhecidos os erros de medição, possibilitando sua correção. Esta correção pode ser feita matematicamente ou com ajuste do medidor.

Figura 15 - Exemplo de curva de calibração



Fonte: Cagni Jr (2007).

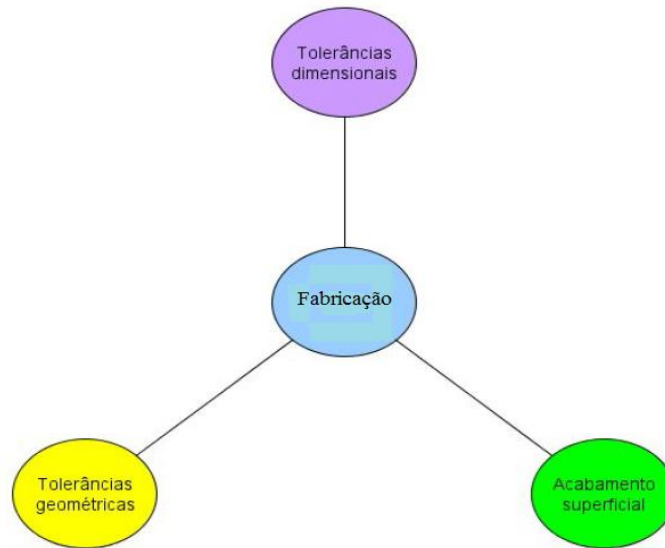
Para manter e monitorar as características metrológicas e assegurar que os erros não ultrapassem os limites normativos, os sistemas de medição de gás devem ser calibrados periodicamente. Em geral, a frequência de calibração é função das características construtivas do medidor e das condições de operação, sendo determinada com o acompanhamento da mesma (PALHARES et al. 2006). No Capítulo IV estão constam as tabelas de periodicidades de calibração dos medidores de GN, instrumentos de medição individuais e inspeção determinada pela ANP, através do RTM (2013).

3.6 CONTROLE DIMENSIONAL

O controle dimensional é muito importante quando se busca qualidade, eficiência e economia. A tolerância é um parâmetro associado aos valores nominais que influencia na qualidade e no ciclo de vida do produto. A atividade de projeto de produto serve para identificar e especificar os parâmetros geométricos e seus limites toleráveis, o que proporciona, muitas vezes, uma produção econômica de produto com baixas variações dimensionais. Estas variações sempre existirão em todo processo produtivo, mas é possível minimizá-las para que se enquadrem em valores aceitáveis de projeto (CAMARGO, 2010).

Segundo Maziero, Ferreira e Gubert (1997), o projeto do produto é um desafio industrial, tendo seu desempenho condicionado ao detalhamento de informações adequadas e bem aplicadas. Alguns problemas de projeto são detectados na fabricação, sendo estes iniciados na concepção do produto até a fase de conclusão. Um dos erros encontrados em projetos mecânicos é a falta de informações que são necessárias à produção. Contudo, na fabricação não há possibilidade de manter as dimensões exatas, ou seja, sem tolerância por vários fatores: desgaste de ferramentas de corte, folgas de máquinas, vibração, procedimento de medição, instrumentos de medição sem calibração, etc. Por isso, a fabricação de placas de orifício e trechos retos utilizados na medição fiscal precisam ter um controle dimensional rigoroso de forma a não comprometer o resultado final da medição. Para manter o desempenho e o correto funcionamento de peças e dispositivos mecânicos torna-se necessária a definição e o controle metrológico, sobretudo dimensional, geométrico e rugosidade, conforme a Figura 16.

Figura 16 - Principais tolerâncias de fabricação



Fonte: Adaptado de Oliveira (2009).

3.6.1 Tolerância Dimensional

Como dito anteriormente, quando uma peça é fabricada não é possível atingir o valor exato definido em projeto ou normas, por essa razão se estabelecem limites máximos e mínimos, ou seja, uma faixa tolerável de forma a não comprometer o desempenho e qualidade ou a cadeia dimensional linear. Na tolerância dimensional, os valores máximos e mínimos devem acompanhar o valor da dimensão nos projetos, normas, folhas de dados (OLIVEIRA, 2009).

Todas as máquinas ou peças quando projetadas são representadas através de desenhos contendo suas dimensões nominais, com as respectivas tolerâncias dimensionais e/ou geométricas. Depois de fabricadas, o controle dimensional e geométrico é necessário para comprovar se as peças ou máquinas foram confeccionadas de acordo com o projeto (SALLES JÚNIOR, 2010).

3.6.2 Tolerância Geométrica

Em alguns projetos de fabricação de peças e dispositivos, a tolerância de fabricação, somente, não é suficiente para garantir as corretas dimensões do objeto submetido à fabricação, sendo, portanto, necessário o uso da tolerância geométrica. O erro geométrico corresponde à diferença entre a superfície real da peça e a forma geométrica teórica, projetada. As tolerâncias geométricas, em geral são unilaterais, diferentemente das tolerâncias de fabricação, bilaterais. Para um objeto estar conforme com as tolerâncias geométricas é

necessário que cada um dos seus pontos seja menor ou igual ao valor da tolerância especificada (SOARES JÚNIOR, 2010). Antigamente, a verificação e inspeção dessas características geométricas eram realizadas com maior ênfase com réguas, micrômetros, comparadores ou aparelhos específicos para quantificar esses desvios. Hoje o mercado já dispõe de equipamentos mais sofisticados, como a máquina de medir por coordenadas que realiza medições dimensionais em menos tempo e maior exatidão (SALLES JÚNIOR, 2010). Na Figura 17 estão ilustradas as principais tolerâncias geométricas.

Figura 17 - Notação e simbologia das tolerâncias geométricas

Características afetadas pelas tolerâncias					
FORMA para elementos isolados	Retilinearidade	—	ORIENTAÇÃO para elementos associados	Paralelismo	//
	Planeza	▭		Perpendicularidade	⊥
	Circularidade	○		Inclinação	∠
	Cilindricidade	⊘	POSIÇÃO para elementos associados	Posição de um elemento	⊕
	Forma de uma linha qualquer	⤿		Concentricidade	⊙
	Forma de uma superfície qualquer	Ⓓ		Simetria	≡
				Batimento	↗

Fonte: Costa e Silva (2007).

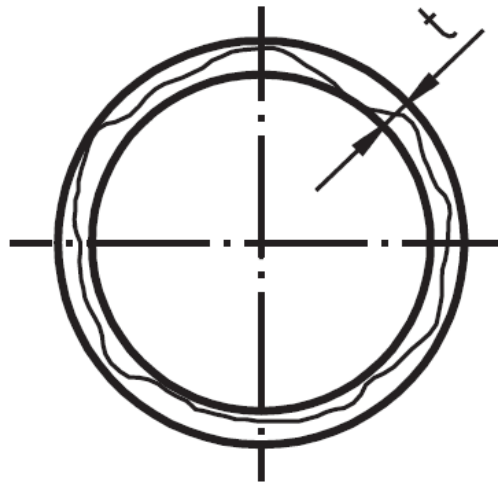
Em consonância com o escopo deste trabalho e alinhado com as tolerâncias de fabricação de placas e de trechos retos estabelecidas pela AGA 3 e ISO 5167, as características geométricas que devem ser controladas para que não haja interferência na medição de vazão de GN é a planicidade e circularidade.

Como as normas não estabelecem tolerância para o diâmetro interno da placa de orifício e tubo, a tolerância de circularidade será utilizada nas simulações realizadas nesta dissertação. Por isso esta será detalhada.

3.6.2.1 Circularidade

A circularidade é caracterizada como erro de forma, portanto sua interpretação se dá através das diferenças entre o raio do círculo real e o círculo teórico que são genericamente denominadas de circularidade. Entretanto define-se como tolerância de circularidade (t) a diferença entre os círculos concêntricos de raios distintos, estando o centro das circunferências situadas no eixo da peça, conforme a Figura 18.

Figura 18 - Característica de tolerância de circularidade



Fonte: SENAI (2000).

Para a peça ser aprovada, o perfil medido deve se situar entre os círculos. Para Salles Júnior (2010), a inspeção desta tolerância pode ser realizada pela máquina de medir por coordenadas, conforme Figura 19. As máquinas de medir por coordenadas (MMC) são sistemas de medição de deslocamento eletrônicos, que permitem realizar inspeção dimensional em até 3 dimensões garantindo mais exatidão e confiabilidade nos resultados apresentados. Devido sua versatilidade, as MMCs possuem sistema de integração com sistemas automatizados de fabricação.

Figura 19- Máquina de medir por coordenadas

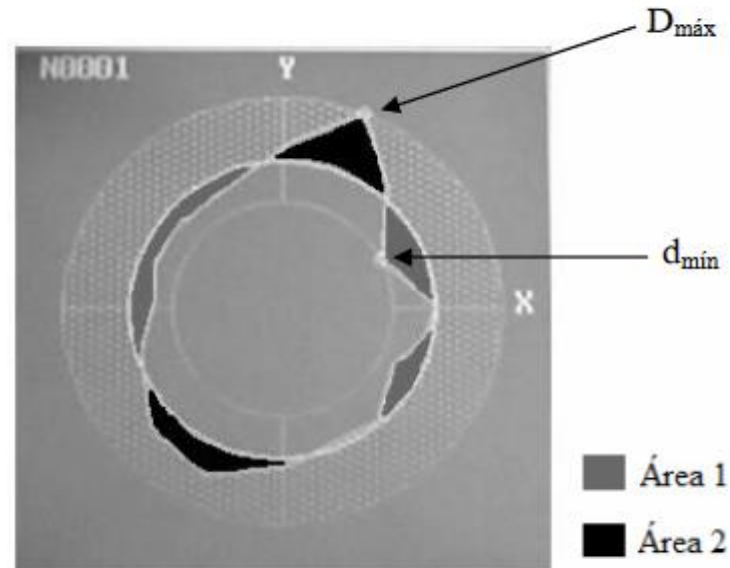


Fonte: Salles Júnior (2010).

Para Costa e Silva (2007), a tolerância de circularidade é um desvio de forma circular que pode ser aceito sem comprometer a funcionalidade da peça. O controle deste desvio de

forma é recomendado principalmente em peças cônicas e cilíndricas. O erro de circularidade encontrado em uma placa de orifício é mostrado na Figura 20.

Figura 20 - Erro de circularidade (Ilustração)



Fonte: Costa e Silva (2007).

Conforme a Figura 20, o desvio de circularidade é: $D_{máx} - d_{mín}$. A máquina de medição já calcula através de algoritmos estes desvios. Para que a placa de orifício estivesse aprovada, os diâmetros ($D_{máx}$ e $d_{mín}$) deveriam estar compreendidos entre os círculos concêntricos menores. Entretanto, a Figura 20 mostra o $D_{máx}$ fora dos círculos concêntricos, o que reprovaria a placa neste item.

O Capítulo III abordou aspectos importantes sobre medição de vazão de gás natural, destacando a medição como procedimento experimental necessário na comercialização de produtos, principalmente quando se trata de grandes volumes de gás natural. Tratou também das tecnologias utilizadas na medição de gás com enfoque maior para o medidor por placa de orifício. Ademais, mostrou a diferenças entre erros e incertezas de medição, parâmetros que costumam causar confusão em muitos profissionais ligados a área de metrologia. Ainda sobre a incerteza de medição, constata-se que é um parâmetro que pode ser minimizado, mas nunca corrigido, portanto laboratórios de calibração buscam sempre otimizar suas calibrações visando obter incertezas cada vez menores, garantindo assim maior exatidão da grandeza mensurada.

Já o controle dimensional é extremamente importante no desenvolvimento de peças e componentes mecânicos. Entretanto, após a fabricação é necessário que o produto seja inspecionado e comparado com as tolerâncias especificadas em atendimento aos requisitos

dimensionais e geométricos de projetos. Face ao exposto, é evidente que o cálculo de incerteza de medição dos instrumentos de medição e o controle dimensional dos componentes mecânicos que compõem a malha de medição de GN por placa de orifício são extremamente importantes na medição de gás, podendo afetar o resultado da medição de vazão, particularmente para medições em grandes volumes podendo significar, entretanto, grandes desperdícios de gases. O Capítulo IV abordará especificamente os aspectos regulatórios sobre medição de gás, pois são estes que padronizam todo o processo para medição fiscal da vazão de gás, visando obter resultados coerentes e confiáveis.

CAPÍTULO IV – ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MEDIÇÃO DE GN

Este capítulo trata dos documentos normativos mais relevantes que padronizam a medição de gás natural. No âmbito nacional, aplica-se o regulamento técnico de medição, que rege os sistemas de medição de petróleo e GN no Brasil, e os desdobramentos no país. No âmbito internacional, as normas AGA 3 e a ISO 5167 regulamentam os parâmetros construtivos dos trechos retos, placas de orifício e suas tolerâncias, assim com os critérios de aceitação dos transmissores de pressão e temperatura que estão diretamente ligados ao escopo do trabalho.

A Lei do Petróleo (Lei 9.478, de 1997) estabelece que os depósitos de petróleo, GN e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, compreendendo a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica pertencem à União e as atividades econômicas precedentes da exploração, produção e desenvolvimento devem ser reguladas e fiscalizadas também pela União. Esta mesma lei instituiu a Agência Nacional do Petróleo, GN e Biocombustíveis (ANP), cuja finalidade é regular a indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e os biocombustíveis. Portanto, a ANP, através do núcleo de Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e GN (NFP), e de acordo com o art.43 da portaria nº069 de 06 de abril de 2011, deve:

I - fiscalizar os sistemas de medição nas instalações de petróleo e gás natural;

II - fiscalizar a movimentação de petróleo e GN nas instalações de embarque e desembarque referentes às estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural;

III - propor a regulamentação técnica, os procedimentos e as diretrizes relativos à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes;

IV - verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários;

V - analisar o desempenho técnico-operacional dos concessionários, buscando estabelecer referências para o controle e a medição da produção, no que se refere a padrões operacionais;

VI - monitorar os níveis de queima de GN e fiscalizar o cumprimento das regras relativas aos limites autorizados;

VII - analisar e prover parecer sobre a adequação de procedimentos dos concessionários em situações de falha dos sistemas de medição e no tocante às exceções do Regulamento Técnico de Medição.

Em geral, regulamentos, portarias e resoluções aplicáveis a esta atividade são desenvolvidas, adotadas e aplicadas a fim de regular o setor e promover a fiscalização metrológica, de forma que toda comercialização deste produto seja justa e confiável (VÁSQUEZ, 2014). Nesse sentido, garantir a exatidão dos resultados da vazão do GN é de suma importância, principalmente quando há implicações legais em medições incorretas. Portanto, no uso de suas atribuições, a ANP e o INMETRO, determinam regras, no âmbito nacional, através de portarias, instruções normativas e resoluções para obter medições de gás com maior nível de exatidão (VASQUEZ, 2014). Neste trabalho serão utilizadas para estudo, no âmbito nacional, a portaria conjunta ANP/Inmetro nº 1 (2013) e a Portaria Inmetro nº 064 (2003).

Já no âmbito internacional são abordados alguns pontos importantes das normas mais utilizadas internacionalmente para medição de gás através de placas de orifício, AGA 3 parte 2 (Orifice Metering of Natural Gas) e a ISO 5167-2 (Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full: Orifice plates). Estas normas estabelecem critérios para fabricação e instalação de placa de orifício e trecho reto aplicados nesses sistemas de medição. Além das normas AGA 3 e ISO 5167 citadas acima, trataremos da norma OIML 140.

4.1 O REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GN

Como órgão regulador do setor do petróleo e gás natural, a ANP publicou no ano 2000, o regulamento técnico de medição de petróleo e GN (RTM). Este regulamento teve o propósito de definir os requisitos técnicos e operacionais referentes aos sistemas de medição de petróleo e gás natural, operados em território brasileiro, aprovados e instituídos através da portaria conjunta nº 1, ANP/Inmetro de 2000. Em junho de 2013, com a publicação da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, a ANP revogou a portaria conjunta de 2000 e adotou a versão 2013 do RTM que estabelece que os volumes de petróleo e GN devem ser medidos de forma a garantir credibilidade nos resultados das medições (SÁ, 2014).

Ainda de acordo com Sá (2014) a nova versão do RTM trata dos aspectos legais com maior ênfase, bem como do controle metrológico dos equipamentos necessários para assegurar a qualidade de medição.

Para Vasquez (2014), a nova redação é mais rigorosa em relação à redação instituída em 2000, principalmente no tocante ao controle metrológico, sobretudo estabelecendo novas responsabilidades aos agentes regulados nesta atividade.

Em termos metrológicos e dentro do escopo deste trabalho, pode-se destacar os seguintes artigos da Resolução 2013:

Art. 2º Determinar que ficarão sujeitos ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por esta Portaria, o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação dos sistemas de medição.

Art. 3º Cientificar que os sistemas de medição em operação, ou projetos já aprovados no âmbito da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 001, de 19 de junho de 2000, serão adequados, quando necessário e solicitado pela ANP, dentro do prazo estipulado por esta Agência.

Art. 4º Exceto quando explicitado no regulamento ora aprovado, todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados por organismo de acreditação que seja signatário do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation).

A acreditação de laboratórios pelo Inmetro segue os requisitos estabelecidos na norma ABNT NBR ISO/IEC 17025:2005 - Requisitos Gerais para Competência de Laboratórios de Ensaio e Calibração é uma norma para sistema de gestão em laboratórios (INMETRO, 2016).

Atualmente o Inmetro mantém acordos de reconhecimento mútuo com os membros plenos da ILAC, IAAC e EA. Com estes acordos os resultados dos ensaios e calibrações realizados pelos laboratórios acreditados pelo Inmetro passam a ser aceitos pelos demais organismos de acreditação signatários, que, tal como o próprio Inmetro, devem ainda promover o acordo em seus próprios países, divulgando-o às autoridades reguladoras, à indústria e aos importadores (INMETRO, 2016).

No que concerne às fiscalizações e verificações periódicas, o novo RTM definiu de forma mais clara as atividades relativas à ANP e ao Inmetro. O artigo 11.2 do RTM (2013) descreve: “As verificações realizadas pelo Inmetro devem ser conforme a regulamentação técnica metrológica vigente”.

Ainda de acordo com (Vasquez, 2014), o maior impacto, considerando a nova versão da Resolução Conjunta nº 1, refere-se ao item 9.1.4 do RTM que determina que os instrumentos de medição sejam calibrados por laboratórios acreditados pelo INMETRO:

“9.1.4 Os instrumentos de medição associados devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos nas regulamentações pertinentes e estarem calibrados por laboratório acreditado, devendo a exatidão das medições realizadas por estes assegurar que o sistema de medição atenda ao especificado neste regulamento em função da aplicação do sistema de medição.

Outro aspecto bastante importante no RTM (2013) é que o mesmo não determina quais os sistemas de medição que poderão ser utilizados na medição fiscal, diferentemente da

versão 2000 que determinava para este fim os medidores por placa de orifício, turbina e ultrassônico (VASQUEZ, 2014).

O RTM, de uma forma geral, diferencia as estações de medições (EMED) de acordo com sua finalidade e as classificam como:

- a) Medição Fiscal;
- b) Medição de Apropriação da Produção;
- c) Medição para Controle Operacional.

Os sistemas de medição utilizados nessas medições devem ser projetados, calibrados e instalados de forma que garantam a classe de exatidão e incertezas de medição determinados pelo RTM. Na Tabela 3 são apresentados, a partir do RTM, os requisitos metrológicos associados ao tipo de medição de vazão de GN imposto pela ANP/Inmetro.

Tabela 3 - Requisitos metrológicos para medição de GN

Tipo de Medição	Classe de Exatidão	Incerteza de Medição
Fiscal	0,5%	1,5%
Apropriação	1,5%	2%
Operacional	Não definido	Não definido

Fonte: Adaptado do RTM (2013).

A nova versão do RTM (2013) determina que, em todos os pontos de medição, os sistemas de medição utilizados para medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia, devem ser autorizados pela ANP, cabendo ao INMETRO o controle metrológico e legal desses sistemas.

Com objetivo de aumentar o rigor no controle metrológico, a ANP determinou a periodicidade de calibração dos sistemas de medição. As Tabelas 4 e 5 apresentam o intervalo entre duas calibrações sucessivas dos instrumentos, equipamentos e componentes dos sistemas de medição para gás natural, aprovados pelo RTM. Cabe salientar que a periodicidade pode ser estendida ou reduzida, com base em histórico de calibração e com anuência e aprovação pela ANP.

Tabela 4 - Periodicidade de calibração de instrumentos de medição de GN

Instrumentos de Medição	Tipos de Aplicação			
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia	
			Produzido	Processado
Medidor Padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina.	6 meses	12 meses	18 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor em operação outras tecnologia	3 meses	6 meses	12 meses	12 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses

Fonte: RTM (2013).

Tabela 5 - Periodicidade de inspeção de sistemas de medição de GN

Equipamentos e Componentes dos Sistemas de Medição	Tipos de Fluido e Aplicações				
	Produção		Transferência de Custódia		
	Petróleo	Gás Natural	Petróleo	Gás Natural	GN Liquefeito
Tanque/Vaso	60 meses	-	60 meses	-	60 meses
Elemento primário de diferencial de pressão	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Portas placas	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Trecho reto das placas de orifício	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Trecho reto das outras tecnologias de medição (quando aplicável)	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses	36 meses
Amostradores	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Válvulas do Sistemas de medição de linha	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Válvulas associadas a tanques/vasos	60 meses	-	60 meses	-	60 meses

Fonte: RTM (2013).

Além das determinações metrológicas impostas pela resolução supracitada, foi explicitado que o não cumprimento das disposições contidas na RTM (2013) tornará o infrator sujeito às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, às penalidades previstas na Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, e em legislação complementar.

4.2 PORTARIA INMETRO Nº 064 (2003)

Mesmo após tornar público e efetivado o RTM (2013), que estabelece as exigências e rigores, sobretudo as fiscalizações e atribuições da ANP, ainda assim, a responsabilidade de regulamentar as medições de produto dentro do país é do INMETRO. Diante disso, para manter a confiabilidade e urgência em se estabelecer um controle metrológico sobre os sistemas de medição acobertados pela portaria conjunta ANP/INMETRO nº 001 de 19/06/2000, o INMETRO aprovou, em 11 de abril de 2003, a portaria nº 064, elaborada com base em recomendações da OIML 117-1 e OIML 105, que tem como objetivo principal estabelecer critérios de aceitação aos sistemas de medição para líquidos.

Desta portaria, os artigos 1º e 2º são os de maior destaque:

Art.1º Aprovar o Regulamento Técnico Metrológico, que com esta baixa, estabelecendo os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição equipados com medidores de fluido, utilizados na medição de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.

Art.2º Admitir a continuidade, dentro do prazo estabelecido no parágrafo primeiro, do uso dos sistemas de medição já instalados, desde que os erros máximos apresentados os limites estabelecidos no subitem 5.3 do Regulamento Técnico Metrológico, ora aprovado.

Assim, espera-se que os sistemas de medição citados nesta portaria operem com maior exatidão, visando minimizar os efeitos negativos de medições sem credibilidade com impactos nos impostos arrecadados pelo governo.

De acordo com Rodrigues (2011), em 27 de março de 2003, o Inmetro, visando estabelecer um regulamento específico para GN no mesmo formato da portaria Inmetro nº 64 de 2003, colocou em consulta pública uma proposta de portaria (Inmetro nº 61) que objetivava regulamentar os sistemas de medição de combustíveis gasosos, em especial o gás natural. Apesar de ser posta em consulta pública em 2003, para sugestões e críticas, até 2016 não havia sido publicada. A publicação desta portaria é de suma importância para controlar metrologicamente os sistemas de medição de gás natural, principalmente na formalização de critérios de aceitação para os instrumentos que compõem o sistema de medição de gás natural, sobretudo dos sensores de pressão e temperatura utilizados na medição por placa de orifício.

Assim, para suprir a carência da definição de tolerâncias a serem adotadas para cada instrumento de medição associado ao sistema de medição de gás, Guerra (2015) recomenda adotar a norma internacional OIML 140 - *Measuring systems for gaseous fuel* (Sistema de medição para combustível gasosos) como referência. Este documento sugere valores de erros

máximos admissíveis tanto para sistemas de medição de gás quanto para instrumentos individuais.

Oliveira (2006) recomenda utilizar como critérios de aceitação, $\pm 1^\circ\text{C}$ para transmissores de temperatura e $\pm 0,5\%$ para pressão estática e pressão diferencial.

Aniceto et al. (2008) publica em seu trabalho que 0,5% é o valor mais comum para critério de aceitação na calibração de transmissores de pressão diferencial. Portanto, nota-se este critério de 0,5% para as pressões é uma referência no Brasil, já que não há até o presente momento uma regulamentação específica que determine estes critérios. No cenário internacional, utiliza-se a norma OIML 140 (2007) que recomenda os critérios de aceitação dos sistemas de medição de gases combustíveis, e será tratada no item 4.3.1.

4.3 REGULAMENTAÇÃO INTERNACIONAL

As normas AGA 3, ISO 5167, API 2530 e ANSI/API 2530 determinam vários parâmetros de projeto que devem ser considerados na concepção e construção de instalações de sistemas de medição utilizando placas de orifício, sobretudo tolerâncias lineares e geométricas para placas de orifício e trechos retos, além de descrever procedimentos de medição para determinar as dimensões efetivas e compará-las com seus critérios de aceitação.

De acordo com Anjos (2014), a regulamentação brasileira admite duas normas para determinação de vazão por placa de orifício na produção de gás natural: ISO-5167/2 (2003) e AGA 3 part 2 (2000), emitidas pela International Organization for Standardization – ISO e pela American Gas Association - AGA, respectivamente. Por essa razão, essas normas serão discutidas neste trabalho enfatizando o AGA 3, que estabelece os critérios de aceitação que serão utilizados neste trabalho.

Nos Estados Unidos, o AGA é utilizado como norma nas medições de vazão de GN com placa de orifício. Entretanto, suas equações são periodicamente revisadas e atualizadas fornecendo detalhes de seleção, instalação e cálculo para os medidores de vazão comumente utilizados nas transferências de custódias e medições clássicas (COSTA E SILVA, 2007).

Assim, Palhares et al., (2002 apud BARATEIRO, 2001) descrevem a evolução dos padrões AGA 3 e ISO 5167 na medição de gás natural:

Desde 1930, a American Gas Association (AGA) tem publicado diversos trabalhos sobre algoritmos de correção de volume como função da temperatura e pressão medidas. Sua primeira norma para compensação de variação de pressão e temperatura, foi publicada em 1930, sendo conhecida como AGA Report. n°1, limitada à medição com orifícios. Esta norma foi revisada em 1935 e novamente em 1955, recebendo, respectivamente, os nomes de AGA Report. n°2 e no 3. Novas revisões foram efetuadas em 1969, 1985 e 1992, mantendo-se a mesma numeração. Assim, o AGA Report. n° 3 tornou-se uma referência para medição de vazão com placa de orifício. Em 1975, o American Petroleum Institute (API) adaptou o AGA Report. n° 3, aprovando-o como API Standard 2530. Em 1977, o American National Standards Institute (ANSI) também aprovou o AGA Report. n° 3, denominando-o de ANSI/API 2530. Desta forma, as especificações destas três instituições são bem similares. Em 1980 (revisado em 1984) foi publicado o AGA Report. n°7, detalhando a medição de GN através de turbinas. Enquanto o AGA Report. n°3 e o AGA Report. n°7 detalhavam os métodos de cálculo da vazão de gás, outros trabalhos foram desenvolvidos para a melhor estimativa do fator de compressibilidade Z. O método inicial de cálculo foi chamado de NX19, publicado em 1963. Em 1985, foi publicado o AGA Report. n°8, revisado em 1992, sobre um método mais detalhado de cálculo de Z.

Em 1992, a API publicou um relatório detalhando a medição eletrônica da vazão de gás e definindo os critérios necessários para auditorias nos sistemas de medição.

Em 1998, foi publicado o AGA Report. n°9, que define as características construtivas de medidores de vazão ultrassônicos destinados à medição fiscal. O método de cálculo, entretanto, permaneceu o AGA Report. n°7, considerando este medidor como um elemento primário semelhante a uma turbina.

Finalmente, em 2000, foi atualizada a norma AGA Report. n°3, redefinindo os aspectos de instalação das placas de orifício, aumentando consideravelmente os trechos retos, porém sem mudanças no método de cálculo.

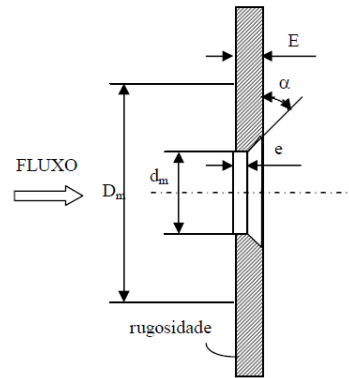
Na Europa, a International Organization for Standardization (ISO) publicou a norma ISO 5167-1 em 1991, revisada em 1998.

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) publicou a NBR ISO 5167-1 : 1991.

A ANP por força do RTM recomenda prioritariamente a norma ISO 5167-1 como referência para medições fiscais, apesar da Petrobrás utilizar a norma AGA 3.

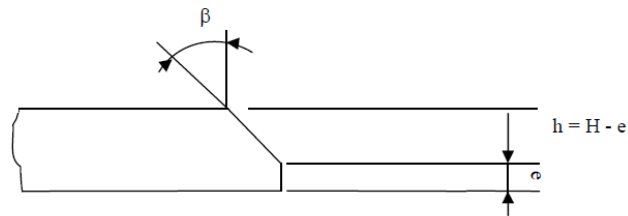
Como mencionado, as normas AGA 3 e ISO 5167 determinam especificações mínimas de instalação e construção mecânica das placas de orifício e de trechos retos para medição de GN e, portanto, uma vez que sejam instalados um ou os dois elementos fora das especificações determinadas, pode influenciar a determinação da vazão e a incerteza da medição final, por isso é necessário seguir rigorosamente os limites impostos pelas normas. Nas Figuras 21 e 22 estão descritos os principais parâmetros impostos pelas normas para aprovação da placa de orifício.

Figura 21 - Parâmetros medidos em placas de orifício



Fonte: Salles Júnior (2010).

Figura 22 - Parâmetros medidos em placas de orifício



Fonte: Adaptado de Salles Júnior (2010).

Onde:

- a) Diâmetro da Placa (d_m);
- b) Espessura da Placa (E);
- c) Comprimento Cilíndrico (e);
- d) Comprimento do Cone (h);
- e) Ângulo do Cone (β);
- f) Rugosidade a Montante;
- g) Rugosidade a Jusante;
- h) Planicidade;
- i) Circularidade;
- j) Ângulo do Chanfro se houver.

Para avaliar e aprovar as principais características geométricas dos trechos retos, as normas estabelecem os seguintes parâmetros, a saber:

- a) Diâmetro interno a montante;
- b) Diâmetro interno a jusante;
- c) Circularidade do diâmetro interno a montante;

- d) Circularidade do diâmetro interno a montante;
- e) Rugosidade das paredes do tubo;
- f) Comprimentos dos tubos;
- g) Retificador de fluxo;
- h) Tomadas de pressão;
- i) Excentricidade da placa.

É importante salientar que os parâmetros da placa de orifício e do trecho reto a serem utilizados nas simulações desta dissertação são os diâmetros internos e suas respectivas circularidades, uma vez que as versões mais atuais da AGA 3 e ISO 5167 não determinam tolerância para diâmetros internos desses elementos mecânicos. Portanto, os critérios da AGA 3 serão utilizados, conforme a Tabela 6, na qual são apresentados os critérios de aceitação pela AGA 3 para circularidade. Em relação a essas características geométricas, as normas AGA 3 e ISO 5167, descrevem o mesmo método de determinação e avaliação do diâmetro interno de placas e qualificam tolerâncias similares para circularidade. Ambas determinam que o diâmetro da placa deve ser obtido pela média de quatro ou mais medidas individuais igualmente espaçadas angularmente e para que seja definido como diâmetro de referência, deve ser calculado à temperatura de referência (t_r), 20°C, pela Equação 11:

$$d_r = d_m [1 + \alpha_1 (t_r - t_m)] \quad (11)$$

onde:

α_1 - coeficiente de expansão linear do material da placa,

d_r - diâmetro do furo da placa de orifício calculado à temperatura de referência (t_r),

d_m - diâmetro do furo da placa de orifício medido à temperatura (t_m),

t_m - temperatura da placa durante as medições,

t_r - temperatura de referência da placa de orifício.

Tabela 6 - Tolerância de circularidade para diâmetro interno de placas de orifício

Diâmetro do furo da placa de orifício (polegada)	Tolerância (± polegada)
≤0,250 (a)	0,0003
0,251 a 0,375 (a)	0,0004
0,376 a 0,500 (a)	0,0005
0,501 a 0,625	0,0005
0,626 a 0,725	0,0005
0,726 a 0,875	0,0005
0,876 a 1,000	0,0005
>1,000	0,0005/(polegada de diâmetro)

Fonte: AGA 3 (2000).

Nota: O uso de diâmetros menores não é proibido, porém as incertezas excedem as usuais.

Ainda sobre a placa de orifício, a norma ISO 5167 estabelece como desvio de circularidade que: “Nenhum dos diâmetros medidos deve diferir mais de 0,05% em relação ao valor do diâmetro médio”.

O procedimento adotado pela norma ISO 5167 para determinar o valor do diâmetro interno do tubo (D_m) consiste em determinar os valores dos diâmetros internos ao longo de um comprimento de $0,5D_m$ a montante da placa de orifício. O diâmetro interno médio será a média aritmética das medições de, pelo menos, doze diâmetros, sendo estes medidos em três secções dentro do comprimento de $0,5D_m$ que, em cada secção, devem ser medidos quatro vezes em posições angulares iguais.

Assim como a placa de orifício, o diâmetro do trecho reto deve ser corrigido conforme a Equação 12 para a temperatura de referência e depois inserido no computador de vazão. Portanto, para a ISO 5167, num comprimento a $2D$ a montante da placa de orifício, a tubulação deve ser cilíndrica e será considerada aprovada nesse item se, num comprimento de $2D$, nenhum diâmetro, em qualquer plano, exceder mais que 0,3% do diâmetro médio.

$$D_r = D_m[1 + \alpha_2(tr - tm)] \quad (12)$$

onde:

α_2 - coeficiente de expansão linear do material do tubo;

D_r - diâmetro interno do trecho reto calculado à temperatura (tr);

D_m - diâmetro interno do trecho reto medido à temperatura (tm);

tm - temperatura da placa durante as medições;

tr - temperatura de referência da placa de orifício.

A AGA 3 estabelece que a determinação do diâmetro interno do tubo consiste na média aritmética de no mínimo quatro medições em posições angulares distintas e igualmente espaçadas numa secção situada a uma polegada a montante da placa de orifício. A norma ainda determina que sejam feitas mais duas medições de verificações, uma próxima de $2D_m$ e a outra ao longo do comprimento do tubo, para avaliar a uniformidade do tubo antes da medição da vazão. Na prática, em geral, essas medições são feitas nas posições de 1 polegada, $1 D_m$ e a $2 D_m$ ao longo do eixo do tubo.

A tolerância de circularidade, segundo a norma AGA 3, é a diferença entre o diâmetro interno medido do trecho reto (D_m) e qualquer medida de diâmetro interno de trecho reto a

uma distância de até 1Dm da face a montante da placa de orifício deve ser menor ou igual a 0,0025 Dm ou 0,25%Dm, sendo esta mais rigorosa neste aspecto.

Vasconcelos (2010) , conforme apresentado na Tabela 7, compara alguns parâmetros entre a AGA 3 e a ISO 5167.

Tabela 7 - Diferença de limites entre as normas de medição de vazão internacional

Limites	ISO 5167	AGA 3 / ANSI / API 2530
Valor de β	0,1 a 0,75	0,02 a 0,75
Valor de $\Delta p/P$ para calcular ϵ	0,75	0,75
Diâmetro Inferior de d	12,5 mm	11,4 mm
Diâmetro D	50 mm < D < 1000 mm	43 mm < D < 730 mm
Número de Reynolds	4000 ou $16000\beta^2$, o maior	4000
Rugosidade da Tubulação	Função de D, aprox. 6 μm	8 μm p/ $\beta < 0,6$; 6 μm acima
Trecho Reto necessário	Tabelado	Tabelado

Fonte: Adaptado de Vasconcelos (2010).

Para Costa e Silva (2007), comparações entre as normas AGA 3 e ISO 5167, apresentaram divergências nos resultados na 4ª casa decimal, ou seja, erro na ordem de 0,04%. Comparando resultados obtidos nas versões 1980 e 1991 as diferenças foram menores, na ordem de 0,01% (COSTA E SILVA, 2007).

Outrossim, as normas AGA 3 e ISO 5167 dentre outros itens, estabelecem regras para instalação da placa de orifício, a saber: a placa deve ser instalada concêntrica à linha de centro da tubulação, não deve haver riscos nas faces a montante e jusante da placa, e a borda do diâmetro interno deve ter a forma de canto vivo, caso contrário está reprovada para instalação.

4.3.1 OIML R 140 (2007)

Esta norma trata dos sistemas de medição de gases combustíveis, tendo como foco a garantia da qualidade dos volumes de gás mensurados em campo. Segundo a norma, o custo na comercialização do gás não só depende do volume de gás medido, mas também de outros aspectos, como instalação, condições de operação e o próprio medidor. Esta norma se aplica, entretanto, a sistema de medição com vazão maior ou igual a 100 m³/h em condições básicas e pressões mínimas absolutas de 200 kPa.

Para manter os requisitos metrológicos, a norma classifica os sistemas de medição em três classes de exatidão, A, B, C. No entanto, o item 6.2 daquele documento ilustra os erros permissíveis, por classe, para sistemas de medição. Para sistemas de medição de GN deve ser aplicada a classe B. Para os instrumentos de medição individuais, associados para compor o sistema de medição de gás, a Tabela 8 apresenta os erros máximos considerando as variáveis do processo. No Brasil, como ainda não há uma regulamentação que determine os critérios de

aceitação da calibração para os instrumentos individuais de pressão e temperatura, a OIML 140 pode ser utilizada como recomendação.

Tabela 8 - Erros máximos para instrumentos de medição associados ao sistema de medição de GN

Erros Máximos Admissíveis	Classe A	Classe B	Classe C
Temperatura	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	$\pm 1,0^{\circ}\text{C}$
Pressão	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,5\%$	$\pm 1,0\%$
Densidade	$\pm 0,35\%$	$\pm 0,7\%$	$\pm 1,0\%$
Fator de Compressibilidade	$\pm 0,3\%$	$\pm 0,3\%$	$\pm 0,5\%$

Fonte: Norma OIML 140 R (2007).

Este capítulo tratou de itens regulatórios relativos à medição de gás natural, sobretudo dos procedimentos de medição estabelecidos por normas internacionais, amplamente utilizadas na construção de placas e trechos retos, destacando as tolerâncias de fabricação. No âmbito nacional o RTM representou um marco na medição de petróleo e gás natural, pois estabeleceu os requisitos mínimos para garantir que a medição dos volumes produzidos seja correta, além de uniformizar os procedimentos de medição. Contudo, o RTM não estabelece critérios de aceitação da calibração para transmissores de pressão, temperatura, placas e trecho retos, só determina exatidão dos sistemas de medição e critérios de aceitação de incerteza de medição global da malha. Além disso, fez-se uma análise comparativa entre a versão 2000 e a 2013 mostrando que o texto do RTM atual é mais conservativo. Outra constatação é que outros autores estão discutindo este documento no sentido de melhorá-lo continuamente. O Capítulo V tratará das participações governamentais, abordando as participações especiais e os royalties.

CAPÍTULO V - PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

O capítulo a seguir visa uma exposição sobre participações governamentais no âmbito nacional, de modo a explicitar os royalties e a participação especial detalhando a metodologia de cálculo até a arrecadação dos royalties e como erros de medição do volume de GN interferem no cômputo destas arrecadações. Além disso, outro foco do capítulo é a evolução das arrecadações dos royalties e das participações especiais.

Em 6 de agosto de 1997 foi decretada e sancionada a Lei nº 9.478, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e dá outras providências.

Ainda de acordo com a Lei, as participações governamentais se desdobram em quatro, conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Participações Governamentais

Incidentes sobre a exploração e produção		Não incidentes sobre a exploração e produção	
art. 45, inc. II	<i>Royalties</i>	art. 45, inc. I	Bônus de assinatura
art. 45, inc. III	Participação Especial	art. 45, inc. IV	Pagamento pela ocupação ou retenção de área

Fonte: Rocha *et al.*, (2007).

Para contextualização deste trabalho, um enfoque maior será dado aos *royalties*, uma vez que esta participação governamental é diretamente afetada pela inexatidão da medição fiscal de gás natural.

De acordo com Rocha et al. (2007), a partir da lei do petróleo as participações governamentais no Brasil estabeleceram um marco no modelo da participação do Estado sobre o produto da exploração de petróleo e gás natural, principalmente na injeção de recursos nas receitas públicas destinados ao bem-estar da população.

Compete à ANP, através da Superintendência de Participações Governamentais (SPG), e conforme disposto no art. 24 da Portaria ANP nº69 de 06 de abril de 2011, as seguintes atribuições no que tange às participações governamentais:

I - controlar, calcular e efetuar a distribuição do pagamento das Participações Governamentais;

II - controlar e calcular o pagamento das participações de terceiros;

III - atuar junto aos concessionários, indústria e órgãos públicos, preservando os interesses da União relativos ao pagamento das Participações Governamentais;

IV - classificar e inspecionar instalações industriais ou de apoio relacionadas às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de enquadrar os beneficiários de royalties;

V - calcular o preço de referência do petróleo e do GN para efeito de pagamento das Participações Governamentais;

VI - acompanhar os investimentos em exploração e produção realizados nos contratos de concessão;

VII - analisar os procedimentos contábeis dos concessionários que possam ter efeito sobre as participações governamentais e efetuar as fiscalizações pertinentes;

VIII - analisar e propor medidas econômicas e administrativas com base no cenário da indústria e nos indicadores de desempenho das concessionárias, buscando estabelecer referências para a área de exploração e produção, visando à maximização da arrecadação das Participações Governamentais;

IX - divulgar os dados utilizados nas atividades de cálculo e distribuição das Participações Governamentais;

X - elaborar as previsões das Participações Governamentais, solicitadas pelos órgãos federais competentes.

Diante das atribuições da SPG, ressalta-se a importância deste setor no acompanhamento e vistorias sistemáticas dos dados de instalações de embarque e desembarque, e as auditorias nos volumes movimentados nas instalações de produção. Isso com vistas a assegurar consistência e exatidão nas informações sobre a movimentação de hidrocarbonetos garantindo, sobretudo, o cálculo, controle, transparência das informações e rateio do fundo de participação dos Estados e dos Municípios. Assim, no intuito de manter ainda mais a transparência dos dados, mensalmente a ANP divulga através do seu sítio eletrônico os preços de referência do petróleo e GN para cálculo das participações governamentais, os volumes de produção fiscalizada e o montante arrecadado, conforme determina o Decreto nº 2 705/1998.

5.1 ROYALTIES

Segundo a ANP (2016), os *royalties* são compensações financeiras pagas ao Governo Federal pelas empresas que produzem petróleo e GN no território brasileiro, a fim de compensar, de certa forma, a sociedade por eventuais danos ambientais que podem ser causados durante o processo de extração. Os royalties, no entanto, incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), até o último dia do mês

seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os *royalties* aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP de acordo com o estabelecido pelas Leis nº 9.478/1997 e nº 7.990/1989, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/1998 e nº 1/1991. Para cálculo dos royalties é levada em consideração a produção mensal do campo produtor, através da medição fiscal nos pontos de medição. O valor a ser pago pelos concessionários é obtido de acordo com a Equações 13.

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção} \quad (13)$$

onde:

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$,

Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo produtor

Valor da produção = a produção mensal de petróleo e gás natural, produzidos pelo campo;

Valor da produção = $V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}} + V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}}$

$V_{\text{petróleo}}$ = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³;

$P_{\text{petróleo}}$ = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³ (preço de referência decreto 2.705/1998);

V_{GN} = volume da produção de GN do campo no mês de apuração, em m³

$P_{\text{gás natural}}$ = preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³ (preço de referência decreto 2.705/1998).

P_{gn} = preço de referência do GN produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³.

No entanto, a Lei 9478/1997, quando publicada, elevou a alíquota de 5% até 10% da produção de petróleo e gás natural. Além disso, pode-se destacar no seu art. 47 as seguintes premissas:

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, GN ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

Contudo, em 3 de agosto de 1998, o Decreto no 2.705/1998, definiu os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais de que tratava a Lei nº 9.478/1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Art. 12. O valor dos royalties, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e GN do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.

Assim, na Tabela 10 estão sintetizadas as parcelas de distribuição das participações governamentais de petróleo e GN referente aos royalties e participações especiais.

Tabela 10 - Distribuição das participações governamentais de petróleo e GN

Participação Governamental	Distribuição	5% da produção		Excedente de 5% da produção	
		Lavra em terra ou em lagos, ilhas fluviais e lacustres	Lavra em plataforma continental	Lavra em terra ou em lagos, ilhas fluviais e lacustres	Lavra em plataforma continental
Royalties	Estados	70%	30%	52,5%	22,5%
	Municípios	20%	30%	15%	22,5%
	Municípios (com instalação de embarque e desembarque e óleo bruto ou gás natural)	10%	10%	7,5%	7,5%
	Ministério da Marinha	-	20%	-	15%
	Ministério da Ciência e Tecnologia	-	-	25%	25%
	Fundo Especial (distribuídos entre estados, territórios e municípios)	-	10%	-	7,5%
	Participação Especial				
	Estados				40%
	Municípios				10%
	Ministérios das Minas e Energias				40%
	Ministério do Meio Ambiente, Recursos Hídricos e da Amazônia Legal				10%
	Agência Nacional do Petróleo (art.15, inciso II do decreto 2.705/98)				n/d

Fonte: Adaptado de Rocha et al. (2007).

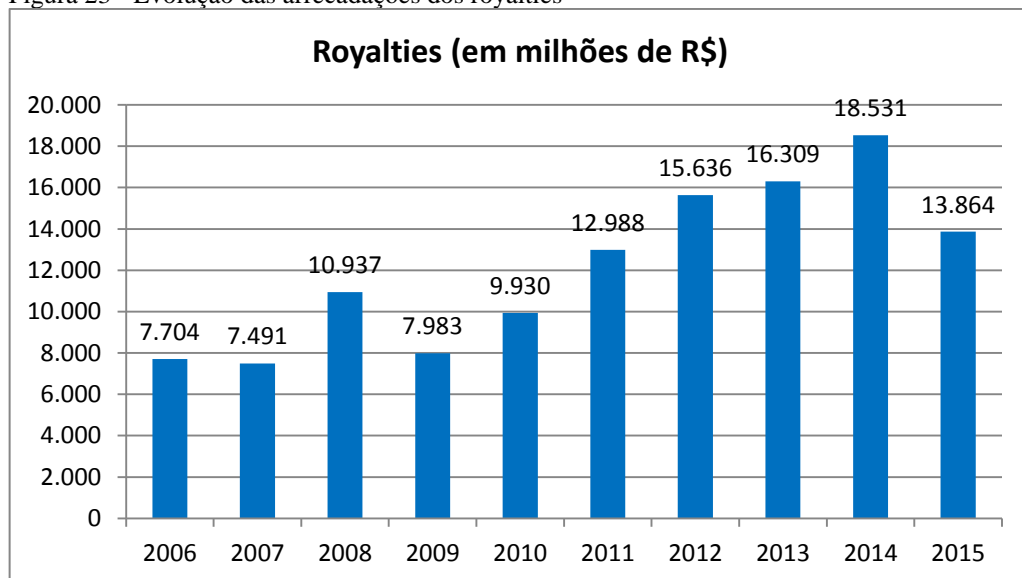
Nota: n/d - percentual não definido.

O art. 3º do Decreto 2.705/1998 conferiu algumas definições técnicas importantes no tocante à medição fiscal de gás natural, sobretudo que os pontos de medição sejam obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo proposto pelos concessionários e aprovados pela ANP, nos moldes dos contratos de concessão. O ponto de medição é caracterizado por realizar medições volumétricas do petróleo ou do GN produzido no campo, sendo o volume medido expresso nas unidades métricas adotadas pela ANP e referidas à condição padrão de medição. Além disso, o momento em que se efetivar tal medição, será aquele que definirá quando o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se, então, ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes. Deste modo, os pontos de

medição e a efetiva medição de volumes são a fronteira entre a propriedade da União e a propriedade privada. Portanto, os volumes de GN utilizados para cálculo dos *royalties* são os volumes medidos nestes pontos.

De acordo com a Figura 23, a arrecadação dos *royalties* no Brasil representou, no período entre 2006 e 2015, um montante de R\$ 121,4 bilhões (ANP, 2016), sendo este um importante recurso para o desenvolvimento nacional. Embora tenha ocorrido uma redução da arrecadação entre os anos de 2014 e 2015, 25,2%, esta participação governamental vem crescendo ao longo desses anos. Portanto, é possível observar também que há uma evolução significativa na arrecadação neste período, aumentando a arrecadação de R\$ 7,7 bilhões em 2006 para R\$ 13,864 bilhões em 2015.

Figura 23 - Evolução das arrecadações dos royalties



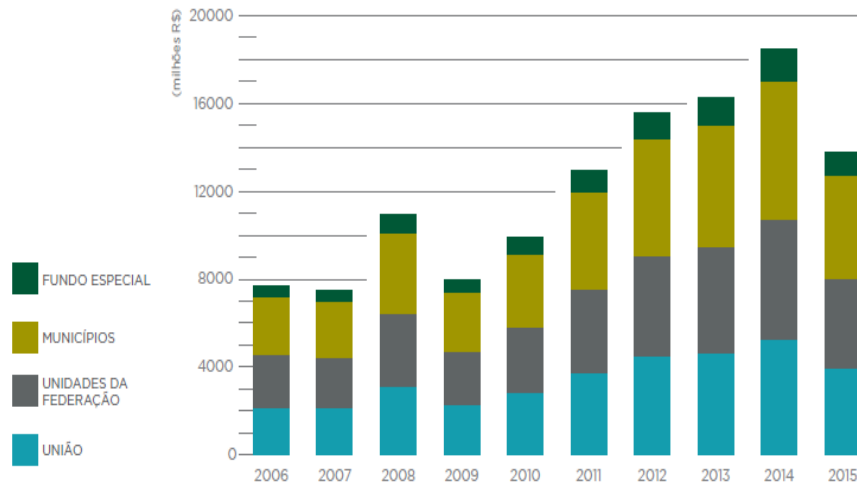
Fonte: Elaborado a partir de dados do Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, GN e Biocombustíveis 2016 da ANP (2016).

A distribuição dos valores dos *royalties* sobre a produção de petróleo e GN contempla como beneficiários a União, Estados e Municípios e fundo especial. No ano de 2015, os royalties foram distribuídos para onze estados. Na Figura 24 estão listadas as distribuições arrecadadas pelos beneficiários durante o período entre 2006 a 2015.

Conforme a Figura 24, do total arrecadado de royalties em 2015, R\$ 13,9 bilhões, 29,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,1% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (10,7%), Ministério da Ciência e Tecnologia (7,6%) e Fundo Social (9,9%); 8,1% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 0,3% à Educação e Saúde. Ao Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-

se 34,5% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 16,7% desse percentual (ANP, 2016).

Figura 24 - Distribuição da arrecadação dos royalties



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, GN e Biocombustíveis 2016 da ANP (2016).

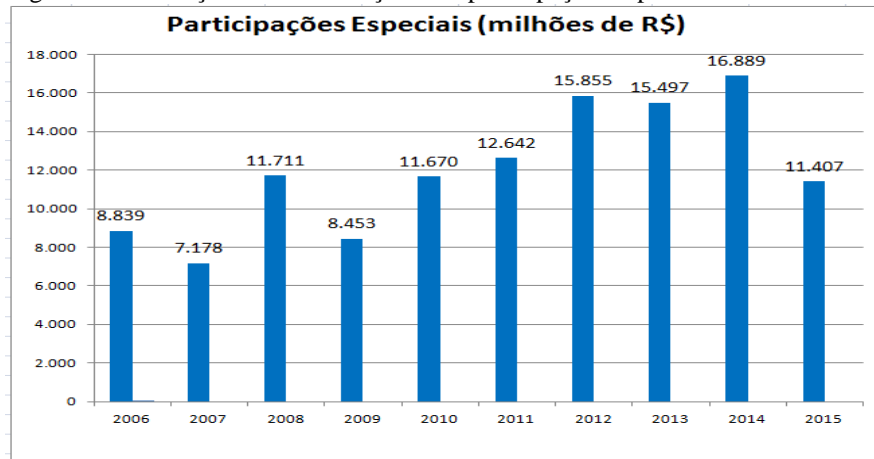
5.2 PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

A participação especial, prevista no inciso III do Art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2.705/1998. No art. 22 do Decreto 2.705/1998 é descrito que, para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

A arrecadação da participação especial, de acordo com o Figura 25, totalizou entre os anos de 2006 e 2015, um montante de R\$ 120,14 bilhões, sendo este recurso igualmente aos royalties um importante para economia do país. Embora tenha ocorrido uma redução da arrecadação entre os anos de 2014 e 2015, 32,5%, esta participação governamental vem crescendo ao longo desses anos, assim como os royalties. Portanto, é possível observar também que há uma evolução significativa na arrecadação neste período, aumentando a arrecadação de R\$ 8,839 bilhões em 2006 para R\$ 14,407 bilhões em 2015. Segundo a ANP (2016), a redução na arrecadação dos royalties e participações especiais ano 2015 foi motivada principalmente pela redução dos preços de referência de petróleo.

É importante salientar que arrecadação da participação especial é dependente das variáveis: produção, preços, câmbio, alíquotas, bem como dos gastos e outras deduções permitidas pela legislação vigente na apuração da participação especial de cada campo.

Figura 25 - Evolução das arrecadações das participações especiais

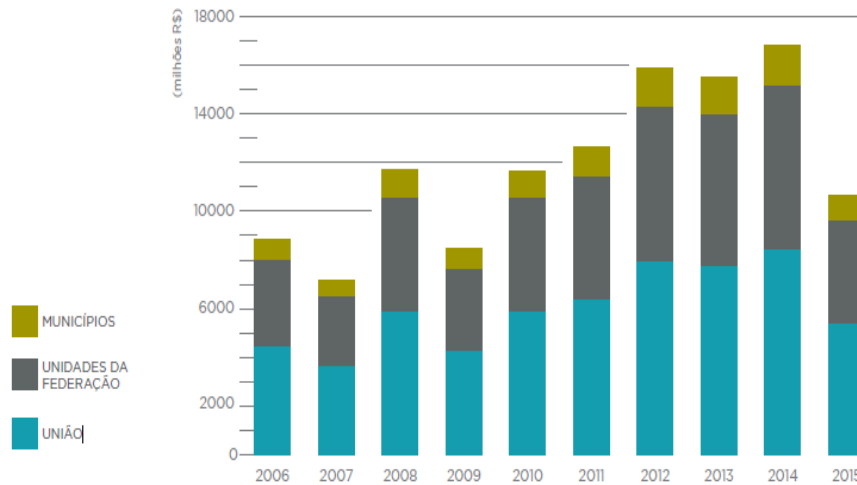


Fonte: Elaborado a partir de dados do Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, GN e Biocombustíveis 2016 da ANP (2016).

A arrecadação dos recursos da participação especial destina-se ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME, assim como o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional estão descritos (ANP, 2016).

Ainda segundo a ANP (2016), o recolhimento da participação especial teve queda de 32,5% em 2015, atingindo R\$ 11,407 bilhões, ver Figura 25 e 26. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 4,3 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 1,1 bilhão aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 2,3 bilhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 600 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 2,4 bilhões ao Fundo Social. Os estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 3 bilhões – 28% do valor total e 70% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 733,8 milhões – 6,9% do valor total e 17,2% do valor destinado aos estados); São Paulo (R\$ 489,8 milhões); Amazonas (R\$ 36,5 milhões); Bahia (R\$ 7,8 milhões); Rio Grande do Norte (R\$ 4,6 milhões); Maranhão (R\$ 3,1 milhões); e Sergipe (R\$ 1 milhão). Entre os municípios beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 287,5 milhões – 2,7% do valor total e 27% do total destinado aos municípios); Maricá-RJ (R\$ 131,2 milhões); Ilhabela-SP (R\$ 113,5 milhões); e Presidente Kennedy-ES (R\$ 107,3 milhões).

Figura 26 - Distribuição das arrecadações das participações especiais



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016 da ANP (2016).

Nas considerações finais do capítulo foram dispostas as participações governamentais estabelecidas pela lei do petróleo, destacando os royalties que ganharam destaque por ter relação direta com o escopo do trabalho. Ademais, apresentou como é realizado o cálculo dos royalties e como são arrecadados estes valores, bem como as evoluções nas arrecadações entre os anos de 2006 até 2015.

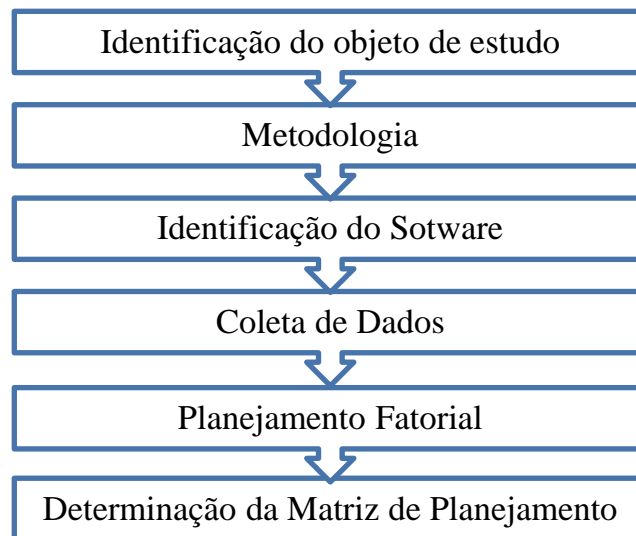
É notória a relevância da indústria petrolífera para economia do país, principalmente diante do montante arrecadado pelo governo através das participações governamentais. Observou-se também a redução das arrecadações em 2015, motivada pela queda dos preços do petróleo, que influenciou ainda mais à crise na crise dos estados que depende dessa receita.

Mostrou também que erros na medição de vazão de GN podem impactar diretamente na receita arrecadada pelo governo e concomitantemente na distribuição dos royalties e participações especiais, pois estas dependem do volume de GN produzido. Portanto, critérios de aceitação para aprovação da calibração dos sistemas de medição devem ser analisados no sentido de melhorar ainda mais a exatidão dessas medições de forma a minimizar estes desvios objetivando uma arrecadação mais justa de impostos, principalmente por se tratar de arrecadações expressivas para o país. Desta forma é importante destacar a criticidade da medição fiscal dos volumes de gás natural, visto que os volumes mensurados serão utilizados como base para o cálculo das participações governamentais que constituem expressiva receita para a União, Estados e Municípios. O Capítulo VI apresenta o objeto estudado, metodologia adotada nas simulações realizadas, o tratamento experimental dos dados.

CAPÍTULO VI - METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento do trabalho, descrevendo a estratégia utilizada para alcançar o objetivo proposto, que é analisar os efeitos financeiros dos critérios de aceitação da calibração dos instrumentos de medição utilizados no sistema de medição de GN por placa de orifício, conforme Figura 27.

Figura 27 - Fluxograma de trabalho



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

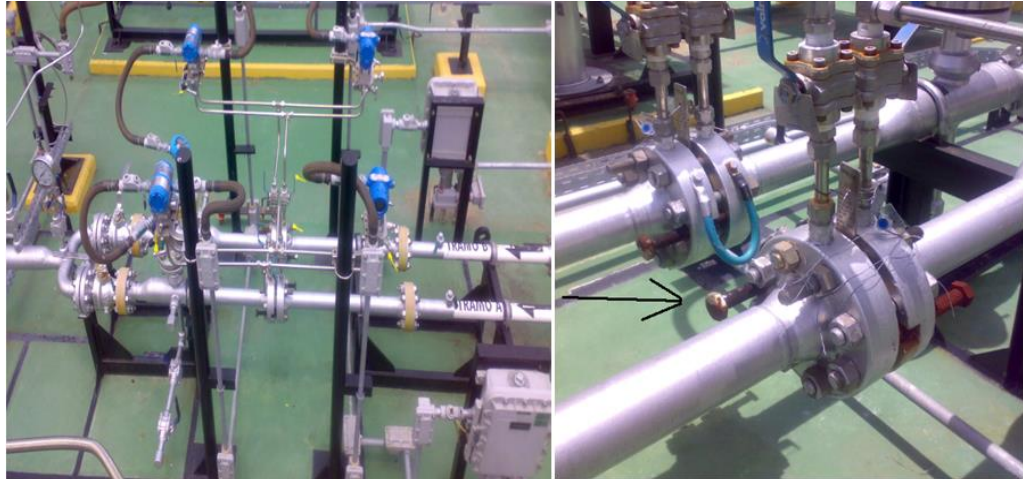
6.1 OBJETO DE ESTUDO

A escolha do diâmetro do medidor (placa de orifício) levou em consideração a facilidade de manipulação dos tubos e da placa de orifício, bem como da disponibilidade da instrumentação necessária para o levantamento dimensional de ambos. A identificação da empresa que cedeu os dados e o acesso ao medidor para realização do estudo de campo não foi permitida por haver contrato de confidencialidade entre a empresa e seus clientes. Portanto, o que foi autorizado para publicação foram os dados técnicos do medidor:

- a) Tramo B
- b) Diâmetro Nominal: 3 polegadas
- c) Vazão Nominal: 71.659,95 m³/dia
- d) Beta: 0,397
- e) Fabricante: ETEP Metalúrgica

O tramo A é utilizado como tramo auxiliar na manutenção e inspeção do sistema de medição. Além dos dados técnicos, a empresa autorizou também fotos da EMED, conforme Figura 28.

Figura 28 - Medidor de vazão de GN (objeto de estudo)



6.2 COLETA DE DADOS EM CAMPO

Foram utilizados os dados reais obtidos no computador de vazão, cuja configuração é: diâmetro médio do tubo (78,43 mm), diâmetro médio do orifício (31,17 mm), pressão diferencial média (58,49141 kPa), pressão estática média (1954,978 kPa), temperatura média (28,07681°C) e para condições de base ($P_b = 101,325$ kPa) e $T_b = 20^\circ\text{C}$) para o cálculo da vazão. A Tabela 11 sintetiza todos os dados utilizados nas simulações. A composição do gás foi obtida por análises cromatográficas do GN no dia 13/05/16 na cidade de Camaçari/Bahia, conforme apresentado no Anexo C. O cálculo da massa molar, do fator de compressibilidade e do coeficiente isentrópico foram obtidos a partir da composição química do gás e calculados de acordo com a AGA 8. Para o cálculo dos desvios financeiros foi utilizado o preço médio para produção fiscal em terra e mar estabelecido pela ANP: R\$0,59/m³ (ANP, 2016).

Depois de inserida a composição química do GN, os diâmetros da placa de orifício e diâmetro do tubo no software de cálculo de vazão, calculou-se a vazão de operação (71.222,74) m³/dia com valores médios na Tabela 11. A partir destes, atribuiu-se valores entre os limites máximos e mínimos dentro dos critérios de aceitação de cada variável estudada neste trabalho, perfazendo 132 simulações no total.

Tabela 11 - Dados de referência para simulação de erro da vazão

Variável	Dados de Referência	CrITÉrios de Aceitação	Referência Normativa
Pressão Diferencial	58,49141 kPa	$\pm 0,5\%$	OIML 140R
Pressão Estática	1954,978 kPa	$\pm 0,5\%$	OIML 140 R
Temperatura	28,07681 °C	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	OIML 140 R
Diâmetro do Tubo	78,43 mm	$\pm 0,25\%$ ($\pm 0,2$ mm)	AGA 3
Diâmetro da Placa	31,17 mm	$\pm 0,0005''/(\text{diâm. de polegada}) = (\pm 0,015$ mm)	AGA 3

Fonte: norma AGA 3; norma OIML 140 R.

Os valores efetivos dos diâmetros internos da placa de orifício e do trecho reto foram obtidos através de medições dimensionais realizadas em campo, conforme procedimento estabelecido na AGA 3 parte 2, conforme Apêndice B. Após as medições dos diâmetros, foram realizadas as correções para a temperatura de 20°C, conforme as Equações (1) e (2).

Já os valores de pressão diferencial, pressão estática e temperatura foram obtidos através dos certificados de calibração dos transmissores, conforme Anexos A, B e C.

6.3 SIMULAÇÃO DA VAZÃO DE GÁS NATURAL

Atualmente estão disponíveis no mercado diversos programas computacionais para cálculo da vazão de GN pelo método diferencial, dentre os quais se destacam os softwares FLOWCHECK, fabricante Emerson, e o DIGIOPC, desenvolvido pela DIGIMAT e outros. Diante de várias opções, o software utilizado para esta pesquisa foi o DIGIOPC – versão 3.0. O critério adotado para seleção deste software foi o custo de aquisição, manipulação e interação e exatidão dos resultados. De acordo as especificações técnicas, este software permite calcular os elementos deprimogênicos e vazão dos mais variados fluidos utilizando como metodologia de cálculo as normas ISO 5167 e AGA 3 com referências de entidades ligadas ao assunto como a ABNT, a ANSI, a ASME e a API.

De acordo com Delmée (2003), as principais características deste software relativas aos cálculos dos elementos primários de vazão que geram pressões diferenciais são:

- a) Placas de orifício clássicas, de acordo com as normas ISO 5167 e AGA 3;

- b) Placas de orifício de pequenos diâmetros;
- c) Placas excêntricas e segmentais;
- d) Placas de bordo quadrante e de entrada cônica;
- e) Bocais e Venturi.

A Figura 29 apresenta a tela principal do software utilizado nas simulações.

Figura 29 - Tela principal do software digiopc

The screenshot shows the main interface of the DIGIOPC software. The title bar reads "DIGIOPC 'Manual de Medição de Vazão' - DADOS DO FLUIDO (...". The menu bar includes options like Est, Vaz., UVV, UVM, UDP, PLR, UP, DENL, DENG, DVPR, and UniV. A dropdown menu for "Gás" is open, showing options: "Gás Não Tabelaado", "Gás Tabelaado", "Gás Natural (AGA8)", and "Gás Industrial". The "Gás Natural (AGA8)" option is circled in orange. The main form contains several input fields and labels:

- Diâmetro interno exato da linha:** 363,525
- Escolhe como deseja a vazão:** normal, fim escala
- Vazão Volumica:** Pressão diferencial: 45539,4 Pa; Diâmetro do orifício/garganta[20C]: 215,882 mm
- Condições de:**
 - Temperatura: referência 0, fluxo 33,8804 graus C
 - Pressão: referência 760mmHg abs., fluxo 7332,9 abs. kPa
 - Massa Molar: 19,4 g/Mol
 - Fator de compressibilidade: 0,9997, 0,9975
 - Coefficiente $k=C_p/C_v$: 1,300
 - Umidade: 0 %
 - Viscosidade Dinâmica: 0,0104 cP

Buttons for "Sair" and "Continuar" are at the bottom.

Fonte: Software digiopc.

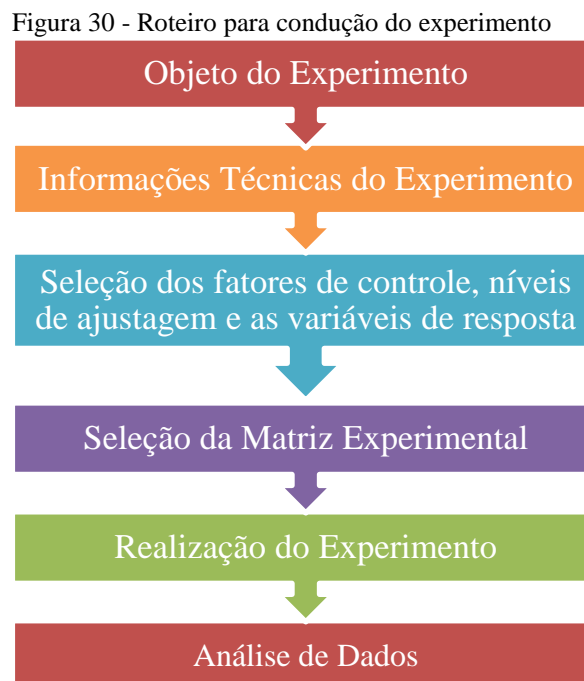
Ainda na Figura 29, estão todos os campos para inserção dos dados necessários para as simulações:

- a) Diâmetro interno exato da linha;
- b) Pressão Diferencial;
- c) Diâmetro interno do orifício/garganta (20°C);
- d) Temperatura do Fluxo e de Referência;
- e) Pressão Estática do Fluxo;
- f) Massa Molar;
- g) Fator de Compressibilidade;
- h) Coeficiente $k=C_v/C_p$;
- i) Viscosidade Dinâmica.

6.4 PLANEJAMENTO FATORIAL

O planejamento experimental baseado em princípios estatísticos é uma ferramenta poderosa e eficaz, utilizada por engenheiros e cientistas com o objetivo de melhorar ou otimizar sistemas, produtos e processos visando obter o máximo de informações úteis, fazendo o número mínimo de experimentos e, sobretudo, observar qual ou quais fatores exercem maior influência nas respostas do sistema e as interações entre os fatores estudados (BARROS NETO; ESCARMÍNIO; BRUNS, 2001).

Para melhor organizar o plano experimental na condução prática das simulações deste trabalho, utilizou-se o roteiro representado pela Figura 30.



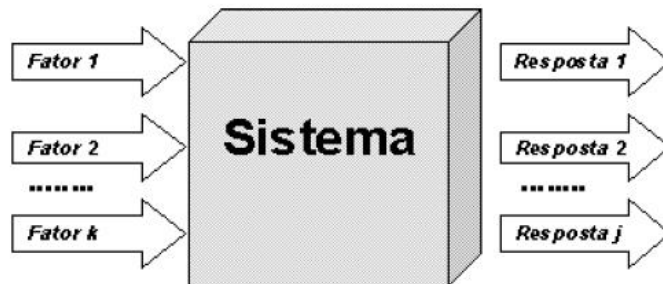
Fonte: Adaptado de Galdaméz (2002).

A Figura 31 ilustra os fatores como dados de entrada no sistema e as respostas como saídas, portanto para realizar a análise fatorial levou-se em consideração 5 fatores e 2 níveis, gerando 32 experimentos como respostas, combinados entre todos os níveis de cada fator de modo a obter todas as possibilidades. Neste trabalho, os níveis são os limites máximos e mínimos dos critérios de aceitação e os fatores a serem considerados no planejamento são:

- a) Pressão diferencial (PD);
- b) Pressão estática (PE);
- c) Temperatura (T);
- d) Diâmetro do Tubo (D)
- e) Diâmetro da Placa (d)

As respostas do sistema consistem dos resultados analíticos da vazão de GN considerando os critérios de aceitação da calibração dos instrumentos (transmissores de pressão e temperatura), trecho reto e placa de orifício.

Figura 31 - Fatores (variáveis de entrada) e respostas (variáveis de saídas)



Fonte: Barros Neto, Escarmínio e Bruns (2001).

6.4.1 Matriz de Planejamento

Devor et al. (2002) desenvolveram um dos métodos que podem ser utilizados para construir a matriz de planejamento fatorial genérica 2^k . Neste procedimento, as colunas representam o conjunto de fatores investigados (x_1, x_2, x_3) e as linhas representam a quantidade de experimentos e diferentes níveis ou as combinações dos fatores que correspondem aos limites máximos e mínimos estabelecidos pelos critérios de aceitação representados por: - 1 (mínimo) e + 1 (máximo) e os y_i representam as respostas, neste caso a vazão. Um exemplo desse método pode ser observado na Tabela 12.

Tabela 12 - Matriz de planejamento do experimento fatorial 2^3

Número de Testes	Fatores de Controle			Ordem de Teste	Resposta (y_i)
	X1	X2	X3		
1	-1	-1	-1	6	y_1
2	+1	-1	-1	8	y_2
3	-1	+1	-1	1	y_3
4	+1	+1	-1	2	y_4
5	-1	-1	+1	5	y_5
6	+1	-1	+1	3	y_6
7	-1	+1	+1	4	y_7
8	+1	+1	+1	7	y_8

Fonte: Devor et al. (1992).

Para o fator x_1 , a coluna será definida pela combinação dos níveis -1, +1, -1, +1, -1, +1, -1, +1,...,ou seja, o sinal desta coluna alterna em grupos de $2^0 = 1$.

Para o fator x_2 , a coluna será definida pela combinação dos níveis -1, -1, +1, +1, -1, -1, +1, +1, ..., ou seja, o sinal desta coluna alterna em grupos de $2^1 = 2$.

Para o fator x_3 , a coluna será definida pela combinação dos níveis -1, -1, -1, -1, +1, +1, +1, +1, ..., ou seja, o sinal desta coluna alterna em grupos de $2^2 = 4$.

O procedimento será igual para $x_4, x_5, x_6, \dots, x_k$. Para x_k , o sinal se alterna em grupos de $2^{(k-1)}$, ou seja, $2^{(k-1)}$ vezes (-1), seguido de $2^{(k-1)}$ vezes (+1).

Ainda de acordo com Devor et al. (1992), esta forma de organizar o experimento é chamada de “ordem padrão”. Este arranjo garante que todas as colunas sejam ortogonais entre si fazendo com que o esse tipo de planejamento seja capaz de determinar os efeitos principais e de interação que as variáveis independentes produzem nas respostas, conforme a Tabela 13.

Tabela 13 - Matriz de planejamento

Experimento	PD	PE	T	D	d	Vazão
1	-1	-1	-1	-1	-1	y_1
2	+1	-1	-1	-1	-1	y_2
3	-1	+1	-1	-1	-1	y_3
4	+1	+1	-1	-1	-1	y_4
5	-1	-1	+1	-1	-1	y_5
6	+1	-1	+1	-1	-1	y_6
7	-1	+1	+1	-1	-1	y_7
8	+1	+1	+1	-1	-1	y_8
9	-1	-1	-1	+1	-1	y_9
10	+1	-1	-1	+1	-1	y_{10}
11	-1	+1	-1	+1	-1	y_{11}
12	+1	+1	-1	+1	-1	y_{12}
13	-1	-1	+1	+1	-1	y_{13}
14	+1	-1	+1	+1	-1	y_{14}
15	-1	+1	+1	+1	-1	y_{15}
16	+1	+1	+1	+1	-1	y_{16}
17	-1	-1	-1	-1	+1	y_{17}
18	+1	-1	-1	-1	+1	y_{18}
19	-1	+1	-1	-1	+1	y_{19}

20	+1	+1	-1	-1	+1	Y ₂₀
21	-1	-1	+1	-1	+1	Y ₂₁
22	+1	-1	+1	-1	+1	Y ₂₂
23	-1	+1	+1	-1	+1	Y ₂₃
24	+1	+1	+1	-1	+1	Y ₂₄
25	-1	-1	-1	+1	+1	Y ₂₅
26	+1	-1	-1	+1	+1	Y ₂₆
27	-1	+1	-1	+1	+1	Y ₂₇
28	+1	+1	-1	+1	+1	Y ₂₈
29	-1	-1	+1	+1	+1	Y ₂₉
30	+1	-1	+1	+1	+1	Y ₃₀
31	-1	+1	+1	+1	+1	Y ₃₁
32	+1	+1	+1	+1	+1	Y ₃₂

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Os desvios das vazões foram calculados através da Equação 14, seguida da incerteza de medição (IMP) calculada conforme a Equação 10.

$$\text{Desvio da Vazão} = \text{Vazão Simulada} - \text{Vazão de referência} \quad (14)$$

onde:

Valor Medidor - vazão simulada;
 Valor de referência – vazão de operação

O cálculo da IMP levou em consideração as incertezas de medição e erros de cada elemento que compõe a malha de medição de gás natural. Esses dados podem ser verificados nos apêndices. E por fim, calculou-se o impacto financeiro da exatidão dos critérios de aceitação baseado no preço de referência para medição fiscal da produção fiscal. Devido às variações de preços do metro cúbico de GN estabelecido pela ANP para campo de produção em terra e mar, utilizou-se o valor médio de R\$0,59/m³ (ANP, 2016). Os resultados obtidos encontram-se apresentados no capítulo VII.

CAPÍTULO VII – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Visando responder os objetivos propostos para este trabalho foram compilados todos os dados da estação de medição de GN e, a partir destes, verificou-se os efeitos dos acréscimos de valores dentro dos critérios de aceitação de calibração das grandezas estudadas sobre a vazão do gás natural apresentados na Tabela 14, bem como os erros inerentes a estes efeitos, e consequentemente, o impacto financeiro gerado.

Tabela 14 - Dados simulados dos erros da vazão e desvios financeiros

Exp	DP (kPa)	PE (kPa)	T (°C)	D (mm)	d (mm)	Vazão Simulada (m³/dia)	Vazão de Referência (m³/dia)	Desvios da Vazão (m³/dia)	IMP [95%] (%)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
1	58,1990	1945,2031	27,5768	78,238	31,159	70.899,89	71.222,74	-322,85	0,6	-190,48
2	58,7839	1945,2031	27,5768	78,238	31,159	71.255,27	71.222,74	32,53	0,6	19,19
3	58,1990	1964,7529	27,5768	78,238	31,159	71.237,98	71.222,74	15,24	0,6	8,99
4	58,7839	1964,7529	27,5768	78,238	31,159	71.595,06	71.222,74	372,32	0,6	219,67
5	58,1990	1945,2031	28,5768	78,238	31,159	70.782,31	71.222,74	-440,43	0,6	-259,85
6	58,7839	1945,2031	28,5768	78,238	31,159	71.137,09	71.222,74	-85,65	0,6	-50,53
7	58,1990	1964,7529	28,5768	78,238	31,159	71.119,83	71.222,74	-102,91	0,6	-60,71
8	58,7839	1964,7529	28,5768	78,238	31,159	71.476,32	71.222,74	253,58	0,6	149,61
9	58,1990	1945,2031	27,5768	78,638	31,159	70.881,42	71.222,74	-341,32	0,6	-201,38
10	58,7839	1945,2031	27,5768	78,638	31,159	71.236,71	71.222,74	13,97	0,6	8,24
11	58,1990	1964,7529	27,5768	78,638	31,159	71.219,43	71.222,74	-3,31	0,6	-1,95
12	58,7839	1964,7529	27,5768	78,638	31,159	71.576,41	71.222,74	353,67	0,6	208,67
13	58,1990	1945,2031	28,5768	78,638	31,159	70.763,87	71.222,74	-458,87	0,6	-270,73
14	58,7839	1945,2031	28,5768	78,638	31,159	71.118,57	71.222,74	-104,17	0,6	-61,46
15	58,1990	1964,7529	28,5768	78,638	31,159	71.101,31	71.222,74	-121,43	0,6	-71,64
16	58,7839	1964,7529	28,5768	78,638	31,159	71.457,72	71.222,74	234,98	0,6	138,64
17	58,1990	1945,2031	27,5768	78,238	31,189	71.040,01	71.222,74	-182,73	0,6	-107,81
18	58,7839	1945,2031	27,5768	78,238	31,189	71.396,08	71.222,74	173,34	0,6	102,27
19	58,1990	1964,7529	27,5768	78,238	31,189	71.378,76	71.222,74	156,02	0,6	92,05
20	58,7839	1964,7529	27,5768	78,238	31,189	71.736,54	71.222,74	513,80	0,6	303,14
21	58,1990	1945,2031	28,5768	78,238	31,189	70.922,18	71.222,74	-300,56	0,6	-177,33
22	58,7839	1945,2031	28,5768	78,238	31,189	71.277,67	71.222,74	54,93	0,6	32,41
23	58,1990	1964,7529	28,5768	78,238	31,189	71.260,38	71.222,74	37,64	0,6	22,21
24	58,7839	1964,7529	28,5768	78,238	31,189	71.617,56	71.222,74	394,82	0,6	232,94
25	58,1990	1945,2031	27,5768	78,638	31,189	71.021,42	71.222,74	-201,32	0,6	-118,78
26	58,7839	1945,2031	27,5768	78,638	31,189	71.377,41	71.222,74	154,67	0,6	91,25
27	58,1990	1964,7529	27,5768	78,638	31,189	71.360,09	71.222,74	137,35	0,6	81,04
28	58,7839	1964,7529	27,5768	78,638	31,189	71.717,78	71.222,74	495,04	0,6	291,22
29	58,1990	1945,2031	28,5768	78,638	31,189	70.903,63	71.222,74	-319,11	0,6	-189,13
30	58,7839	1945,2031	28,5768	78,638	31,189	71.259,03	71.222,74	36,29	0,6	20,56
31	58,1990	1964,7529	28,5768	78,638	31,189	71.241,74	71.222,74	19,00	0,6	10,35
32	58,7839	1964,7529	28,5768	78,638	31,189	71.598,84	71.222,74	376,10	0,6	221,04

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

7.1 IMPACTO FINANCEIRO NA DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES

Após simular todas as possibilidades de combinações dos limites máximos e mínimos dos critérios de aceitação, observou-se um comportamento variado da vazão em relação à vazão de operação (71.222,74 m³/dia). Para discussão dos resultados foram considerados os dados da Tabela 15 obtidos após tratamento estatístico, cuja distribuição dos dados se comportou como uma curva normal. Para confirmação da distribuição dos dados foi realizado teste de normalidade, Kolmogorov – Smirnov. As estatísticas geradas para os dados simulados incluem os valores de média, desvios padrão e teste de normalidade. Assim, o valor da média foi de 71.249,01 ± 533,67 m³/dia, ou seja, o valor calculado está no intervalo de 70.715,34 a 71.782,68 m³/dia. Para o cálculo do impacto financeiro, utilizou-se a faixa entre os limites superior e inferior que são dois desvios padrão para mais ou para menos em torno da média que caracteriza que o valor verdadeiro ou o mais provável da vazão tenha a probabilidade estatística definida em 95,45% de estar dentro desta faixa.

Tabela 15 - Estatística dos dados

Vazão de Referência m ³ /dia	Vazão Média m ³ /dia	Limite Inferior m ³ /dia	Limite Superior m ³ /dia
71.222,74	71.249,01	70.715,34	71.782,68

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

A partir dos dados tratados na Tabela 15, pode-se quantificar a influência dos critérios de aceitação no resultado da vazão de GN e o impacto financeiro. Discute-se, a seguir, com base na Equação 15, a avaliação do erro global da EMED causado pela variação de erros dos instrumentos de medição que compõem a medição por placa de orifício na medição fiscal dentro do critério de aceitação.

$$\text{Erro da EMED} = (\text{desvio da vazão} / \text{vazão de operação}) * 100 \quad (15)$$

A partir da Equação 15 estimou-se a faixa de erro da EMED de 0,71% a 0,79% apresentados na Tabela 15, ou seja, se o transmissor de pressão diferencial, transmissor de pressão estática, transmissor de temperatura, diâmetro da placa e diâmetro do tubo variarem suas medições dentro dos seus respectivos critérios de aceitação da calibração estabelecidos por normas e regulamentos técnicos, poderá haver variações em relação à vazão de operação entre 0,71% a 0,79%. Portanto, a vazão efetiva de operação deve estar compreendida entre 70.715,34 e 71.782,68 m³/dia.

Após obter a faixa de erros da EMED, e a fim de demonstrar o impacto financeiro dos critérios de aceitação das variáveis estudadas na medição fiscal de gás natural, realizou-se o levantamento da produção do GN para fins fiscais (terra e mar). Em vista disso, a produção utilizada como referência para fins fiscais (produção para apuração dos royalties) foi o volume de 2.229.071.564,78 m³/mês que culminou no total de royalties de R\$1.081.584.106,51, conforme a Tabela 16. Os royalties foram calculados com base na produção do mês de julho de 2016 e na alíquota determinada na Lei 9.478/1997.

Tabela 16 - Produção de petróleo e GN em terra e mar para fins fiscais

Produção dos Campos terra e mar (m ³ /mês)			Royalties (R\$)	
Petróleo	Gás Natural	5%	> 5%	Total
12.731.704,64	2.229.071.564,78	546.948.520,87	534.635.585,64	1.081.584.106,51

Fonte: Adaptado ANP (2016).

Por consequência, cumpre salientar que a extrapolação dos erros encontrados para os medidores utilizados na produção e distribuição do GN de cada estação de medição na produção e distribuição de GN foi realizada considerando somente a variação de erros até o limite dos critérios de aceitação. Entretanto, não foram considerados nenhuma interferência em relação às condições específicas das medições, sobretudo, da composição do gás que é um fator relevante na exatidão do volume mensurado.

Para Aniceto et al. (2008), desvios da vazão por conta dos critérios de aceitação regulamentados para sistema de medição de GN para placa de orifício são bastante comuns em estações de medições fiscais distribuídas pelo Brasil.

Assim, para calcular o impacto financeiro na receita (IF) dos erros de medição dentro dos critérios de aceitação dos elementos que compõem o sistema de medição por placa de orifício, a estimativa deste sobre a arrecadação dos royalties calculada através da Equação 16:

$$IF(R\$) = \text{Erro} * \text{produção de GN (m}^3\text{)} * \text{preço do GN (R\$)} \quad (16)$$

De acordo com a Equação 16, calculou-se o impacto financeiro utilizando a faixa de erros da EMED (0,71 a 0,79%). De acordo com a Tabela 17, a faixa do impacto financeiro respectivamente estimado 9.369.249,50 R\$ / mês - 10.339.406,89 R\$ / mês.

Tabela 17 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza de medição

Erro do medidor (%)	Produção de GN (m ³)/mês	Preço do gás (R\$)/m ³	Impacto Financeiro na receita (R\$)/mês
0,71 a 0,79	2.229.071.564,78	0,59	9.369.249,50 - 10.339.406,89

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Ainda analisando os dados da Tabela 17, confirma-se que há impactos financeiros consideráveis oriundos da utilização dos critérios de aceitação da calibração dos instrumentos que compõem os sistemas de medição de gás utilizando o medidor por placa de orifício. Os valores estimados podem interferir na receita para mais ou para menos. Isto posto, as empresas produtoras de GN podem estar deixando de arrecadar o montante entre R\$ 9.369.249,50 R\$ / mês - 10.339.406,89 R\$ / mês. Considerando a alíquota média para cálculo dos royalties em torno de 9,3%, o governo poderá estar deixando de computar e distribuir entre Estados, Municípios, Ministérios e fundo especial valores entre R\$871.340,20 e R\$961.564,84 / mês. No entanto, o cálculo acumulado em 12 meses desse valor é estimado em R\$10.486.082,54 e 11.538.778,09.

É importante salientar que estes resultados são para produção referente ao mês de Julho e Crédito do mês de setembro de 2016, último boletim emitido no sítio da ANP. Conforme apresentado no capítulo I, a produção de GN cresce a cada ano, portanto, o impacto financeiro oriundo dos critérios estudados tende a aumentar da mesma forma. Diante dos resultados encontrados, está evidente que o objetivo do trabalho foi alcançado.

Os dados apresentados corroboram aqueles de Marcheti (2009), que o recolhimento dos royalties é calculado em função dos volumes produzidos, e por esta razão as medições devem ter confiabilidade de forma a permitir a correta arrecadação dos impostos previstos em lei. Portanto, este trabalho tem a premissa de contribuir ainda mais para aumentar a exatidão dessas medições.

De acordo com Marcheti (2009), praticamente 100% das unidades de produção marítima da E&P da Petrobrás utilizam placa de orifício como medidor, o que mostra a importância de analisar os critérios de aceitação dos instrumentos que compõem a malha e contribuir ainda mais com a melhoria deste processo de medição que tem relativamente um custo menor frente a outros medidores de gás e possui tecnologia já consolidada.

Para avaliar o impacto financeiro considerando o desvio máximo da vazão na Tabela 13, experimento nº 20, encontra-se o valor de vazão de 71.736,54 m³/dia ± 430,42 m³/dia para um intervalo de confiança 95,45%, com $k = 2$. A incerteza expandida associada ao volume

produzido (430,42 m³/dia) de gás representa 0,6% do volume total produzido por dia, sendo este, portanto, o valor que mais se afastou da vazão de operação, cujo desvio máximo encontrado foi de 513,80 m³/dia.

O cálculo do erro total da EMED considerando o desvio máximo em relação à vazão de operação e sua incerteza de medição, ou seja, o pior caso encontrado em relação à vazão de referência da estação de medição estudada, foi realizado conforme a Equação 15. Logo, estimou-se o erro da EMED de $\pm 1,3\%$ já incluindo a incerteza de medição de 0,6%. Embora o desvio máximo da vazão sem incerteza de medição esteja enquadrado dentro da curva normal na faixa entre dois desvios padrão, utilizar-se-á este valor para avaliar o impacto financeiro considerando a incerteza de medição de 0,6% e a incerteza de medição de 1,5% estabelecida pelo RTM (2013). O propósito aqui é avaliar o impacto financeiro precedente das incertezas de medição.

De acordo com a Equação 16, calculou-se o impacto financeiro utilizando o erro da EMED (0,7%) mais a incerteza de medição do processo de medição (0,6%). De acordo com a Tabela 18, a estimativa do impacto financeiro gerado na receita foi de 17.096.978,90 R\$/mês. Assim, considerando a alíquota média para cálculo dos royalties em torno de 9,3%, há uma possível evasão de R\$1.838.384,52 / mês em função de erros na medição nas receitas de todos os entes afetados pelos royalties. Entretanto, no acumulado em 12 meses estima-se um valor de R\$22.060.617,94.

Tabela 18 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza de medição

Erro do medidor (%) + Incerteza de medição (%)	Produção de GN (m ³)/mês	Preço do gás (R\$)	Impacto Financeiro na receita (R\$)/mês
1,3	2.229.071.564,78	0,59	17.096.978,90

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Já na Tabela 19, também com base na Equação 16, calculou-se o impacto financeiro considerando o erro encontrado no medidor (0,7%) mais a incerteza de medição estabelecida pela ANP de 1,5%. Nesse contexto, o desvio financeiro totalizado foi de 28.933.348,41 R\$/mês, impacto financeiro muito mais significativo considerando os critérios normativos.

Tabela 19 - Impacto financeiro do erro do medidor e a incerteza estabelecida pela ANP

Erro do medidor (%) + Incerteza de medição (%)	Produção de GN (m ³)/mês	Preço do gás (R\$)	Impacto Financeiro na Receita (R\$)/mês
2,2	2.229.071.564,78	0,59	28.933.348,41

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Analisando os dados da Tabela 19, constata-se que o impacto financeiro utilizando a incerteza de medição definida pela ANP gerou maior impacto, obviamente, que a incerteza de

processo. Este resultado, R\$28.933.348,41 por mês, pode interferir na receita das empresas produtoras de GN. Considerando a alíquota média para cálculo dos royalties, em torno de 9,3%, o governo poderá estar deixando de computar R\$2.690.801,40 / mês. No acumulado em 12 meses estima-se um valor de R\$32.289.616,83.

Face ao exposto, verifica-se que é possível atingir incertezas de medição abaixo do estabelecido pelo RTM (2013), principalmente em medidores considerados de baixa vazão. A diferença entre os impactos financeiros, comparando o cálculo com as incertezas de medição encontrada no processo e a incerteza de medição estabelecida pelo RTM (2013) está na ordem de R\$11.836.370,12 por mês. Assim, com o objetivo de estreitar ainda mais o rigor das medições de GN com este método, recomenda-se estabelecer faixas de incertezas de medição de acordo com faixas de vazão mensurada e não uma incerteza de medição única como determinado atualmente.

7.2 IMPACTO FINANCEIRO NA ARRECADAÇÃO DO ICMS

Como já ressaltado no capítulo IV, a arrecadação é decorrente da produção do GN, que, por sua vez, compensa financeiramente a União, Estados e Municípios com a devida distribuição dos royalties, pela exploração da terra que, sendo este repasse financeiro fiscalizado pela ANP. No caso da Bahia, esta atribuição é da AGERBA, por força da lei estadual 7.317/98. Além dos royalties e participações especiais oriundas da produção do gás natural, na etapa de distribuição incidem PIS, COFINS e ICMS. De acordo com a Resolução AGERBA nº 22 de agosto de 2016, sobre o preço do gás incidem as alíquotas para o PIS é 1,65%, COFINS 7,6% e ICMS 12%, sendo este último o imposto mais relevante para os Estados. Portanto, é sobre este imposto que será analisado o impacto financeiro na arrecadação fiscal realizada pelo Governo Estadual. Para simplificação desta análise, foi calculado o impacto financeiro na arrecadação do ICMS sobre a distribuição do GN no Estado da Bahia, cuja concessionária é a Bahiagás. A demanda da Bahiagás no mês de agosto de 2016, segundo MME (2016), apontou 3,16 milhões de m³/dia e, conseqüentemente, 94,6 milhões de m³/mês. Como o preço do GN é vendido por segmento econômico e por faixa de consumo, estabeleceu-se a média para o cálculo financeiro. Assim, o cálculo do impacto financeiro na receita (IF_{ICMS}) dos erros de medição dentro dos critérios de aceitação dos elementos que compõem o sistema de medição por placa de orifício na arrecadação fiscal do ICMS, foi estimado conforme a Equação 17.

$$IF_{ICMS}(R\$) = \text{erro da EMED} * \text{GN distribuído}(m^3) * \text{preço do GN}(R\$) * \text{alíquota do ICMS} \quad (17)$$

De posse dos dados da Tabela 20, observa-se um impacto financeiro por mês na faixa de R\$83.017,18 a R\$92.371,22 na arrecadação fiscal do ICMS no Estado da Bahia. No entanto, este desvio financeiro pode não estar sendo contabilizado pelo Governo Estadual. No acumulado em 12 meses, estima-se um valor de R\$996.206,11 a 1.108.454,64.

Tabela 20 - Impacto financeiro da arrecadação fiscal do ICMS

Erro do Medidor (%)	Volume de gás natural (milhões de m ³ /mês)	Preço médio do gás natural (R\$)	Alíquota do ICMS (%)	Impacto Financeiro na Receita (R\$/mês)
0,71 – 0,79	94,6	1,03	12	83.017,18 - 92.371,22

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Além dos impactos financeiros tratados anteriormente, existe o desvio da vazão na comercialização entre o distribuidor e o cliente. A rigor, a redução de incerteza de medição pode representar menores riscos e menores impactos financeiros para quem está comprando ou vendendo o GN. Entretanto, desvios da vazão em estações de medição de GN podem-se pagar mais caro pela quantidade recebida (GRILLO, 2014).

A seguir são analisadas as variáveis, pressão diferencial, pressão estática, temperatura, diâmetro do tubo e diâmetro da placa nos impactos financeiros.

7.3 SIMULAÇÃO 1 (PRESSÃO DIFERENCIAL X VAZÃO)

As simulações apresentadas na Tabela 21 foram realizadas variando-se, em incrementos de 0,1% em 0,1%, até o limite de 1,0% positivos e incrementos de 0,1% em 0,1% até 1% negativos em relação ao valor de pressão de operação 58,49141 kPa. A faixa analisada foi estabelecida de modo que pudesse verificar o comportamento dos desvios em função das variações dos critérios de aceitação, portanto fixando o limite máximo em duas vezes critério de 0,5%. Foram realizados 20 experimentos para determinar os desvios médios absolutos da vazão nas condições de base e os desvios financeiros oriundos destas simulações. A incerteza de medição encontrada foi de 0,6%, calculada conforme a Equação 18.

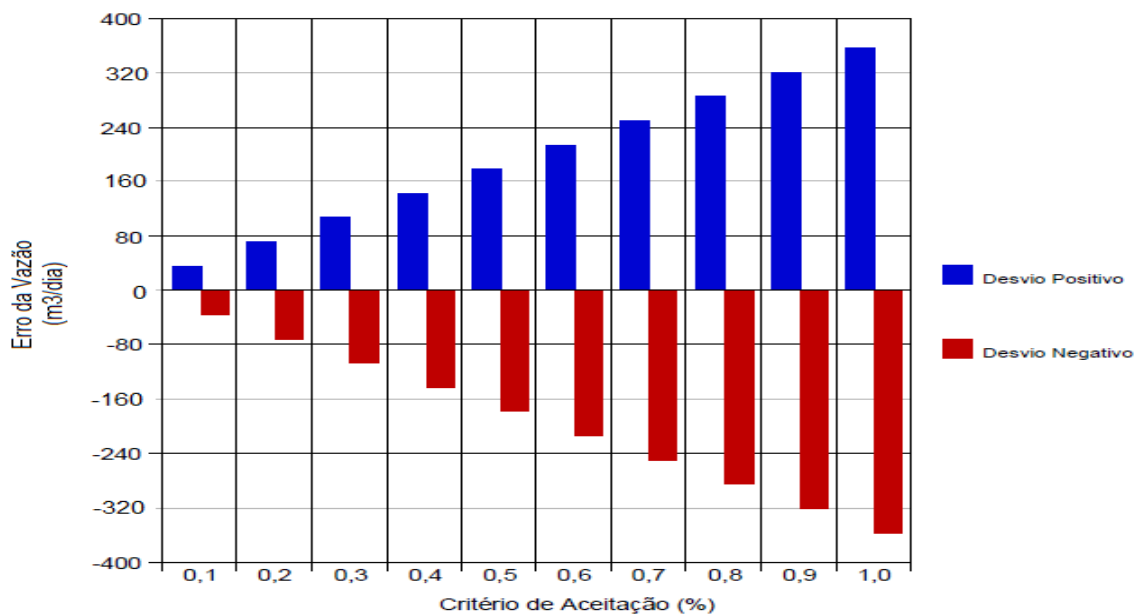
Tabela 21 - Resultado dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados com a variável pressão diferencial

Critério de Aceitação (%)	PD - (kPa)	PD + (kPa)	Desvios médios absolutos na vazão (m ³ /dia)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
± 0,1	58,4329	58,5499	35,62	R\$ 21,02
± 0,2	58,3744	58,6084	71,24	R\$ 42,03
± 0,3	58,3159	58,6669	106,70	R\$ 62,95
± 0,4	58,2574	58,7254	142,47	R\$ 84,06
± 0,5	58,1990	58,7839	178,86	R\$ 105,56
± 0,6	58,1405	58,8424	213,58	R\$ 126,01
± 0,7	58,0820	58,9008	249,26	R\$ 147,06
± 0,8	58,0235	58,9593	284,88	R\$ 168,08
± 0,9	57,9650	59,0178	320,50	R\$ 189,09
± 1,0	57,9065	59,0763	356,12	R\$ 210,11

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

No Figura 32 são mostrados os resultados das simulações realizadas para erros no transmissor de pressão diferencial. Analisando-se os erros na faixa de $\pm 0,5\%$ ($\pm 0,292$ kPa) como critério de aceitação, pode-se verificar um desvio médio absoluto da vazão de $178,86\text{m}^3/\text{dia}$.

Figura 32 - Gráfico dos desvios das vazões simuladas com a variável pressão diferencial

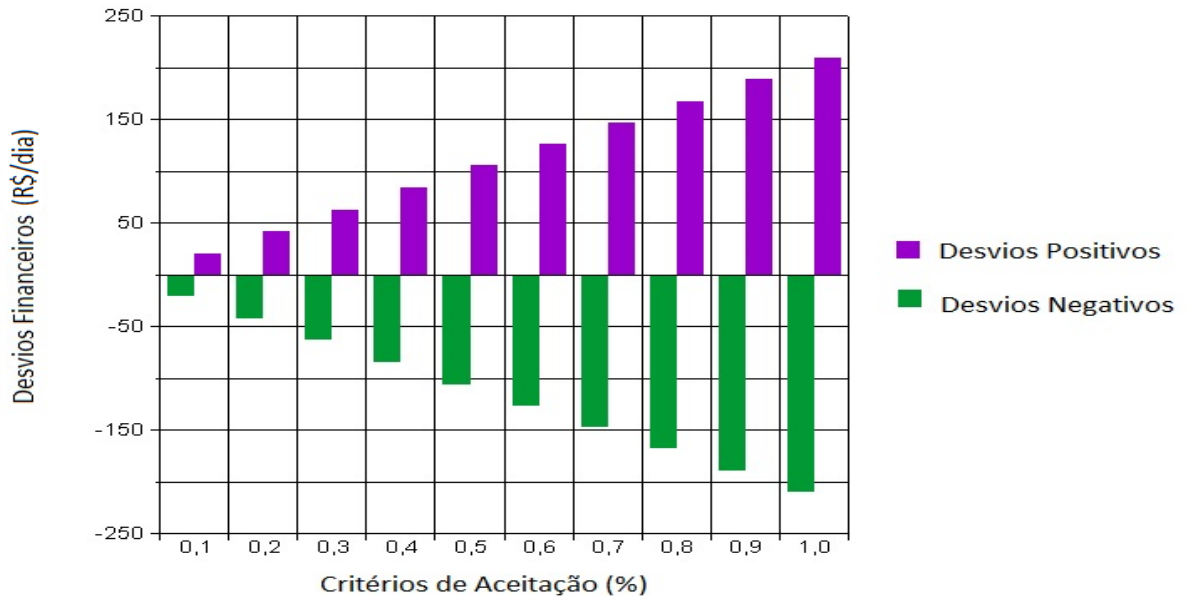


Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Na Figura 33, no entanto, são ilustradas estimativas dos desvios financeiros em função dos incrementos de 0,1% em 0,1%. Para a faixa estudada, $\pm 0,5\%$, o desvio financeiro correspondente estimado é $105,56$ R\$/dia calculada de acordo com a Equação 13. Este valor representa $34,93\%$ do desvio máximo encontrado na Tabela 12 total (R\$ $303,14/\text{dia}$). No

entanto, fazendo uma estimativa do impacto financeiro na receita do governo, a variável em questão perfaz um montante sobre a receita de R\$ 5.971.794,73.

Figura 33 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável pressão diferencial



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Como já mencionado, o transmissor de pressão diferencial apresentou um desvio financeiro de 34,9% na receita, sendo a variável mais crítica deste sistema de medição por apresentar a maior contribuição ao erro total da EMED. Dessa forma, é necessário chamar a atenção dos profissionais envolvidos com a atividade no sentido de dar mais rigor ao controle metrológico desta grandeza, sobretudo na análise crítica dos certificados de calibração. Outra evidência que a pressão diferencial é a mais crítica neste processo é a periodicidade de calibração determinada pelo RTM (2013) de três meses para transmissores de pressão e 12 meses para placa.

No trabalho realizado por Lopes (2009) foi identificado o diâmetro da placa de orifício como a variável mais impactante na determinação da vazão. Após análises realizadas, no intuito de verificar o ponto de discordância, verificou-se que a metodologia utilizada por Lopes (2009) diverge da metodologia utilizada neste trabalho. A metodologia utilizada por Lopes (2009) para encontrar a influência de cada variável foi efetuada em porcentagem em relação à vazão de referência, ou seja, a variação dada foi de 10% em todas as grandezas. Nas simulações deste trabalho utilizou-se os incrementos nas unidades referentes a cada grandeza e não em percentual. De fato, se a variação for em percentuais iguais para todas as variáveis

estudadas, o diâmetro da placa realmente é o mais impactante na vazão. Contudo, variação dada por Lopes (2009) ao diâmetro interno não está coerente, haja vista que uma variação de 10% está fora dos limites especificados por norma técnica.

7.4 SIMULAÇÃO 2 (PRESSÃO ESTÁTICA X VAZÃO)

Assim como as simulações apresentadas para a variável pressão diferencial, foram realizadas simulações variando-se incrementos de 0,1% em 0,1% até o limite de 1,0% positivos e incrementos de 0,1% em 0,1% até 1% negativos em relação ao valor de pressão estática de operação 1954,978 kPa (referência), conforme a Tabela 22. A faixa analisada foi estabelecida de modo que pudesse verificar o comportamento dos desvios em função das variações dos critérios de aceitação, portanto fixando o limite máximo em duas vezes critério de 0,5%. Foram realizados 20 experimentos para determinar os desvios médios absolutos da vazão nas condições de base e os desvios financeiros oriundo destas simulações.

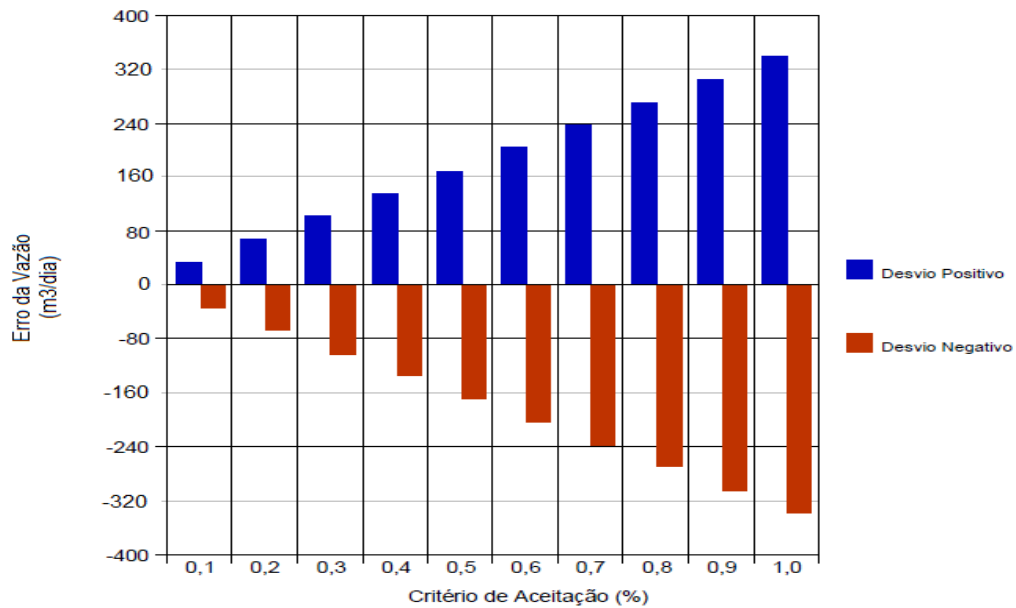
Tabela 22 - Resultado dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados na variável pressão estática

Critério de Aceitação (%)	PE - (kPa)	PE + (kPa)	Desvios médios absolutos na vazão (m³/dia)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
± 0,1	1953,0230	1956,9330	33,88	R\$ 19,99
± 0,2	1951,0680	1958,8880	67,75	R\$ 39,97
± 0,3	1949,1131	1960,8429	101,60	R\$ 59,94
± 0,4	1947,1581	1962,7979	135,43	R\$ 79,90
± 0,5	1945,2031	1964,7529	169,85	R\$ 100,21
± 0,6	1943,2481	1966,7079	203,05	R\$ 119,80
± 0,7	1941,2932	1968,6628	236,84	R\$ 139,74
± 0,8	1939,3382	1970,6178	270,61	R\$ 159,66
± 0,9	1937,3832	1972,5728	304,36	R\$ 179,57
± 1,0	1935,4282	1974,5278	338,10	R\$ 199,48

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Na Figura 34 são mostrados os resultados das simulações realizada no transmissor de pressão estática. Analisando erros na faixa de $\pm 0,5\%$ ($\pm 9,77489\text{kPa}$) como critério de aceitação para transmissores de pressão estática, pode-se verificar um desvio médio absoluto de $169,85\text{m}^3/\text{dia}$ e incerteza de medição de 0,6% calculada de acordo com a Equação 12.

Figura 34 - Gráfico dos desvios das vazões simuladas na variável pressão estática

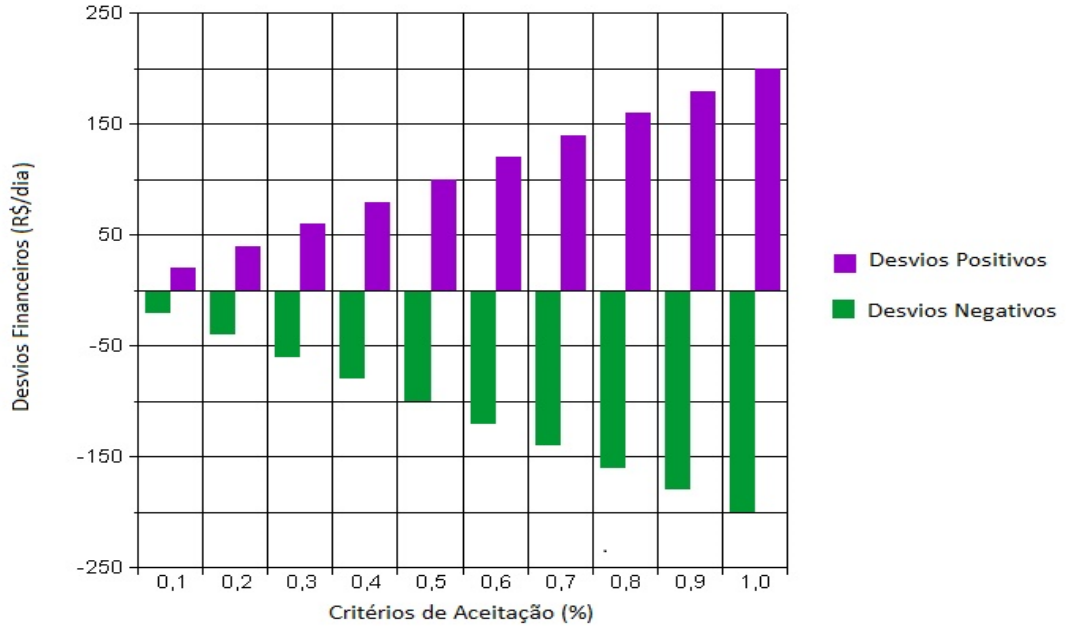


Fonte: Elaboração própria

Na Figura 35, são ilustradas estimativas dos desvios financeiros em função dos incrementos de 0,1% em 0,1%. Para a faixa de $\pm 0,5\%$ do critério de aceitação da calibração que corresponde a 100,21 R\$/dia. Esta variável representa uma influência de 33,17% do total. Diante do resultado, estima-se o impacto financeiro somente da variável pressão estática na receita do governo, um montante de R\$ 5.671.067,90 por mês.

Assim como nesta pesquisa, Lopes (2009) descreve que a pressão estática, após a pressão diferencial, é a variável que mais influencia na vazão volumétrica. Na simulação feita pelo autor, variando 10% da pressão estática em relação à pressão de referência resultou na variação de vazão em 4,09%, se confirmando como outra variável crítica. As mesmas recomendações para pressão diferencial são aplicadas para a pressão estática.

Figura 35 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável pressão estática



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

7.5 SIMULAÇÃO 3 (TEMPERATURA X VAZÃO)

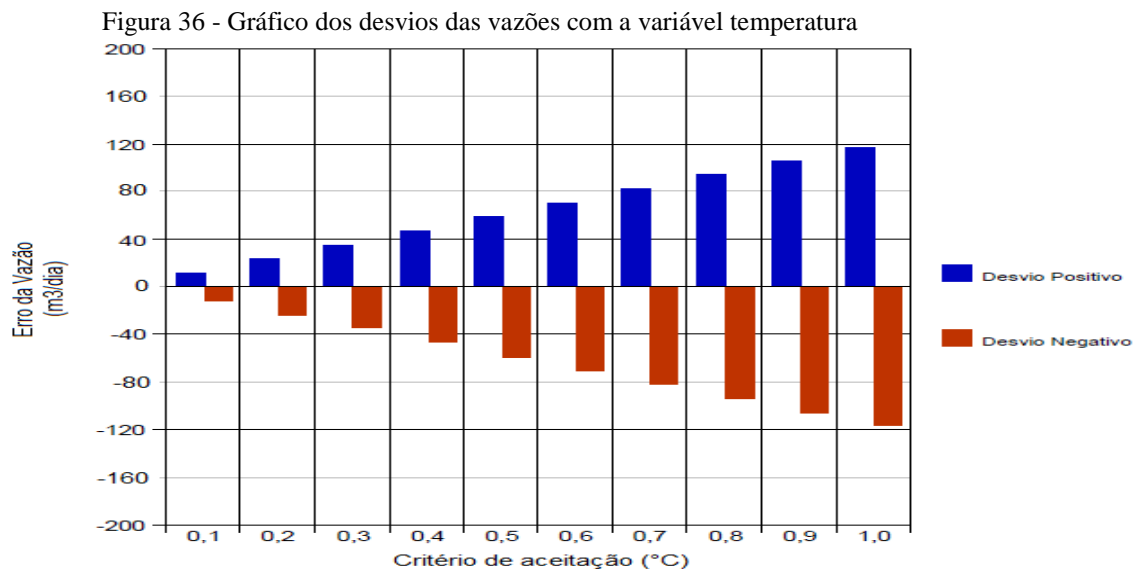
Na Tabela 23 estão apresentados os resultados das medições variando-se incrementos de $0,1^{\circ}\text{C}$ em $0,1^{\circ}\text{C}$ até o limite de $1,0^{\circ}\text{C}$ positivos e incrementos de $0,1^{\circ}$ em $0,1^{\circ}$ até $1,0^{\circ}$ negativos em relação ao valor da temperatura de operação $28,07681\text{ kPa}$ (referência). Entretanto, a faixa estudada foi estabelecida de modo que pudesse verificar o comportamento dos desvios em função das variações dos critérios de aceitação, portanto fixando o limite máximo em duas vezes critério de $0,5^{\circ}\text{C}$. Foram realizados 20 experimentos para determinar os desvios médios absolutos da vazão nas condições de base e os desvios financeiros oriundos destas simulações dentro dos limites normativos ($\pm 0,5^{\circ}\text{C}$).

Tabela 23 - Resultados dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados na variável temperatura

Critério de Aceitação (°C)	T - (°C)	T + (°C)	Desvios médios absolutos na vazão (m ³ /dia)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
± 0,1	27,9768	28,1768	11,82	R\$ 6,97
± 0,2	27,8768	28,2768	23,63	R\$ 13,94
± 0,3	27,7768	28,3768	35,44	R\$ 20,91
± 0,4	27,6768	28,4768	47,24	R\$ 27,87
± 0,5	27,5768	28,5768	59,63	R\$ 35,19
± 0,6	27,4768	28,6768	70,83	R\$ 41,79
± 0,7	27,3768	28,7768	82,61	R\$ 48,74
± 0,8	27,2768	28,8768	94,39	R\$ 55,69
± 0,9	27,1768	28,9768	106,16	R\$ 62,63
± 1,0	27,0768	29,0768	117,93	R\$ 69,58

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Na Figura 36 são mostrados os resultados das simulações realizadas no transmissor de temperatura. Analisando erros na faixa de $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ como critério de aceitação, verificou-se um erro médio absoluto de $59,63 \text{ m}^3/\text{dia}$, cuja incerteza de medição de 0,6% calculada de acordo com a Equação 13.

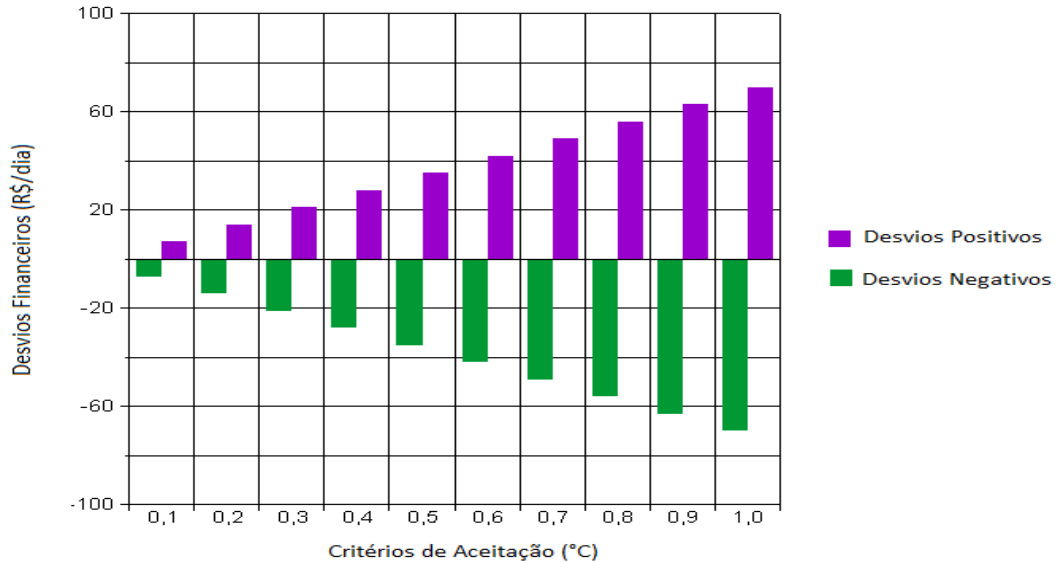


Na Figura 37 estão ilustradas estimativas dos desvios financeiros em função dos incrementos de $0,1^{\circ}\text{C}$ em $0,1^{\circ}\text{C}$. Para a faixa estudada, $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$, estes desvios correspondem a $35,19 \text{ R}\$/\text{dia}$ representando 11,65% do desvio financeiro total ($\text{R}\$ 303,21$) encontrado na Tabela 13. Diante do resultado, estima-se o

impacto financeiro somente da variável temperatura na receita do governo de R\$ 1.991.798,04 por mês.

Lopes (2009) concorda que entre as três variáveis de processo estudadas neste trabalho, a temperatura é a que menos interfere na totalização da vazão do gás natural. Porém, entre as grandezas estudadas pressão diferencial, pressão estática, diâmetro da placa e diâmetro do tubo, ela é quarta, depois do diâmetro da placa.

Figura 37 - Gráfico dos desvios financeiros simulados com a variável temperatura



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

7.6 SIMULAÇÃO 4 (Diâmetro do Tubo x Vazão)

Na Tabela 24 estão apresentados os resultados das simulações variando incrementos de 0,1 mm em 0,1 mm até o limite de 1,0 mm positivos e incrementos de 0,1 mm em 0,1 mm negativos em relação ao valor do diâmetro de referência 78,43 mm. A distribuição dos pontos foi estabelecida de modo que pudesse verificar o comportamento dos desvios da variável em função das variações dos critérios de aceitação, portanto, fixando o limite máximo em 5 vezes critério de 0,2 mm. Foram realizados 20 experimentos para determinar os desvios médios absolutos da vazão e os desvios financeiros oriundo destas simulações dentro dos limites normativos.

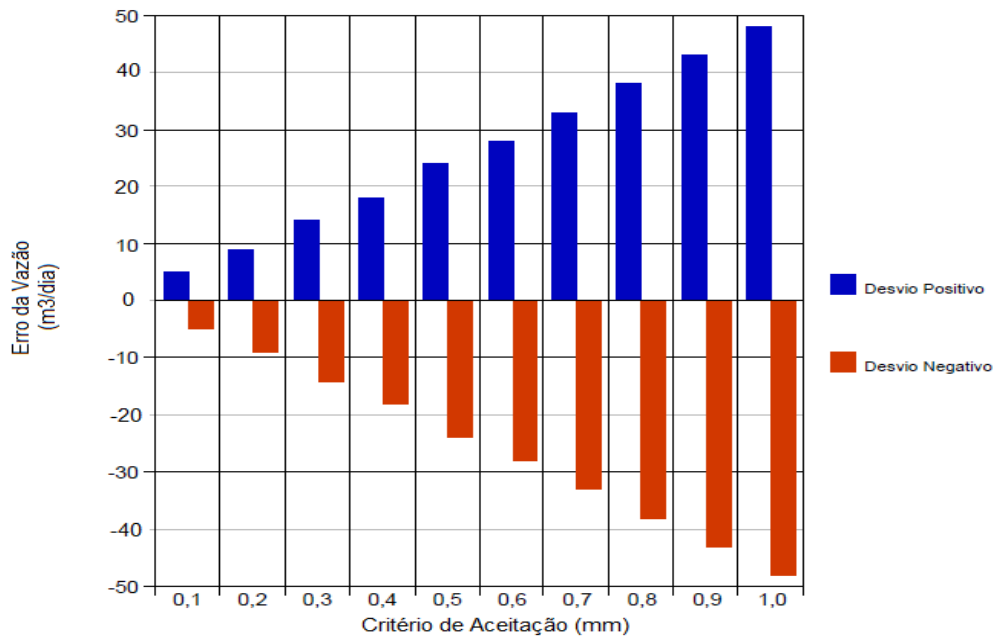
Tabela 24 - Resultados dos desvios das vazões e desvios financeiros simulados no diâmetro do tubo

Critério de Aceitação (mm)	D - (mm)	D + (mm)	Desvios médios absolutos na vazão (m ³ /dia)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
± 0,1	78,33	78,53	4,67	R\$ 2,76
± 0,2	78,23	78,63	9,55	R\$ 5,63
± 0,3	78,13	78,73	14,08	R\$ 8,31
± 0,4	78,03	78,83	18,83	R\$ 11,11
± 0,5	77,93	78,93	23,62	R\$ 13,94
± 0,6	77,83	79,03	28,44	R\$ 16,78
± 0,7	77,73	79,13	33,29	R\$ 19,64
± 0,8	77,63	79,23	38,17	R\$ 22,52
± 0,9	77,53	79,33	43,09	R\$ 25,42
± 1,0	77,43	79,43	48,04	R\$ 28,34

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Na Figura 38 são mostrados os resultados das simulações realizadas para trecho reto. Analisando erros na faixa de $\pm 0,25\%$ ($\pm 0,2$ mm) do diâmetro como critério de aceitação para erro circularidade, pode-se verificar um desvio médio absoluto de $9,55$ m³/dia com incerteza de medição de $0,6\%$.

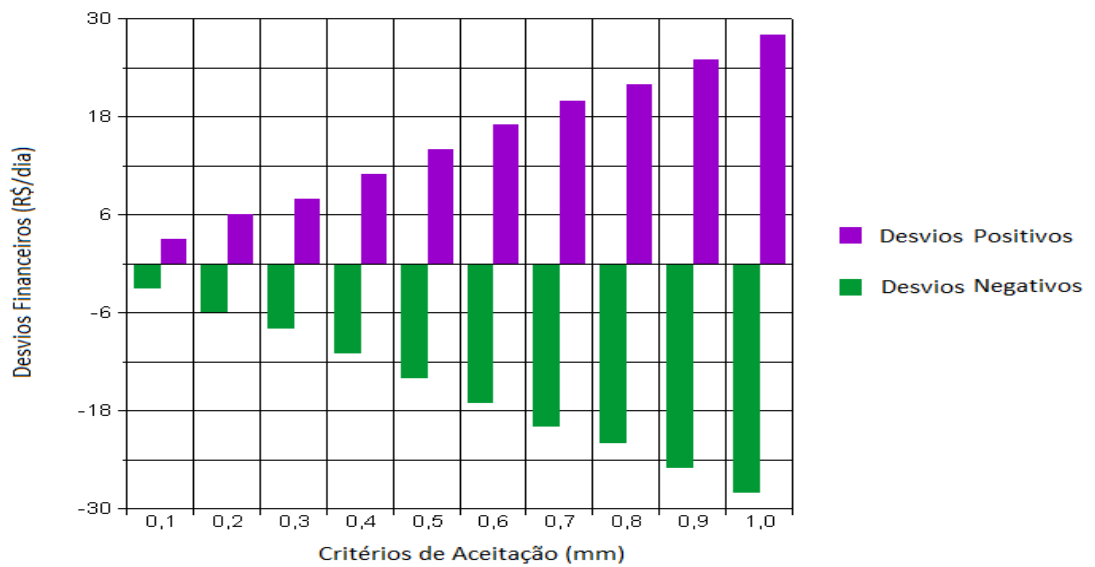
Figura 38 - Gráfico dos desvios das vazões simuladas no diâmetro do tubo



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

A Figura 39 apresenta estimativa dos desvios financeiros em função dos incrementos dos incrementos de 0,1 em 0,1 mm. Para a faixa estudada 0,25% ($\pm 0,2$ mm), o desvio financeiro corresponde a 5,63 R\$/dia representando 1,86% do erro total (R\$ 303,21 por dia) encontrado na Tabela 24. Diante do resultado, estima-se que o impacto financeiro somente dos critérios de aceitação do diâmetro do tubo na receita do governo totaliza um montante de R\$ 318.003,81 por mês. É provável que o RTM (2013) tenha determinado a periodicidade de calibração dos trechos retos de medição em 36 meses por conta da baixa influência na vazão volumétrica do gás natural. No entanto essa periodicidade é a maior entre todos os instrumentos e componentes. Em contrapartida, os transmissores de pressão têm periodicidade de calibração bem menores.

Figura 39 - Gráfico dos desvios financeiros simulados no diâmetro do tubo



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

7.7 SIMULAÇÃO 5 (Diâmetro do Placa x Vazão)

Na Tabela 25 estão apresentados os resultados das simulações variando de 0,005 mm em 0,005 mm até o limite de 0,050 mm positivos e incrementos de 0,005 mm em 0,005 mm negativos em relação ao valor do diâmetro de referência 31,17 mm. A distribuição dos pontos foi estabelecida de modo que pudesse verificar o comportamento dos desvios da variável em função das variações dos critérios de aceitação, portanto, fixando o limite máximo em 5 vezes critério de 0,2 mm. Foram realizados 20 experimentos para determinar os desvios médios absolutos da vazão e os desvios financeiros oriundos destas simulações dentro dos limites normativos.

Tabela 25- Resultados dos desvios das vazões e os desvios financeiros simulados no diâmetro da placa de orifício

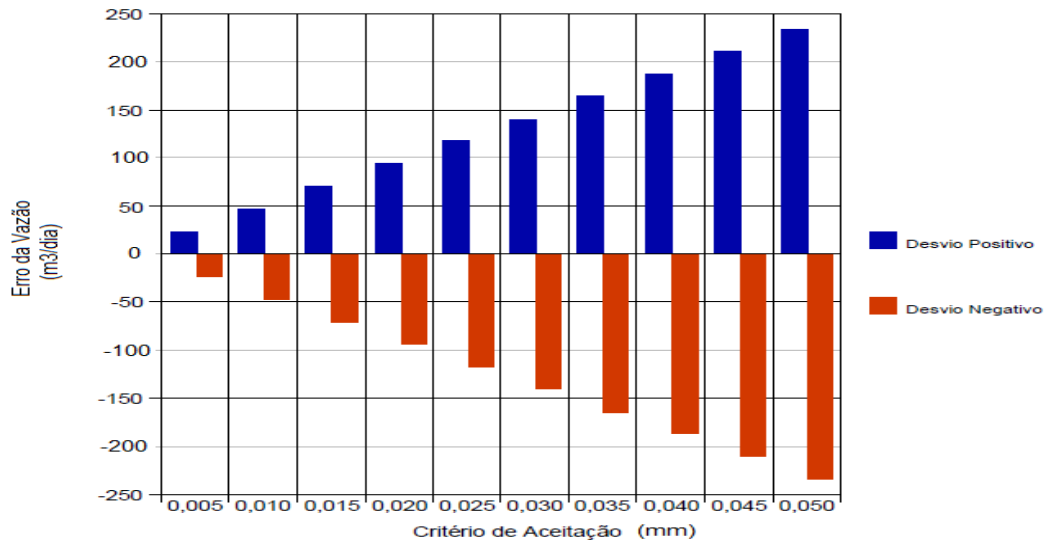
Critério de Aceitação (mm)	d - (mm)	d + (mm)	Desvios absolutos na vazão (m3/dia)	Desvios Financeiros (R\$/dia)
± 0,005	31,165	31,175	23,43	R\$ 13,82
± 0,010	31,160	31,180	46,87	R\$ 27,65
± 0,015	31,155	31,185	70,31	R\$ 41,48
± 0,020	31,150	31,190	94,12	R\$ 55,53
± 0,025	31,145	31,195	117,21	R\$ 69,15
± 0,030	31,140	31,200	140,66	R\$ 82,99
± 0,035	31,135	31,205	164,12	R\$ 96,83
± 0,040	31,130	31,210	187,59	R\$ 110,68
± 0,045	31,125	31,215	211,06	R\$ 124,53

$\pm 0,050$	31,120	31,220	234,53	R\$ 138,37
-------------	--------	--------	--------	------------

Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 40 são mostrados os resultados das simulações realizadas para erros da placa de orifício. Analisando os desvios da vazão na faixa de $\pm 0,020$ mm do diâmetro interno da placa (critério de aceitação para erro circularidade), pode-se estimar o desvio médio absoluto máximo de $94,12 \text{ m}^3/\text{dia}$ e incerteza de medição de 0,6%.

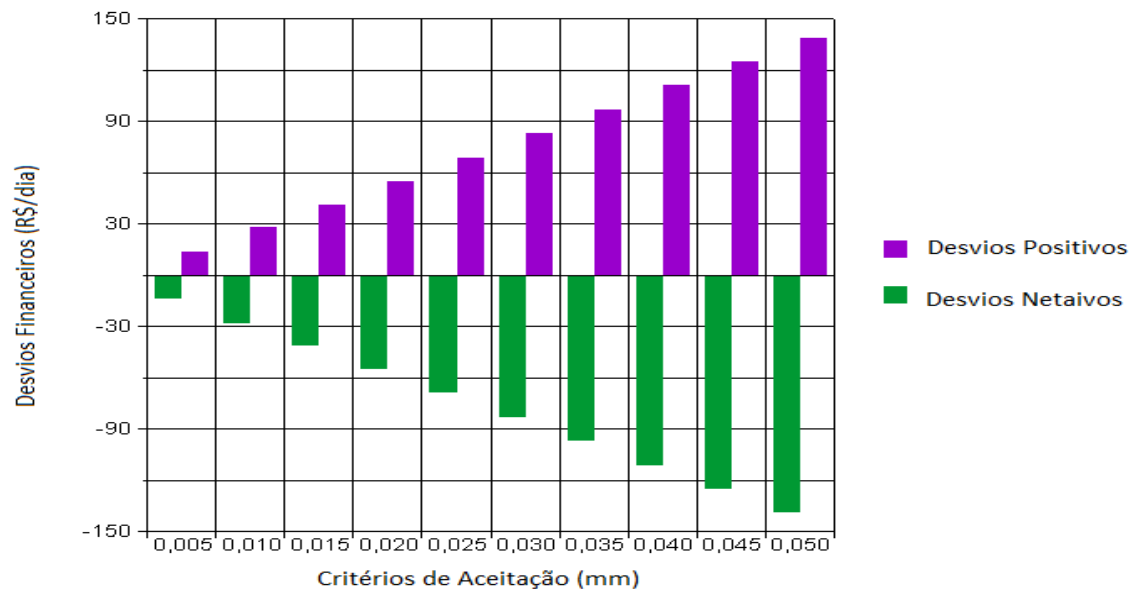
Figura 40 - Gráfico dos desvios das vazões simulados no diâmetro da placa de orifício



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Na Figura 41 são mostrados os resultados dos desvios financeiros simulados dentro dos critérios de aceitação para placa de orifício. Analisando os desvios financeiros na faixa de $\pm 0,0005$ polegada/diâmetro ($\pm 0,02$ mm) do diâmetro como critério de aceitação para erro circularidade, pode-se estimar o desvio financeiro máximo de $55,53 \text{ R\$/dia}$ correspondente a 18,38% ou $3.142.424,72$ por mês.

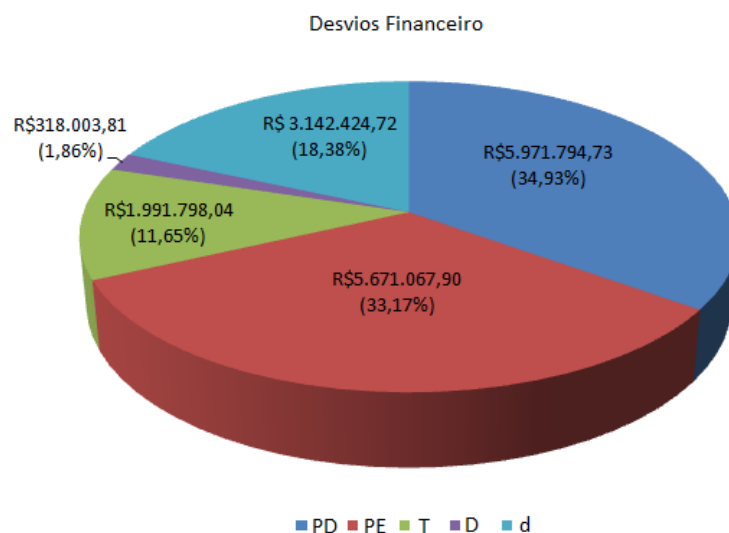
Figura 41 - Gráfico dos desvios financeiros simulados no diâmetro interno da placa de orifício



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Analisando todas as variáveis estudadas, conforme Figura 42, constata-se que cada variável de processo interfere na exatidão da medição, demonstrando, assim a importância de cada uma no processo de medição de gás. Ainda no Gráfico 42 estão sintetizadas todas as variáveis e sua parcela de influência na totalização da vazão de gás natural.

Figura 42 - Gráfico representativo dos desvios financeiros por variável



Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

A variável pressão diferencial e pressão estática representam 68,06% de influência neste processo. A variável temperatura representa impacto financeiro na ordem de

1.991.798,04 R\$/mês menos que 50% do impacto da pressão diferencial. Como já visto, o diâmetro do tubo é o de menor influência neste processo, impactando 1,86%, desprezível em relação às variáveis de pressão. Por último, e não menos importante, o diâmetro da placa com 18,38% com desvio financeiro de 3.142.424 R\$/mês. Entretanto, a variável pressão diferencial, pressão estática e o diâmetro da placa de orifício impactam significativamente em 86,44% do resultado da vazão. Diante dessas informações, verifica-se que todas as variáveis aqui estudadas influenciam de certa forma na receita das empresas produtoras de GN, e consequentemente, na arrecadação dos royalties.

É importante destacar que os desvios financeiros na receita podem e devem ser evitados. Do ponto de vista operacional, os responsáveis pelas estações de medição devem estar atentos aos tratamentos dos dados da calibração, assim como dos componentes que formam o sistema de medição de gás natural, das normas, regulamentos, contratos envolvidos. No sentido de minimizar estes desvios, é imprescindível calibrar os transmissores, placa e tubos em laboratórios de calibração acreditados, como citado no RTM e que possuam menores níveis de incerteza do mercado. Esta informação pode ser visualizada no site do Inmetro.

De acordo com Guerra (2015), conforme a Tabela 26 pode-se observar que o autor resume informações relevantes como classe de exatidão que caracteriza o erro máximo dos transmissores de pressão, transmissores de pressão diferencial e sensores de temperatura. Dentre eles estão os fabricantes Smar, Yokogawa e Rosemount.

Tabela 26 - Características dos instrumentos de medição.

Instrumento de Medição	Fabricante	Modelo	Classe de Exatidão
Transmissores de Pressão Diferencial	Smar	LD302	0,075%
Transmissores de Pressão Diferencial	Rosemount	2051CD	0,075%
Transmissores de Pressão	Smar	LD302	0,075%
Transmissores de Pressão	Rosemount	2051TG	0,065%
Transmissores de Pressão	Yokogawa	EJA530A	0,2%
Transmissor multivariável	Rosemount	3095	0,15%
Sensor de Temperatura	IOPE	HX-13	0,3°C+0,005t*
Sensor de Temperatura	ECIL	CEA	0,3°C+0,005t*

Fonte: Guerra (2015).

Nota: *t é o valor da temperatura medida.

Segundo Guerra (2015), no intuito de dar mais credibilidade à medição de vazão, vários fabricantes vêm desenvolvendo tecnologias embarcadas nos transmissores que permite realizar medições com repetibilidade, exatidão, menos histerese e outras características adequadas ao uso. Na Tabela 26, Guerra (2015), apresenta o transmissor multivariável com exatidão na ordem de 0,15% e transmissor de pressão diferencial e estática com exatidões de 0,075% ambos, bem menores em relação aos critérios de aceitação da calibração.

No que diz respeito às características geométricas da placa de orifício e do tubo, o intensivo desenvolvimento tecnológico permitiu o advento de poderosos centros de usinagem CNC (comando numérico computadorizado), atendendo às exigências de fabricação com tolerâncias mais severas aplicadas aos componentes e peças mecânicas garantindo o elevado desempenho operacional. Paralelamente, as máquinas de medir por coordenadas também avançaram tecnologicamente para medir as tolerâncias mais críticas (SALLES JÚNIOR, 2010). Com todo esse aparato tecnológico, fabricações de placa de orifício e tubos podem ser melhoradas a fim de poder alcançar tolerâncias de fabricação menores que as impostas pelas normas.

Levando em consideração a classe de exatidão dos transmissores da Tabela 19 e partindo do princípio de que centros de usinagem fabriquem componentes mecânicos com tolerâncias mais estreitas, calculou-se o erro do medidor utilizando critérios de aceitação da calibração reduzidos utilizando os critérios de aceitação da pressão diferencial e estática em $\pm 0,1\%$, critérios de aceitação da temperatura como $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$, critérios de aceitação de circularidade (diâmetro interno) da placa de orifício para $\pm 0,005$ mm e circularidade (diâmetro interno) do tubo $\pm 0,1$ mm.

De acordo com as Equações 15 e 16, calculou-se o impacto financeiro somando o erro do medidor para critérios reduzidos (0,2%) e a incerteza de medição (0,6%) conforme Tabela 27.

Tabela 27 - Impacto financeiro dos critérios de aceitação reduzidos.

Erro do medidor (%) + Incerteza de medição (%)	Produção de GN (m ³)/mês	Preço do gás (R\$)	Impacto Financeiro nos royalties (R\$)/mês
0,8	2.229.071.564,78	0,59	10.521.217,79

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Conforme a Tabela 27, com a redução dos critérios e mantendo a mesma incerteza de medição de medição de 0,6% constata-se redução no impacto financeiro de aproximadamente

R\$6.575.761,11 por mês. Isto posto, o estudo sugere que os critérios de aceitação da calibração estabelecidos pelos padrões normativos sejam reavaliados no sentido de dar mais exatidão ao processo de medição com este tipo de medidor, e também para garantir menores desvios financeiros ao processo de medição fiscal. Além disso, é notório que a incerteza de medição de 1,5% tem a maior influência no impacto financeiro encontrado, logo é de suma importância à revisão do RTM (2013) no intuito de reduzir este valor. Outra sugestão é inserir no RTM a classe de exatidão para os instrumentos secundários (transmissores), definir também os valores do fator de abrangência (k) que interferirá na determinação da incerteza expandida.

Outra alternativa para assegurar ainda mais qualidade da medição fiscal de GN seria a substituição do medidor com placa de orifício pelo medidor ultrassônico.

A norma (AGA Report 9 – *Mesasurements of gas by multipath ultrasonic meter*) cita o medidor ultrassônico como o mais próximo do ideal para medição de gás natural, inclusive vários países já vem utilizando este para medição fiscal.

Marcheti (2009) concluiu em seu estudo que o medidor ultrassônico pode ser utilizado em medições fiscais e atende aos requisitos do RTM e das normas AGA 7 e ISO 17089, inclusive medindo com incerteza de medição menor que a incerteza do medidor por placa de orifício. Assim, a utilização do medidor ultrassônico reduziria o desvio financeiro na receita do governo do governo e conseqüentemente nos royalties. Contudo, é necessário um estudo mais profundo no que tange a substituição do medidor ultrassônico em detrimento ao medidor por placa. Está análise poderia levar em consideração as exatidões dos medidores, incertezas de medição, valor do gás natural, custo de instalação, custo de taxaço (royalties e participações especiais) (MARCHETI, 2009).

7.8 CUSTOS DE CALIBRAÇÃO

De acordo com o RTM (2013), os instrumentos de medição de pressão e temperatura, assim como trecho reto e a placa de orifício devem ser calibrados periodicamente de acordo com as Tabelas 2 e 3. Diante disso, a Tabela 28 faz uma estimativa de custos para calibração dos transmissores de pressão diferencial, pressão estática, temperatura, inspeção dimensional de trecho reto e placa de orifício, considerando esta periodicidade de calibração a fim de levantar o custo total anual com este serviço e comparar com os desvios financeiros encontrados na Tabela 17. Ressalta-se que as despesas com o processo logístico já está embutido nos custos das calibrações.

Tabela 28 - Custo de calibração de instrumentos associados ao sistema de medição de GN.

Instrumentos	Custo da Calibração (R\$)/unidade	Periodicidade	Custo da Calibração anual (R\$)
Transmissor de Pressão Diferencial	1.000,00	3 meses	4.000,00
Transmissor de Pressão Estática	1.000,00	3 meses	4.000,00
Transmissor de Temperatura	1.000,00	3 meses	4.000,00
Trecho Reto	3500,00	36 meses	1.166,67
Placa de Orifício	200,00	12 meses	200,00
Total	6.700,00	-----	13.366,67

Fonte: Elaboração própria do autor desta dissertação (2016).

Analisando e comparando os custos de calibração anual com os desvios financeiro anual, entre R\$108.066,11 a R\$120.242,50, decorrente das variações dos critérios de aceitação da calibração da EMED estudada 3 polegadas, calculados com vazão de operação de 71.659,95 m³/dia, desvios da vazão encontrado 0,71% a 0,79% e preço médio do GN aplicados na produção R\$0,59/m³. O custo com as calibrações dos instrumentos que fazem parte da malha de medição não correspondem a 15% do desvio financeiro anual. Portanto, as calibrações e verificações intermediárias mais constantes do que a estabelecida no RTM são suportadas. A redução do intervalo de calibração dos transmissores de pressão e temperatura para 1,5 mês impacta em R\$12 mil / mês ao longo do ano, entretanto, esse ajuste poderá reduzir as incertezas de medição e conseqüentemente o impacto financeiro global.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização do GN encontra-se em plena expansão no Brasil tendo seu crescimento registrado na matriz energética nacional nos últimos dez anos. Considera-se também que o GN é, sem dúvida, um importante insumo energético com características e benefícios satisfatórios nos diversos segmentos da economia. Ademais, é menos poluidor frente aos combustíveis fósseis, sendo, portanto, uma das características que motivou sua crescente participação na matriz energética brasileira, sendo atualmente responsável por 13,7% da matriz energética brasileira, adquirindo cada vez mais importância. Desta forma, o GN vai se consolidando como um energético vital para o país, atendendo inclusive aos requisitos de um mercado cada vez mais exigente quanto aos impactos ambientais gerados na utilização.

Outra consideração está na produção nacional é que, apesar de crescente, ainda não supre a demanda do mercado nacional, que cresce a cada ano, evidenciando claramente a dependência do GN importado da Bolívia, Argentina e GNL.

É notória a relevância da indústria petrolífera para economia do país, principalmente diante do montante arrecadado através das participações governamentais. De 2006 até 2015 esse montante alcançou R\$ 121,4 bilhões. Observou-se também a redução das arrecadações de 25,2% entre os anos de 2014 e 2015, motivada pela queda do preço do petróleo, que influenciou ainda mais a crise dos estados que depende dessa receita.

Conclui-se que erros na medição de vazão de GN impactam diretamente na distribuição dos royalties e participações especiais, pois estas dependem do volume de GN produzido. Portanto, critérios de aceitação para aprovação da calibração dos sistemas de medição devem ser analisados no sentido de melhorar ainda mais a exatidão dessas medições, minimizar o impacto financeiro e proporcionando uma arrecadação mais justa de impostos, principalmente por se tratar de arrecadações expressivas para o país. Desta forma é importante destacar a criticidade da medição fiscal dos volumes de gás natural, visto que os volumes mensurados serão utilizados como base para o cálculo das participações governamentais que constituem expressiva receita para a União, Estados e Municípios.

O Regulamento Técnico de Medição (RTM) representou um marco na medição de petróleo e gás natural, pois estabeleceu os requisitos mínimos para garantir que a medição dos volumes produzidos seja correta, além de uniformizar os procedimentos de medição. Contudo, o RTM não estabelece critérios de aceitação da calibração para instrumentos individuais que compõe a placa de orifício. Assim, urge a necessidade de publicação da

Portaria 061 de 2003 do Inmetro, em consulta pública, que padroniza os critérios de aceitação para sistemas de medição e instrumentos individuais de medição para GN.

Ademais, consoante aos objetivos formulados, a dissertação mostra que os resultados da vazão foram afetados diretamente pelos critérios de aceitação dos instrumentos de medição estabelecidos por referências normativas, levando a um desvio financeiro na receita das empresas produtoras de GN na faixa de 9.369.249,50 R\$/mês - 10.339.406,89 R\$/mês e na distribuição dos royalties entre R\$871.340,20 e R\$961.564,84 / mês.

Analisando o impacto financeiro na etapa de distribuição do gás natural, mais especificamente da Bahiagás, verificou-se que o desvio na arrecadação do ICMS por conta da movimentação deste energético para suprir a demanda dos diversos setores de economia situa-se na faixa de R\$83.017,18 – R\$92.371,22 por mês.

Na análise comparativa entre o impacto financeiro calculado com a incerteza do processo de medição e incerteza estabelecida pela ANP, constatou-se uma diferença estimada R\$11.836.370,12 / mês, onde a incerteza do processo de medição foi de 0,6%, ou seja, menos de 50% da incerteza determinada pela ANP. Portanto, o estudo sugere que ao invés de um único valor numérico para incerteza de medição máxima (1,5%) para o medidor por placa de orifício, sejam estabelecidos critérios de incertezas de medição em função das faixas de vazão.

Evidenciou-se também que os erros da pressão diferencial, estática e temperatura, diâmetro do tubo e da placa de orifício simulados individualmente contribui para o desvio financeiro. A pressão diferencial é a variável de processo que mais influencia na vazão volumétrica com 34,93%, seguida da pressão estática com 33,17%, temperatura com 11,65%, diâmetro da placa com 18,38% e por último, menos impactante, tem-se o diâmetro do tubo com 1,86%. Portanto, as pressões representaram os maiores desvios financeiros com 66% de influência. Diante do exposto, fica evidente que é necessário um controle metrológico mais rigoroso dos instrumentos de medição e componentes que compõem a malha de medição por placa de orifício, principalmente as variáveis pressão diferencial e pressão estática que são críticas neste sistema de medição.

Outro ponto interessante observado mostra que a redução dos critérios de aceitação baseado na exatidão de transmissores de pressão e temperatura de conceituados fabricantes, bem como na fabricação de peças mecânicas, reduz o impacto financeiro em R\$6.575.761,11 por mês. Assim, este trabalho sugere, sobretudo, reavaliar os critérios aceitação da calibração e da incerteza de medição estabelecidos em normas e regulamentos técnicos, a fim de reduzir

estes desvios que comprometem a arrecadação do governo e conseqüentemente gerando prejuízo à sociedade.

O caso utilizado como exemplo neste estudo, assim como os diversos outros não mostrados é comum nas estações de medição de GN nacional. Portanto, além das reduções dos critérios de aceitação determinados pelas normas e regulamentos técnicos, erros como os apresentados podem e devem ser evitados, desde que os responsáveis pelas estações de medição estejam atentos às normas, regulamentos e contratos envolvidos e adotando uma gestão metrológica mais rígida desses sistemas de medição principalmente na análise crítica dos resultados da calibração.

Analisando o custo de calibração, observa-se que o desvio está consideravelmente superior aos impactos financeiros gerados. Outra consideração é que o custo com calibração não alcança 15% dos desvios financeiros encontrados, o que justifica maiores investimentos em calibrações e verificações mais rigorosas, assim como adotar a sistemática de calibrar os elementos primários e secundários em laboratórios acreditados com melhor capacidade de medição, ou seja, menores incertezas de medição disponíveis na rede brasileira de calibração - RBC.

Como consequência deste desenvolvimento e das discussões aqui apresentadas, alguns pontos destacaram-se como objeto de investigações futuras:

- a) Desenvolver estudos semelhantes a este, analisando o impacto financeiro dos critérios de aceitação estabelecidos em referências técnicas na medição de gás úmido.
- b) Desenvolver um estudo de caso, envolvendo a avaliação de viabilidade técnica e econômica do medidor por placa de orifício por outros medidores de gás natural;
- c) Analisar e determinar faixas de incertezas para de medição fiscal de GN utilizando critérios de aceitação da calibração menores que os adotados atualmente pelas normas e regulamentos técnicos, de forma que sejam levado em consideração as exatidões das tecnologias atuais dos instrumentos que compõem a estação de medição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORES DE GÁS NATURAL CANALIZADO. [Portal institucional]. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br>>. Acesso em: 1 dez. 2016.

AMERICAN GAS ASSOCIATION (AGA). **Report nº3, Part 2 – Orifice Metering of Gas Natural and other related hidrocarbon fluid – Specification and Instalation Requeriments**. Washington - USA, 2000.108.p

AGERBA – AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA, TRANSPORTE E COMUNICAÇÃO DA BAHIA. **Resolução nº 22, de agosto de 2016**. Disponível em: <www.agerba.ba.gov.br>. Acesso em: 1 dez. 2016.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. [Portal institucional]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 26 maio 2016.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Preço de Referência do gás natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 10 set. 2016.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim mensal do gás natural, 2016**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 27 nov. 2016.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e Gás Natural, 2016**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acesso em: 27 nov. 2016.

ANP – AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL. [Portal institucional]. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/royalties-e-outras-participações/royalties>. Acesso em: 27 jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Portaria ANP Nº 069, de 06 de abril de 2011**. Brasília, 2011.

ANP - AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, E BIOCOMBUSTÍVEL; INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade. **Portaria Conjunta ANP/INMETRO n 1, de 10 de junho de 2013**. Aprova o regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural. 2013.

AGOSTINHO, O. L. **Tolerâncias, ajustes, desvios e análise de dimensões**. São Paulo: Edgar Blucher, ed. da Universidade de São Paulo, 1977.

ANJOS, C. A. S. **Avaliação da incerteza de medição de gás natural**. 2014. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica - Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2014.

ANICETO *et al.* Os impactos dos desvios na custódia do Gás Natural. **Revista Metrologia & Instrumentação**, 2008.

ANDRADE, P.C.N *et al.* Considerações sobre incerteza na medição de petróleo e gás. **Revista Analítica**, n. 23, 2006.

ANDRASKI, C. A. **Gás natural e medidores de vazão.** Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/conteudo/3071>. Acessado em 30/01/16.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. **Planejamento e otimização de experimentos.** 2. ed. São Paulo - Campinas: Editora da UNICAMP, 2001.

BATINGA, H. V-cone nova tecnologia para medição de gás úmido. In: CONGRESSO RIO AUTOMAÇÃO, Rio de Janeiro, 2005. **Anais...** 2005.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. BEN. **Balanco Energético Nacional.** *EPE: Empresa de Pesquisa Energética.* Rio de Janeiro, 2016.

BERGMANN, G. **Avaliação Metrológica de Sistemas de Medição de Vazão.** 2012. Monografia (Graduação)- Departamento de Engenharia de Controle e Automação do CETEC. Univastes - Lajeado, 2012

BORG, D. **Implementação de uma rede neural em ambiente foudation fieldbus para computação de vazão simulando um instrumento multivariável.** 2011. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Elétrica – Universidade São Paulo – USP – São Paulo, 2011.

BRASIL. **Lei Federal nº 9.478/1997.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9784.htm>. Acesso em: 20 mar. 2016.

BRASIL. **Decreto nº 2.705/1998.** Disponível em: <<http://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/111637/decreto-2705-98>>. Acesso em: 20 maio 2016.

CAGNI JÚNIOR, E. **Software inteligente embarcado aplicado à correção de erro na medição de vazão em gás natural.** 2007. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN – Natal, 2007.

CARVALHO, A. R. F. **Apropriação de pequenas produções de gás natural a poços de petróleo.** 2009. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós Graduação em Regulação da Indústria de Energia – Universidade Salvador – UNIFACS - Salvador, 2009.

CARVALHO, M. J. F. **Avaliação da conformidade de veículos terrestres. Análise metrológica e modernização de um sistema para medição de velocidade.** 2004. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO - Rio de Janeiro, 2004.

CAMARGO, R. **Estudo da otimização dimensional para controle de projeto robusto em sistema de análise de tolerância.** 2010. Dissertação (Mestrado)- Programa de Engenharia de Produção – Universidade Metodista Piracicaba – UNIMEP - Santa Bárbara d’Oeste, 2010.

CASTRO NETO, F. A. Aspecto da regulação do gás natural e de sua distribuição canalizada. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 6., Florianópolis – SC, 2011. **Anais...** 2016.

COSTA E SILVA, C. F. **Avaliação macro e microgeométrica de dispositivos utilizados na indústria do petróleo e gás.** 2007. Monografia (Graduação)-Programa de Recursos Humanos – PRH 14-ANP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN - Natal, 2007.

CTPETRO. **Gás Natural: Dinâmica da Indústria no Brasil e tecnologias emergentes de transporte, distribuição e estocagem.** *Nota Técnica 10, INT.* Rio de Janeiro, 2003.

DELBEN, I. L. **Indicador Digital para Carros Movidos a GNV corrigido de acordo com a Temperatura.** 2008. Monografia (Graduação)– Universidade São Francisco - USF, Bragança Paulista, 2008.

DEVOR, R. E.; CHANG, T.; SUTHERLAND, J. W. **Statistical quality design and control: contemporary concepts and methods.** New Jersey: Prentice Hall, 1992. p. 503-744

DINARDO, G. *et al.* Fluid flow rate estimation using acceleration sensors. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SENSING TECHNOLOGY, 7., Bary – Italy, 2013. **Proced...** 2013.

DELMÉE, G. J. **Manual de medição de vazão.** 3. ed. São Paulo: Blucher, 2003.

FILARDI, M. **Medição de vazão em tubos de pequeno diâmetro utilizando orifícios integrais.** 2012. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista – UNESP - São Paulo, 2012.

FRANÇA, F. A. **Instrumentação e medidas: grandezas mecânicas.** São Paulo: Unicamp, 2007.

GALDÁMEZ, E. V. C. **Aplicação das técnicas de planejamento e análise de experimentos na qualidade de um processo de fabricação de produtos plásticos.** 2002. Dissertação (Mestrado)- Escola de Engenharia São Carlos da Universidade de São Paulo – USP – São Paulo, 2002.

GALLAGHER, J. E. **Natural gas measurement handbook.** Houston: Gulf Publishing Company, 2006.

GONÇALVES, G.M. Medidor vortex: conceitos, tecnologia e aplicações na medição de vazão. **Revista Petro&Química**, Edição 336, 2011.

GRILLO, C. A. M. **Melhoria em eficiência logística na venda de derivados líquidos de petróleo por modal dutoviário com o uso de estações de medição (EMEDs).** 2014. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO – Rio de Janeiro, 2014.

GUERRA, M. J. P. **Planejamento de experimentos para otimização de critérios de aceitação da calibração de instrumentos de medição.** Dissertação (Mestrado). Programa de Pós Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2015.

HUSAIN, Z.D. **Theoretical uncertainty of orifice flow measurement.** Houston, Texas, 1995.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. [Portal institucional]. 2016. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/metcientifica/estrutura.asp>>. Acesso em: 01 jan. 2016.

INMETRO. **Guia para a expressão de incerteza de medição**. Avaliação de dados de medição. [S.l.], 2008.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Portaria INMETRO N° 064**, de 11 de abril de 2003. [S.l.], 2003.

INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY (OIML). **OIML R-140-R. Measuring systems for gaseous fuel**. [S.l.], 2007.

INTERNATIONAL STANDARDIZATION ORGANIZATION. **ISO 5167-2 - Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross section conduits running full**. [S.l.], 2003.

J. A. SILVA, “**Calibração de Padrões Internos de Trabalho e de Instrumentos Críticos**”. ENQUALAB-2005. [S.l.], 2005.

JORNADA, D. M. **Implantação de um guia orientativo de incerteza de medição para avaliadores de laboratório da rede metrológica RS**. 2009. Dissertação (Mestrado). Programa de Engenharia de Produção – Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS – Porto Alegre, 2009.

KAWAKITA, K; ESPÍRITO SANTO, G. ; TELLES, R. S. O estado da arte da metrologia de vazão de no Brasil. In: CONGRESSO DE METROLOGIA, METROLOGIA PARA VIDA. SOCIEDADE BRASILEIRA DE METROLOGIA (SBM) - Pernambuco - Recife, 2003. **Anais...** 2003.

LERMEN, R. T. Estudos dos conceitos e Metodologias Envolvidas em Sistema de Medição de Vazão. In: SIEF - SEMANA INTERNACIONAL DE ENGENHARIA DA FAHOR – 2011. **Anais...** 2011.

LIMA, E. S. M. **Análise experimental da sensibilidade da tecnologia ultrassônica para medição de gás de queima sob o efeito de curva**. 2013. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Federal do Espírito Santo - UFES - Vitória, 2013.

MARCHETI JÚNIOR, C. **Utilização de medidores ultrassônicos para medição fiscal de vazão de gás natural**. 2009. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO – Rio de Janeiro, 2009.

MAZIERO, N. L. *et al.* **Desenvolvimento de um banco de dados de tolerâncias visando a integração com um sistema CAD**. Florianópolis- SC: [s.n.], 1997. Paper.

MEDEIROS *et al.* Parâmetros para inspeção dimensional de placa de orifício e de rugosidade de trechos retos de tubulações. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE METROLOGIA – METROSUL, 4., Paraná, 2004. **Anais...** 2004.

MELO, F. B. **Avaliação metrológica da incerteza na medição de vazão mássica de gases com tecnologia volumétrica e pressão diferencial.** 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo – USP - São Paulo, 2007.

MELO, M. S. M; MEDINA, P. L. N. **Gás natural:** uma análise econômica da demanda focada no setor industrial. 2005. Monografia (Graduação) -Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ – Rio de Janeiro, 2005.

MONTERA, R. L. F. **Formação do preço e a competitividade natural no Brasil.** 2014. Monografia (Bacharelado)- Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

MONTEIRO, J. V. F; DA SILVA, J. R. N. M. **Gás natural aplicado a indústria e ao grande comércio.** 1.ed. São Paulo: Editora Blucher, 2010. 181 p.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. et al. **Gás natural:** estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, 2002. v.1, p.360.

NASCIMENTO, A. B. M.; BEZERRA, J. C. P.; FRANÇA, V. R. Participações governamentais nos contratos de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural. **Revista Brasileira do Direito do Petróleo, Gás e Energia**, v. 2, Rio de Janeiro, p. 111-147, 2013.

OLIVEIRA, E.C. Otimização do critério de aceitação na calibração de instrumentos para medição de transferência de custódia de gás natural. In: CONGRESSO E FEIRA DA QUALIDADE EM METROLOGIA – REDE METROLÓGICA DE SÃO PAULO - REMESP, 2006. **Anais...** 2006.

OLIVEIRA, T.B.V. **Avaliação metrológica do desempenho do medidor tipo v-cone para medição de vazão de gás úmido.** 2010. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós-Graduação em Metrologia – Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO, 2010.

OLIVEIRA, J. E. F. **Desenvolvimento de um programa computacional para a integração de dados de projeto, fabricação e medição de peças torneadas com ênfase na síntese de tolerâncias dimensionais determinísticas.** 2009. Tese (Doutorado)-Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Pernambuco – UFPE - Recife, 2009.

PALHARES *et al.* Medição de Vazão de gás natural de transferência de custódia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS TÉRMICAS, 9., 2002. **Anais...** 2002.

PARO, A. C. **Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenário de sua expansão nos setores de geração termoeletrica, cogeração e residencial.** 2005. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade de São Paulo - USP, 2005.

PEREIRA, M. **Cálculo de incerteza de medição na calibração de uma balança de pressão.** 2006. Monografia (Graduação)- Programa de Recursos Humanos – PRH14/ANP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, 2006.

PRAÇA, E. R. **Distribuição de gás natural no Brasil: um enfoque crítico e de minimização de custos.** 2003. Dissertação (Mestrado)- Programa de Mestrado em Engenharia de Transportes – Universidade Federal do Ceará - UFC - Fortaleza, 2003.

RIBEIRO, M. A. **Medição de Petróleo e Gás Natural.** 2. ed. [S.l.], 2003.

RIBEIRO, M. A. **Medição de vazão.** 2. ed. [S.l.], 2003.

ROCHA, *et al.*. Participações governamentais da indústria do petróleo e gás natural e as demonstrações contábeis. In: CONGRESSO PDPETRO, 4., Campinas – São Paulo, 2007. **Anais...** 2007.

RODRIGUES, D. L. V. **Aspectos da regulamentação técnica da medição relacionados com a distribuição do gás canalizado.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Regulação da Indústria de Energia – Universidade Salvador – UNIFACS - Salvador, 2011.

RTM - REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. **Portaria conjunta ANP/INMETRO n° 01, de 19 de junho de 2000. Aprova o Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural.** Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/rtac/pdf/RTAC000652.pdf>>. Acesso em: 24 abr. 2016.

RTM - REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. **Portaria conjunta ANP/INMETRO n° 01, de 06 de junho de 2013. Aprova o Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural.** Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=255251>>. Acesso em: 24 abr. 2016.

SÁ, F. G. **Avaliação metrológica da influência da composição de gás natural na medição de vazão em sistemas de alívio de pressão tipo tocha.** 2014. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Metrologia – Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO, 2014.

SALLES JÚNIOR, J. B. **Influência dos parâmetros dimensionais e geométricos em placa de orifício na determinação da vazão.** 2010. Monografia (Graduação)- Programa de Recursos Humanos – PRH 14-ANP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN - Natal, 2010.

SENAI . **Apostila telecurso 2000, tolerância Geométrica.** <<http://www.senai.br>>. Acesso em: 21 jan. 2016.

SILVESTRE, J. H. I. **A distribuição de gás canalizado.** 2012. Monografia (Graduação)- Centro Socioeconômico – CSE. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC - Florianópolis, 2012.

SOARES JÚNIOR, L. **Sistemática para garantia da qualidade medição de peças com geometria complexa e superfície com forma livre utilizando máquinas de medir por coordenadas.** 2010. Tese (Doutorado)-Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Federal da Paraíba – UFPB – João Pessoa, 2010.

SILVA FILHO *et al.* Importância da avaliação das Incertezas na Medição dos Volumes de Petróleo e Gás Natural. **Revista Produção e Produção**, v. 11, n. 1, p.99-112, fev.2010.

SULGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. <<http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/index.php/glossario>>. Acesso em: 21 jun. 2016.

SZABO, J. L. A review of the v-cone meter for natural gas flows. In: CONFERENCE OMAE. CALEGARY, Alberta, 1992. **Procd....** 1992.

TAIRA, N.M. **Tecnologia de macromedição de água**. Apresentação Técnica – IPT. [S.l.]: [s.n.], 2014.

VALLE, N. A. M; FARIAS FILHO, R. J. O Gás Natural como um dos Retratos da Gestão Energética Brasileira. In: CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 4., Rio de Janeiro, 2008. **Anais...** 2008.

VASCONCELOS, D. C. G. DE. **Projeto para Estação de Medição de Gás Natural**. 2010. Monografia (Graduação)-Programa de Pós Graduação em Automação de Processos a Gás Natural - Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, 2010.

VÁSQUEZ, J. D. H. **Proposição e validação de sistema gravimétrico para calibração de medidores de vazão de líquidos**. 2014. Dissertação (Mestrado)- Programa de Pós Graduação em Metrologia- Pontifícia Universidade Católica - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2014.

VIM - VOCABULÁRIO INTERNACIONAL DE METROLOGIA - **Conceitos Fundamentais e Gerais e Termos Associados**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://inmetro.gov.br/inovacao/publicacoes/vim_2012.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2016.

ANEXO A - Certificado de Transmissor de Pressão Diferencial - Pag. 1/2


CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO
HBA 0182/2016
CLIENTE

Razão Social: [REDACTED]
 Endereço: [REDACTED]
 Unidade: [REDACTED] Contrato: [REDACTED]

INSTRUMENTO SUBMETIDO A CALIBRAÇÃO

Descrição: Manômetro Digital Diferencial
 Identificação/TAG: PDIT- 189.001 Modelo: FLOBOSS 503
 Fabricante: Fisher Sensor utilizado: N/A
 N° Série: Não consta Localização: [REDACTED]
 Intervalo de indicação: Resolução: 0,001 kPa
 Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..60 kPa

CONDIÇÕES AMBIENTAIS LOCAL

Temperatura ambiente: 35 ± 2 °C Pressão atmosférica: 993 ± 5 hPa
 Umidade ambiente: 41 ± 10 %ur
 A condição ambiental "Pressão Atmosférica" não se aplica aos serviços da grandeza de temperatura.

INSTRUMENTO(S) PADRÃO(ÕES) UTILIZADO(S) NO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Descrição/Tipo	N° Série	TAG	Número do Certificado	Laboratório	Válido até
Manômetro	2927083	MAN-042	LP - 112 837	Escala - Prod. e Serv. de Calibração	11/11/2016

MÉTODO DE MEDIÇÃO UTILIZADO

A calibração foi realizada pelo "Método de Medição por Comparação" a um(ns) padrão(ões) do laboratório de metrologia, conforme documento interno PM-002 em sua revisão atual.
 Calibrações realizadas nas instalações do Cliente, conforme endereço acima.

RESULTADOS

SI (kPa)	Valor Convencional (kPa)	Valor Intrumento (kPa)				Incerteza de medição		
		Ascendente	Descendente	Ascendente	Descendente	Valor (kPa)	Fator k	Veff
0,000	0,000	0,082	0,075	0,075	0,082	0,0071	3,31	3
15,002	15,002	15,077	15,065	15,103	15,086	0,055	2,01	400
30,003	30,003	30,071	30,075	30,071	30,090	0,072	2,00	Infinito
45,004	45,004	45,069	45,061	45,071	45,073	0,072	2,00	Infinito
60,006	60,006	60,071	60,071	60,075	60,075	0,072	2,00	Infinito

Histerese: 0,032 % Repetibilidade: 0,043 % Erro: 0,17 % Incerteza de Medição: 0,12 %

Fator de Conversão: 1 Pa = 0,001 kPa

Reta de regressão (Y = aX + b): a = 1,0002616 b = -0,0807666 Incerteza: 0,0033 kPa

1. A incerteza expandida de medição relatada é declarada como a incerteza padrão de medição multiplicada pelo fator de abrangência k, o qual para uma distribuição t com Veff de liberdade efetivos corresponde a uma probabilidade de abrangência de 95,45%. A incerteza padrão da medição foi determinada de acordo com a publicação EA-4/02.

2. Os resultados apresentados na forma percentual é relativo ao maior valor encontrado com relação à amplitude do intervalo calibrado do equipamento.

Data da calibração: 22/02/2016

Data de Emissão: 22/02/2016

Periodicidade: 4 meses

Próxima calibração : 22/06/2016

Bruno Henrique Santos de Lima
Técnico/Metrologista

Alberto Kennedy de Almeida Medeiros
Signatário Autorizado

Os resultados se aplicam somente ao instrumento submetido à calibração.
 Este certificado só poderá ser reproduzido integralmente sem nenhuma alteração.
 O certificado só é válido para o intervalo de medição da unidade utilizada na calibração.

Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica, no caso de instrumento regulamentado.

HIRSA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE LTDA.

Rua José Visco, s/nº, B. Pioneiro, Catu/BA - CEP 48110-000 Tel: +55 71 3641-1846 / +55 71 3641-3829 site:

www.hirsa.com.br

Folha 1 de 1

Certificado de Transmissor de Pressão Diferencial - Pag. 2/2



ANEXO DO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO

HBA ANX 0182/2016

IDENTIFICAÇÃO DO INSTRUMENTO

Descrição: Transmissor Multivariável
 Descrição NIT-DICLA-012: Manômetro Digital Diferencial
 Identificação/TAG: PDIT- 189.001
 Fabricante: Fisher
 Nº Série: Não consta
 Intervalo de indicação:
 Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..60 kPa

Modelo: FLOBOSS 503
 Sensor utilizado: N/A
 Localização: XXXXXXXXXX
 Resolução: 0,001 kPa

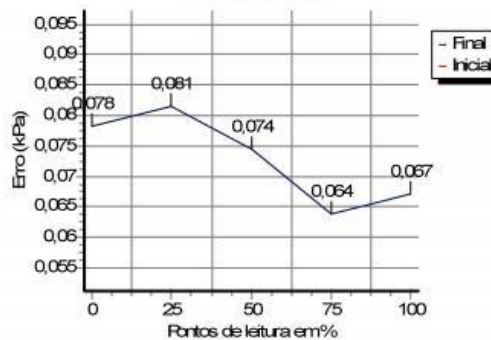
CARACTERÍSTICAS DO PROCESSO DO CLIENTE

Pressão de operação: 1723,62 kPa
 Temperatura de operação: 23,36 °C
 Classificação/ Fluido: Transferência de Custódia / GÁS

ERROS DE MEDIÇÃO

Média do Valor do Instrumento (kPa)	Média do Valor de Referência (kPa)	Erro Sistemático (kPa)
0,078	0,000	0,078
15,083	15,002	0,081
30,077	30,003	0,074
45,068	45,004	0,064
60,073	60,006	0,067

Gráfico de Erros



HIRSA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE LTDA.

Rua José Visco, s/n/, B. Pioneiro, Catu/BA - CEP 48110-000 Tel: +55 71 3641-1846 / +55 71 3641-3829 site:
www.hirsa.com.br

Folha 1 de 2

ANEXO B - Certificado de Transmissor de Pressão Estática – Pag. 1/2


CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO
HBA 0181/2016
CLIENTE

Razão Social: [REDACTED]
 Endereço: [REDACTED]
 Unidade: [REDACTED] Contrato: [REDACTED]

INSTRUMENTO SUBMETIDO A CALIBRAÇÃO

Descrição: Manômetro Digital
 Identificação/TAG: PIT- 189.001 Modelo: FLOBOSS 503
 Fabricante: Fisher Sensor utilizado: N/A
 Nº Série: Não consta Localização: [REDACTED]
 Intervalo de indicação: Resolução: 0,001 kPa
 Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..2500 kPa

CONDIÇÕES AMBIENTAIS LOCAL

Temperatura ambiente: 36 ± 2 °C Pressão atmosférica: 993 ± 5 hPa
 Umidade ambiente: 40 ± 10 %ur
 A condição ambiental "Pressão Atmosférica" não se aplica aos serviços da grandeza e temperatura.

INSTRUMENTO(S) PADRÃO(ÕES) UTILIZADO(S) NO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Descrição/Tipo	Nº Série	TAG	Número do Certificado	Laboratório	Válido até
Calibrador	3190021	CAD-071	CAL-12698 1/15	ABSI	19/08/2016

MÉTODO DE MEDIÇÃO UTILIZADO

A calibração foi realizada pelo "Método de Medição por Comparação" a um(ns) padrão(ões) do laboratório de metrologia, conforme documento interno PM-002 em sua revisão atual.
 Calibrações realizadas nas instalações do Cliente, conforme endereço acima.

RESULTADOS

SI (MPa)	Valor Convencional (kPa)	Valor Instrumento (kPa)				Incerteza de medição		
		Ascendente	Descendente	Ascendente	Descendente	Valor (kPa)	Fator k	Veff
0,000	0,000	0,558	0,186	0,186	0,186	1,9	2,00	Infinito
0,625	624,665	622,909	622,537	623,281	624,024	2,0	2,01	307
1,250	1250,019	1248,420	1248,978	1248,978	1249,535	2,0	2,00	Infinito
1,875	1874,684	1873,745	1874,489	1874,861	1875,232	2,0	2,01	307
2,500	2500,039	2499,256	2499,256	2500,744	2500,744	2,1	2,02	107

Histerese: 0,030 % Repetibilidade: 0,060 % Erro: 0,087 % Incerteza de Medição: 0,084 %
 Fator de Conversão: 1 Pa = 0,001 kPa
 Reta de regressão ($Y = aX + b$): $a = 0,9998808$ $b = 0,6250506$ Incerteza: 0,34 kPa

1. A incerteza expandida de medição relatada é declarada como a incerteza padrão de medição multiplicada pelo fator de abrangência k, o qual para uma distribuição t com Veff de liberdade efetivos corresponde a uma probabilidade de abrangência de 95,45%. A incerteza padrão da medição foi determinada de acordo com a publicação EA-4/02.

2. Os resultados apresentados na forma percentual é relativo ao maior valor encontrado com relação à amplitude do intervalo calibrado do equipamento.

Data da calibração: 22/02/2016
 Data de Emissão: 22/02/2016
 Periodicidade: 4 meses
 Próxima calibração: 22/06/2016

Bruno Henrique Santos de Lima
 Técnico/Metrologista

Alberto Kennedy de Almeida Medeiros
 Signatário Autorizado

Os resultados se aplicam somente ao instrumento submetido à calibração.
 Este certificado só poderá ser reproduzido integralmente sem nenhuma alteração.
 O certificado só é válido para o intervalo de medição da unidade utilizada na calibração.

Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica, no caso de instrumento regulamentado.

HIRSA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE LTDA.

Rua José Visco, s/nº, B. Pioneiro, Catu/BA - CEP 48110-000 Tel: +55 71 3641-1846 / +55 71 3641-3829 site:
www.hirsa.com.br

Folha 1 de 1

Certificado de Transmissor de Pressão Estática – Pag. 2/2



ANEXO DO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO

HBA ANX 0181/2016

IDENTIFICAÇÃO DO INSTRUMENTO

Descrição: Transmissor Multivariável
 Descrição NIT-DICLA-012: Manômetro Digital
 Identificação/TAG: PIT- 189.001
 Fabricante: Fisher
 Nº Série: Não consta
 Intervalo de indicação:
 Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..2500 kPa

Modelo: FLOBOSS 503
 Sensor utilizado: N/A
 Localização: XXXXXXXXXX
 Resolução: 0,001 kPa

CARACTERÍSTICAS DO PROCESSO DO CLIENTE

Pressão de operação: 1723,62 kPa
 Temperatura de operação: 23,36°C
 Classificação/ Fluido: Transferência de Custódia / GÁS

ERROS DE MEDIÇÃO

Média do Valor do Instrumento (kPa)	Média do Valor de Referência (kPa)	Erro Sistemático (kPa)
0,279	0,000	0,279
623,188	624,665	-1,477
1248,978	1250,019	-1,041
1874,582	1874,684	-0,102
2500,000	2500,039	-0,039



HIRSA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE LTDA.

Rua José Visco, s/n/, B. Pioneiro, Catu/BA - CEP 48110-000 Tel: +55 71 3641-1846 / +55 71 3641-3829 site:
www.hirsa.com.br

Folha 1 de 2

ANEXO C - Certificado de Transmissor de Temperatura – Pag. 1/2


CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO
HBA 1613/2015
CLIENTE

Razão Social: [REDACTED]
 Endereço: [REDACTED]
 Unidade: [REDACTED] Contrato: [REDACTED]

INSTRUMENTO SUBMETIDO A CALIBRAÇÃO

Descrição: Termorresistência
 Identificação/TAG: TE - 189.001 Modelo: Não consta
 Fabricante: Naka Sensor utilizado: N/A
 Nº Série: Não consta Localização: ETC CATU
 Intervalo de indicação: Resolução: 0,01 °C
 Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..50 °C

CONDIÇÕES AMBIENTAIS LOCAL

Temperatura ambiente: 33 ± 2 °C Pressão atmosférica: 988 ± 5 hPa
 Umidade ambiente: 46 ± 10 %ur
 A condição ambiental "Pressão Atmosférica" não se aplica aos serviços da grandeza de temperatura.

INSTRUMENTO(S) PADRÃO(ÕES) UTILIZADO(S) NO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Descrição/Tipo	Nº Série	TAG	Número do Certificado	Laboratório	Válido até
Calibrador	2853150	CAD-038T	RBC 14/1425 / S 14/1425	Metracal	29/08/2016
Forno Bloco Seco	B46981	FBS-016	B4607005	Fluke Calibration	07/06/2016

MÉTODO DE MEDIÇÃO UTILIZADO

A calibração foi realizada pelo "Método de Medição por Comparação" a um(ns) padrão(ões) do laboratório de metrologia, conforme documento interno PM-002 em sua revisão atual.
 Calibrações realizadas nas instalações do Cliente, conforme endereço acima.

RESULTADOS

% Faixa	Valor Convencional (°C)	Valor Instrumento (°C)	Erro de indicação (°C)	Incerteza de Medição		
				Valor (°C)	Fator k	Veff
0	0,00	0,07	0,08	0,10	2,00	Infinito
25	12,50	12,53	0,03	0,10	2,00	Infinito
50	25,00	25,11	0,11	0,10	2,00	Infinito
75	37,50	37,60	0,10	0,10	2,00	Infinito
100	50,00	50,08	0,08	0,10	2,00	Infinito

Reta de regressão (Y = aX + b): a = 0,9992786 b = -0,0599077 Incerteza: 0,025 °C

R0 Inicial (ohm)	R0 Final (ohm)	Incerteza de medição (ohm)	Fator K	Veff
100,03	100,04	0,018	2,00	Infinito

1. A incerteza expandida de medição relatada é declarada como a incerteza padrão de medição multiplicada pelo fator de abrangência k, o qual para uma distribuição t com Veff de liberdade efetivos corresponde a uma probabilidade de abrangência de 95,45%. A incerteza padrão da medição foi determinada de acordo com a publicação EA-4/02.
2. Os resultados apresentados na forma percentual é relativo ao maior valor encontrado com relação à amplitude do intervalo calibrado do equipamento.
3. As colunas "Valor Convencional" e/ou "Valor Instrumento" se referem aos valores médios das medições, quando apresentados somente 01 coluna.
4. Quando informado a coluna Erro de Indicação = Valor Instrumento - Valor Convencional

Data da calibração: 28/12/2015

Data de Emissão: 28/12/2015

Periodicidade: 4 meses

Próxima calibração : 28/04/2016

Bruno Felipe Macedo dos Santos
Técnico/Metrologista

Alberto Kennedy de Almeida Medeiros
Signatário Autorizado

Os resultados se aplicam somente ao instrumento submetido à calibração. Este certificado só poderá ser reproduzido integralmente sem nenhuma alteração. Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica, no caso de instrumento regulamentado. O certificado só é válido para o intervalo de medição da unidade utilizada na calibração.

Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na regulamentação metrológica.

HIRSA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE LTDA.

Rua José Visco, s/n, B. Pioneiro, Catu/BA - CEP 48110-000 Tel: +55 71 3641-1846 / +55 71 3641-3829 site:
www.hirsa.com.br

Folha 1 de 1

Certificado de Transmissor de Temperatura – Pag. 2/2



CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO HBA ANX 1613/2015

INSTRUMENTO SUBMETIDO A CALIBRAÇÃO

Descrição: Termorresistência	Modelo: Não consta
Descrição NIT-DICLA-012: Termorresistência	Sensor utilizado: N/A
Identificação/TAG: TE - 189.001	Localização: ██████████
Fabricante: Naka	Resolução: N/A
Nº Série: Não consta	
Intervalo de indicação:	
Ponto(s) Calibrado(s) no Intervalo de Medição: 0..50 °C	

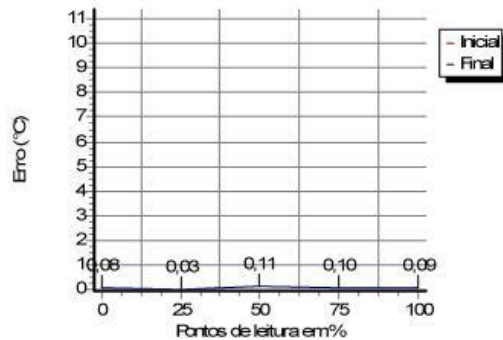
CARACTERÍSTICAS DO PROCESSO DO CLIENTE

Pressão de operação: 1723,62 kPa
 Temperatura de operação: 23,36°C
 Classificação/ Fluido: Transferência de Custódia / GÁS

ERROS DE MEDIÇÃO

Média do Valor do Instrumento (°C)	Média do Valor de Referência (°C)	Erro Sistemático (°C)
0,07	0,00	0,08
12,53	12,50	0,03
25,11	25,00	0,11
37,60	37,50	0,10
50,08	50,00	0,08

Gráfico de Erros



ANEXO D – Composição Química do Gás Natural

Composição Química do Gás Natural (% mols)	
N ₂ – Nitrogênio	0,86
H ₂ S – Sulfeto de Hidrogênio	0,00
He – Helio	0,00
C ₂ H ₆ – Etano	9,42
CO ₂ – Dioxido de Carbono	1,31
CH ₄ – Metano	88,13
C ₃ H ₈ – Propano	0,26
C ₄ H ₁₀ – i-Butano	0,02

APÊNDICE A – Resultado do Levantamento dimensional da Placa de Orifício

Parâmetro	Resultado	U	k	V _{eff}
Diâmetro Interno do Orifício, na Temperatura de Referência de 20°C (d _r)	31,17 mm	0,02 mm	2,00	5,63E+02
Diâmetro Externo da Placa de Orifício, na Temperatura de Referência de 20°C (D _{eplr})	149,19 mm	0,03 mm	2,08	3,40E+01
Rugosidade na Face Montante da Placa de Orifício (R _{am})	0,23 µm	0,04 µm	2,03	8,66E+01
Rugosidade na Face Jusante da Placa de Orifício (R _{aj})	0,29 µm	0,05 µm	2,15	1,88E+01
Espessura da Placa de Orifício, na Temperatura de Referência de 20°C (E _r)	2,941 mm	0,011 mm	2,11	2,34E+01
Comprimento do Trecho Cilíndrico do Orifício, na Temperatura de Referência de 20°C (e _r)	0,64 mm	0,06 mm	2,01	2,54E+02
Desvio de Planicidade (h)	0,05 mm	0,01 mm	2,06	4,36E+01

APÊNDICE B - Resultado do levantamento dimensional do Trecho Reto

Parâmetro	Resultado	U	k	V _{eff}
Diâmetro de Referência do Trecho, na Temperatura de Referência de 20°C (D _r)	78,43 mm	0,02 mm	2,21	1,31E+01
Diâmetro Médio Interno do Trecho, na Temperatura de Referência de 20°C (D _{mr})	78,52 mm	0,06 mm	2,18	1,60E+01
Rugosidade no Trecho Montante (R _{atm})	3,16 µm	0,32 µm	2,07	3,82E+01
Distância do Retificador à Placa de Orifício, na Temperatura de Referência de 20°C (L _{retr})	796,0 mm	1,3 mm	2,28	1,04E+01
Comprimento do Trecho, na Temperatura de Referência de 20°C (L _{tmr})	1324,0 mm	1,3 mm	2,28	1,04E+01