

Referências Bibliográficas

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE PETROLEO E GÁS NATURAL. **Relatório anual 2000 -anp**, 2000. Dados Estatísticos.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE PETROLEO E GÁS NATURAL. **Estatísticos**, <http://www.anp.gov.br/petro/dados>, 2007. Dados Estatísticos.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE PETROLEO E GÁS NATURAL. <http://www.anp.gov.br/conheca/anp10anos.asp> em 25/03/08, 2008. Web site.
- [4] PETROBRAS. http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_petrobras.html, 2007. Lei do Petróleo.
- [5] INMETRO. **vocabulário internacional de metrologia**, volumen 1. INMETRO, Brasil, 2 edition, 2000.
- [6] WORLD TRADE ORGANIZATION. **Technical barriers to trade**, 2005. France.
- [7] NEIBA, E. B.. **Confiabilidade metrológica de medidores de vazão para escoamentos multifásicos na indústria do petróleo**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1998.
- [8] FILHO, R. F.. **Confiabilidade de instrumentos de medição utilizados na indústria de petróleo: uma abordagem metrológica**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1999.
- [9] COSTA, J. J. G. D.. **Efeito da historia de temperatura da reologia de parafínicos**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2000.

- [10] PALHARES, J. C. C. D. M.. **Análise metrologica de medição de vazão e considerações sobre o balanço mássico no gasoduto bolívia - brasil.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2001.
- [11] DIAS, J. L.. **Metodologia para avaliação metrologica e determinação de periodicidade de calibração em sistemas de medição física e apropriação de gás na bacia de campos.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2001.
- [12] SILVA, J. C. S. D.. **Incerteza de medição de viscosidade dinâmica de fluidos de perfuração de poços de petróleo.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2001.
- [13] NASCIMENTO, A. R. D.. **Avaliação do desempenho do método de determinação de tph (total petroleum hydrocarbon) em areia por detecção no infravermelho.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2002.
- [14] MARTINS, L. A.. **Medição de vazão de gás natural por placa de orifício. avaliação metrológica e impactos econômicos.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2004.
- [15] ARANTES, W. F. D.. **Avaliação metrológica da comparação interlaboratorial da calibração de medidores ultra-sônicos do tipo tempo de trânsito.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2005.
- [16] COMINGES, J. C.. **Proposições para melhoria da cadeia de rastreabilidade de medição de vazão para gás natural, baseado na experiência europeia com o desenvolvimento de padrões primários e harmonização.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação

- em Metrologia, Área de Concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2008.
- [17] MEDEZELLO, M. D. A. C.. **Comentários à lei do petróleo, pág. 140 à 14.** ANP, 1:140–154, 2004.
- [18] SANTOS, S.. **Royalties do petróleo - legislação atual apresenta deficiência quanto à aplicação. indústria do petróleo, royalties e região. campos do goytacazes - rj:** Ucam. Petrobras, 1:15–45, 2004.
- [19] REVISTA GLOBO CIÊNCIA. **Royalties do petróleo.** Globo, 1:15–45, 2002.
- [20] VALOR ECONÔMICO. **Royalties do petróleo.** Valor Economico, 1:35–45, 2002.
- [21] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API MPMS 45 - Prover System - Máster - meter provers**, volumen 1. CRC Press, Washington, DC, EUA), 2 edition, 2000.
- [22] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API MPMS 46 - Operation of Proving Systems**, volumen 1. CRC Press, Washington, DC, EUA), 2 edition, 1995.
- [23] NATIONAL ENGINEERING LABORATORY. **The evaluation of ultrasonic meters for oil flow duties.** NEL, 1:35–45, 2002.
- [24] ORLANDO, A. D. F.. **Calibração do medidor de vazão krohne altosonic v offloading marlim.** PUC-RJ, 1:1–45, 2006.

A

PORTARIA CONJUNTA nº 1 ANP/INMETRO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
E INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE
INDUSTRIAL - INMETRO PORTARIA CONJUNTA Nº 1, DE 19 DE JUNHO DE 2000

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, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

O DIRETOR-GERAL da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em conjunto com o PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL - INMETRO, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973, tornam público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Portaria, o qual estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

Art. 2º Ficam 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 perfeitas condições de funcionamento dos seguintes sistemas de medição:

I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos, a que se refere o inciso IV do art. 3º, art. 4º e art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998;

II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes consumidos, injetados, transferidos e transportados;

III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes importados e exportados; e

IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, injetados e descartados.

Art. 3º Fica concedido o prazo máximo de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de publicação desta Portaria, para que os sistemas de medição, já instalados e em utilização, sejam integralmente adequados ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por este ato.

Art. 4º O não cumprimento das disposições contidas na presente Portaria sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN (Diretor-Geral da ANP) ARMANDO MARIANTE CARVALHO (Presidente do INMETRO)

Publicado no DOU de 20/06/2000

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

- (a) Objetivo Este Regulamento estabelece as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis a:

1.1.1 Produção de petróleo e gás natural;

- 1.1.2 Transporte e estocagem de petróleo e gás natural;
- 1.1.3 Importação e exportação de petróleo e gás natural.

(b) Campo de Aplicação

1.2.1 Este Regulamento se aplica a todos os sistemas de medição em linha ou em tanques, equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados, e utilizados para :

- 1.2.1.1 Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural nas instalações de produção, em terra e no mar;
- 1.2.1.2 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de longa duração dos campos de petróleo e gás natural;
- 1.2.1.3 Medição para apropriação da produção de petróleo e gás natural dos poços e campos;
- 1.2.1.4 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de poços, cujos resultados sejam utilizados para apropriação da produção aos campos e poços;
- 1.2.1.5 Medição operacional para controle de produção de petróleo e gás natural de um campo;
- 1.2.1.6 Medição operacional na entrada e saída das unidades de processamento de gás natural;
- 1.2.1.7 Medição operacional para controle da movimentação no transporte e estocagem de petróleo e gás natural;
- 1.2.1.8 Medição operacional nas importações e exportações de petróleo e gás natural.

1.2.2 Este Regulamento não se aplica:

- 1.2.2.1 Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;
- 1.2.2.2 Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural;
- 1.2.2.3 Aos sistemas de distribuição de gás canalizado;
- 1.2.2.4 Aos sistemas de gás natural veicular.

(c) Normas e Regulamentos As normas e regulamentos a serem atendidos estão mencionados nos itens pertinentes deste Regulamento.

1.3.1 Os requisitos de portarias, regulamentos técnicos federais, normas ABNT, recomendações da OIML, normas ISO e normas pertinentes de outras instituições devem ser atendidos, nesta ordem de prioridade.

1.3.2 Para fins da determinação prevista neste Regulamento, os instrumentos e os métodos de medição são aqueles regulamentados pelas Portarias mencionadas no corpo deste Regulamento, não obstante a incorporação de outros instrumentos e métodos que venham a ter seu ato normativo posteriormente efetivado.

2. SIGLAS UTILIZADAS

- ANP** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- INMETRO** Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
- OIML** Organização Internacional de Metrologia Legal
- ABNT** Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ISO** International Organization for Standardization
- API** American Petroleum Institute
- AGA** American Gas Association
- ASTM** American Society for Testing and Materials
- CNP** Conselho Nacional do Petróleo
- INPM** Instituto Nacional de Pesos e Medidas

3. DEFINIÇÕES Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997, e do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural:

- 3.1 Medição fiscal Medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705, de 03/08/1998.
- 3.2 Medição fiscal compartilhada Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
- 3.3 Medição operacional Medição para controle da produção que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou para qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial, injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado.
- 3.4 Medição para apropriação Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.
- 3.5 Relatório de medição Documento informando os valores medidos, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.
- 3.6 Medidor fiscal Medidor utilizado para a medição fiscal do volume de produção de um ou mais campos.
- 3.7 Tabela volumétrica Tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.
- 3.8 Fator de calibração do medidor Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um sistema de calibração, e o volume registrado por um medidor de fluidos durante um teste de calibração do medidor.
- 3.9 Volume registrado (Prod Bruta) Variação no registro do totalizador de um medidor de fluidos, entre o início e o fim de uma medição.
- 3.10 Volume efetivo (Prod Bruta corrig) Produto do volume registrado pelo fator de calibração do medidor.
- 3.11 Volume efetivo em condições de referência Volume efetivo corrigido para as condições de referência de pressão e temperatura.
- 3.12 Volume líquido (Prod líq = PLO) Volume de petróleo em condições de referência, uma vez descontado o volume de água e sedimentos.
- 3.13 Vazão de teste de poço Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.
- 3.14 Potencial de produção do poço Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.
- 3.15 Potencial de produção corrigido do poço Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo de produção efetivo do poço.
- 3.16 Potencial de produção corrigido do campo Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.
- 3.17 Razão gás - petróleo (RGO) Volume de gás produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos nas condições de referência.
- 3.18 Vazão usual de operação Vazão de operação média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste de poço até a data de avaliação. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.
- 3.19 Condições usuais de operação Condições de temperatura, pressão e propriedades (densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.
- 3.20 Falha Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos deste Regulamento ou das normas aplicáveis.
- 3.21 Falha presumida Situação na qual existem indícios de falha do tipo:
 - a) regulagens e ajustes não autorizados;
 - b) variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações de petróleo e gás natural.
- 3.22 Medidor padrão Medidor utilizado como padrão de comparação na calibração de outros medidores.

- 3.23 Medidor de fluidos Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.
- 3.24 Provedor em linha Recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo.
- 3.25 Teste de longa duração Testes de poços, realizados durante a fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo de fluxo total superior a 72 horas.
- 3.26 Para os termos técnicos, relativos às medições em geral, são aplicáveis as definições da Portaria INMETRO n.º 29/95 - Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia e da Portaria INMETRO n° 102/88 - Vocabulário de Metrologia Legal.

4. UNIDADES DE MEDIDA

4.1 A unidade de volume na medição de petróleo é o metro cúbico (m³), nas condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

4.2 A unidade de volume na medição de gás natural é o metro cúbico (m³), nas condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

5. CRITÉRIOS GERAIS PARA MEDIÇÃO

5.1 Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para medir, de forma acurada e completa, as produções de petróleo e gás natural para fins fiscais e os volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

5.2 Os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP, e os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo INMETRO, com sua utilização autorizada pela ANP antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração.

5.3 Os pontos de medição fiscal da produção de petróleo devem localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção, e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos.

5.4 O ponto de medição fiscal da produção de gás natural deve localizar-se imediatamente após as instalações de separação e condicionamento e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento ou transporte .

5.5 As seguintes informações devem ser apresentadas para aprovação da ANP: a) Diagrama esquemático das instalações, indicando as principais correntes de petróleo, gás e água, a localização dos pontos de medição fiscal, os pontos de medição para controle operacional da produção, do gás para processamento, do transporte, estocagem , importação e exportação de petróleo e gás natural; b) Fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, mostrando todas as tubulações, medidores e acessórios instalados; c) Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios; d) Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo uma descrição dos equipamentos, instrumentos e sistemas de calibração a serem empregados; e) Memorial descritivo da operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de propriedades e cálculo dos volumes de produção.

5.6 Os sistemas de medição fiscal da produção devem ser inspecionados pela ANP, para verificar a sua correta instalação e funcionamento, antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. Inspeções de outros sistemas podem ser executadas a critério da ANP.

5.7 O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.

5.7.1 A medição de petróleo em outras condições pode ser aprovada pela ANP, devendo ser previamente apresentados e justificados os critérios, parâmetros e fatores de correção para determinar o volume líquido de petróleo.

5.7.2 O sistema de medição deve incorporar detetores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de petróleo que não obedeça às especificações do subitem 5.7 ou às especificações alternativas aprovadas pela ANP conforme subitem 5.7.1.

5.8 Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO.

5.9 Todas as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento são executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizatário de outras instalações de petróleo e gás natural e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas.

6. MEDIÇÃO DE PETRÓLEO

6.1 Medição de Petróleo em Tanques.

6.1.1 Nas medições fiscais em tanques, o ponto de medição da produção está localizado, por convenção, imediatamente à jusante dos tanques de medição.

6.1.2 Os tanques utilizados para medição fiscal de petróleo devem atender aos seguintes requisitos: 6.1.2.1 Serem arqueados conforme subitem 6.2 deste Regulamento; 6.1.2.2 Serem providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo; 6.1.2.3 Serem providos de mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição; 6.1.2.4 As linhas de enchimento devem ser projetadas para minimizar queda livre de líquido e respingos.

6.1.3 As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.

6.1.4 As medições de nível de líquido nos tanques devem obedecer aos requisitos dos seguintes documentos e regulamentos: 6.1.4.1 Medições manuais com trena: Portaria INPM n.º 33/67 – Norma para Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques. Portaria INMETRO n.º 145/99 - Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem atender as medidas materializadas de comprimento, de uso geral. ISO/DIS 4512 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks - Manual Methods. 6.1.4.2 Medições com sistema automático: OIML R71 - Fixed Storage Tanks. General Requirements. OIML R85 - Automatic Level Gauges for Measuring the Level of Liquid in Fixed Storage Tanks. ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods. ISO/DIS 4266-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods – Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks.

6.1.5 Para determinação do volume medido devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores: a) Tabela volumétrica do tanque; b) Dilatação térmica entre a temperatura de medição e a condição de referência de 20 °C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos das normas: Portaria do INPM n.º 9/67 – Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respeitos Suportes. Portaria do INPM n.º 15/67 – Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos. CNP - Resolução n.º 06/70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks – Automatic Methods ISO/DIS 4266-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks ISO/DIS 4268 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Temperature Measurements – Manual Methods c) Conteúdo de água e sedimentos, determinado conforme subitem 6.5 deste Regulamento.

6.1.6 Todas as linhas conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a drenos, devem ser providas de válvulas que possam ser seladas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque. As válvulas devem ser testadas periodicamente para verificar a sua estanqueidade.

6.1.7 Os tanques devem ser operados em ciclos de enchimento e medição: 6.1.7.1 Durante o ciclo de enchimento, as válvulas de saída de petróleo do tanque para o ponto de medição devem estar fechadas e, no caso de medições fiscais, devem estar seladas. 6.1.7.2 Após o término do ciclo de enchimento, deve-se deixar o conteúdo do tanque repousar para liberação de vapores retidos no líquido ou gerados durante o enchimento e para eventual decantação de água. 6.1.7.3 Antes do início do ciclo de medição, devem ser fechadas todas as válvulas que conectam o tanque às entradas para enchimento, a outros tanques ou às saídas para pontos diferentes do ponto de medição. No caso de medições fiscais, as válvulas devem ser seladas na posição fechada. 6.1.7.4 Deve ser feita a amostragem conforme o subitem 6.5 e determinada a temperatura média conforme as normas aplicáveis. 6.1.7.5 O nível inicial deve ser medido conforme normas aplicáveis, sendo então aberta(s) a(s) válvula(s) de saída de petróleo para o ponto de medição. 6.1.7.6 Após o término da transferência do petróleo, são fechadas as válvulas de saída para o ponto de medição e medido o nível residual no tanque. Nas medições fiscais as válvulas devem ser seladas.

6.1.8 O cálculo dos volumes líquidos deve seguir as recomendações do seguinte documento: API - MPMS Chapter 12.1, Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels Chapter 12.1.1, Errata to Chapter 12.1–Calculation–Static Measurement, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels, First Edition Errata published

6.1.9 Devem ser elaborados relatórios de medição, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, contendo todos os valores medidos e todos os cálculos para a determinação do volume de petróleo produzido, recebido ou transferido, através do ponto de medição.

6.2 Procedimentos para Arqueação de Tanques de Medição e Calibração de Sistemas de Medição de Nível

6.2.1 Os tanques devem ser arqueados, atendendo às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento, para a elaboração da tabela volumétrica. A tabela volumétrica deve ser apresentada à ANP antes da aprovação do tanque para fins de medição. Os tanques devem ser calibrados conforme as seguintes normas: ISO/DIS 4269-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Tank Calibration by Liquid Measurement – Part 1: Incremental Method Using Volumetric Meters ISO 7507-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 1: Strapping Method ISO 7507-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 2: Optical-Reference-Line Method ISO 7507-3 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 3: Optical-Triangulation Method ISO 7507-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 4: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method ISO/DIS 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 5: External Electro-Optical Distance-Ranging Methods ISO/TR 7507-6 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 6: Recommendations for Monitoring, Checking and Verification of Tank Calibration and Capacity Table OIML R 71- Fixed Storage Tanks. General Requirements

6.2.2 Os tanques utilizados para medição de petróleo devem ser inspecionados por conta e risco do concessionário ou do autorizatário da instalação de petróleo ou gás natural, externa e internamente, uma vez a cada três anos, para determinar a existência de danos, incrustações e depósitos de material que possam afetar a calibração.

6.2.3 Os tanques utilizados para medição fiscal devem ser arqueados pelo menos a cada 10 anos ou imediatamente após a ocorrência de modificações capazes de afetar a calibração, devendo ficar fora de operação a partir desta ocorrência, até que seja efetuada a nova calibração.

6.2.4 As trenas utilizadas para medição devem ser verificadas, anualmente, pelo INMETRO.

6.2.5 Os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis a saber: próximos do

nível máximo, médio e mínimo. A diferença entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

6.3 Medição de Petróleo em Linha

6.3.1 Os sistemas de medição em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) Medidores de fluidos do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP. Os medidores devem ser providos com totalizador sem dispositivo de retorno a zero ou, no caso de dispositivos eletrônicos, cujo retorno a zero não seja possível sem operar ajustes protegidos por meio de selos ou de outras proteções contra acesso não autorizado; b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no subitem 6.4 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP; c) Um sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos e atendendo aos requisitos do subitem 6.5 deste Regulamento; d) Um instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura; e) Um instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática da pressão.

6.3.2 Os sistemas de medição em linha devem ser projetados para: a) Serem compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados; b) Impedir refluxo através dos medidores; c) Proteger os medidores contra transientes de pressão; d) Proteger os medidores contra pressões de choque, maiores que as pressões de projeto dos mesmos; e) Não permitir a passagem de gases ou vapores pelos medidores; f) Não possuir contorno dos medidores.

6.3.3 Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3 conforme OIML R117. Na operação dos sistemas de medição em linha deve ser assegurado que: a) Os medidores sejam operados dentro dos limites especificados pelo fabricante; b) As vazões e outras condições de operação estejam entre as máximas e as mínimas para assegurar que os erros máximos admissíveis não sejam excedidos; c) Os medidores fiscais sejam submetidos a calibração toda vez que houver mudanças nas condições de operação capazes de causar erros maiores que os máximos permissíveis.

6.3.4 A instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender as orientações dos documentos abaixo relacionados e outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP: Portaria INMETRO n.º 113/97 (medidores mássicos) OIML R117 ISO 2714 Liquid hydrocarbons – Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps ISO 2715 Liquid Hydrocarbons – Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems API - MPMS Chapter 5, Metering Chapter 5.1, General Consideration for Measurement by Meters. Chapter 5.4, Accessory Equipment for Liquid Meters. Chapter 5.5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems.

6.3.5 As medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores: a) Dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição conforme as seguintes normas: CNP - Resolução n.º 06-70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados API - MPMS Chapter 7.2, Temperature-Dynamic Temperature Determination. b) Compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição conforme a seguinte norma: API - MPMS Chapter 11.2.1M, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range. c) Conteúdo de sedimentos e água no petróleo, determinado conforme o subitem 6.5 deste Regulamento.

6.3.6 O cálculo dos volumes dos líquidos medidos deve estar de acordo com a seguinte norma: ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calculation of Oil Quantities – Part 2: Dynamic Measurement

6.3.7 Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os parâmetros e fatores utilizados e todos os cálculos efetuados para determinação do volume líquido corrigido de petróleo, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento.

6.4 Calibração de Medidores em Linha

6.4.1 Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas. Intervalos maiores podem ser aprovados pela ANP com base no registro histórico das calibrações. Outros medidores devem ser submetidos a verificação e calibração conforme subitens 8.2.1 e 9.3 deste Regulamento.

6.4.2 Para instalações e operação de sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha podem ser utilizados provadores, tanques de prova, medidores padrão ou outros sistemas previamente autorizados pela ANP, desde que atendam aos documentos abaixo relacionados ou outros reconhecidos internacionalmente, e aprovados pela ANP: ISO 7278-1 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 1: General Principles ISO 7278-2 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 2: Pipe Provers ISO 7278-3 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 3: Pulse Interpolation Techniques ISO/DIS 7278-4 Liquid Hydrocarbons – Dynamic Measurement – Proving Systems for Volumetric Meters – Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers API - MPMS Chapter 4, Proving Systems Chapter 4.1, Introduction, Second Edition. Chapter 4.3, Small Volume Provers Chapter 4.4, Tank Provers Chapter 4.5, Master-Meter Provers. Chapter 4.7, Field-Standard Test Measures.

6.4.3 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados na calibração dos calibradores de deslocamento mecânico, dos tanques de calibração, dos medidores padrões, e de outro sistema de calibração utilizado, devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

6.4.4 Os medidores-padrão, utilizados para a calibração dos medidores de petróleo em operação, devem ser calibrados com tanques de calibração ou provadores em linha de deslocamento mecânico, para se obter um fator de calibração do medidor-padrão, antes de utilizá-lo para calibrar os medidores em operação.

6.4.5 O medidor-padrão deve ser calibrado com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação e com uma vazão igual à vazão usual do medidor em operação, com uma tolerância de $\pm 10\%$, para que o fator de calibração não apresente variação superior a 0,05% entre as condições de calibração do medidor padrão e as condições de calibração do medidor em operação. No caso em que um medidor padrão seja utilizado para calibração de diversos medidores em operação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores em operação.

6.4.6 O medidor padrão deve ser calibrado mensalmente, com intervalo de tempo entre calibrações sucessivas menores do que 60 dias. Calibrações menos frequentes podem ser autorizadas pela ANP, em função do tempo de operação do medidor padrão e dos resultados históricos das calibrações.

6.4.7 A calibração do medidor padrão deve ser realizada efetuando-se e registrando-se testes, de forma que as maiores diferenças obtidas nos testes, para os fatores do medidor, sejam menores do que 0,02%, a saber: a) resultados de dois testes consecutivos, se for utilizado um tanque de calibração; b) resultados de cinco, de seis testes sucessivos, se for utilizado um provador de deslocamento mecânico.

6.4.8 Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão, este pode ser instalado a montante ou a jusante do medidor em operação, porém, sempre a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação e à jusante de filtros e eliminadores de gás.

6.4.9 Os provadores em linha, de deslocamento mecânico, e os tanques de calibração devem ser calibrados, pelo menos uma vez a cada 5 anos, utilizando-se os procedimentos estabelecidos nas normas pertinentes e padrões rastreáveis ao INMETRO. Cópias dos relatórios de calibração, elaborados conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, devem ser arquivadas para apresentação à ANP, quando for solicitado.

6.4.10 A calibração dos medidores fiscais em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido, nas condições usuais de medição, com desvios inferiores a 2% na massa específica e viscosidade, 5 °C na temperatura e 10% na pressão e com a vazão usual de operação, com desvio inferior a 10%.

6.4.11 Para o cálculo do fator de calibração, do medidor em operação, devem ser consideradas as seguintes correções do volume medido, quando pertinente: a) Variação do volume do calibrador pela ação da pressão do fluido sobre as paredes do mesmo; b) Dilatação térmica do líquido de teste; c) Variação do volume do calibrador de deslocamento mecânico ou do tanque de calibração com a temperatura; d) Variação do volume do líquido de teste com a pressão.

6.4.12 A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar dois testes sucessivos com uma diferença menor que 0,05% do volume do tanque de calibração. O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

6.4.13 A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05% . O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

6.4.14 A calibração de um medidor em operação com um provador em linha consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05%. O fator de calibração é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

6.4.15 Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal quando a variação do fator de calibração, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator de calibração, conforme os subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14 deste Regulamento.

6.5 Amostragem e Análise de Propriedades do Petróleo

6.5.1 Nas medições de petróleo, devem ser coletadas amostras, para análises qualitativas e quantitativas, para determinação do teor de água e sedimentos, da massa específica, para cada medição ou período de medição, a serem usadas na correção dos volumes medidos e outros usos. Analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua ou mais freqüente as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises de laboratório das amostras recolhidas.

6.5.2 Nas medições fiscais da produção de petróleo devem ser coletadas amostras, pelo menos uma vez por mês, para determinação do teor de enxofre, metais pesados, pontos de corte, para atendimento da Portaria n.º 155 da ANP, de 21/10/1998.

6.5.3 A coleta de amostras deve atender às orientações dos seguintes documentos: Portaria do INPM n.º 12/67 – Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos. ABNT 05800NB00418 75 Amostragem de Petróleo e Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos 0500NB00174 72 Norma Para Amostragem de Petróleo e Produtos Derivados API - MPMS Chapter 8, Sampling Chapter 8.2, Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177) Chapter 8.3, Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)

6.5.4 Os sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos: a) O ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor; b) O ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja perfeitamente representativa do produto. Caso se comprove ser necessário, deve ser incluído um sistema de mistura para garantir a representatividade das amostras; c) O recipiente de coleta de amostras deve ser estanque e provido de um sistema de homogeneização das amostras.

6.5.5 As amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder às medições de propriedades e análises

6.5.6 Devem ser feitas as seguintes determinações e análises:

6.5.6.1 Determinação da massa específica do petróleo deve seguir as orientações dos seguintes documentos: ABNT 14065 98 Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos - Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa Pelo Densímetro Digital. 07148 MB00104 92 Petróleo e Derivados - Determinação da Massa Específica - Método do Densímetro. API - MPMS Chapter 9, Density Determination

Chapter 9.1, Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160)

Chapter 9.3, Thermohydrometer Test Method for Density and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products. 6.5.6.2 Determinação do fração volumétrica de água e sedimento, conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ABNT MB00038 72 Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos Brutos e Óleos Combustíveis - (Métodos de Centrifugação) MB00294 66 Método de Ensaio Para a Determinação de Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis - Método por Extração 14236 98 Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos - Determinação do Teor de Água por Destilação API MPMS Chapter 10, Sediment and Water Chapter 10.7, Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric)(ANSI/ASTM D4377) (IP 356) 6.5.6.3 Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D2892-98b Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 -Theoretical Plate Column) ASTM D5236-95 Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method) 6.5.6.4 Determinação do teor de enxofre conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D129-95 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method) ASTM D1266-98 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method) 6.5.6.5 Determinação de metais pesados conforme um dos métodos dos seguintes documentos: ASTM D5708-95a Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry ASTM D5863-95 Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry

7. MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

7.1 Medição de Gás Natural em Linha

7.1.1 As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultra-sônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.

7.1.2 As medições de gás recebido num campo para elevação artificial ou injeção devem ser consideradas como medições fiscais.

7.1.3 Os sistemas de medição de gás devem ser instalados conforme documentos de referência e especificações dos fabricantes dos instrumentos de medição.

7.1.4 Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.1.5 Os sistemas de medição de gás devem ser operados com as vazões, entre a máxima e mínima, especificadas pelo fabricante.

7.1.6 Os instrumentos de medição de vazão, pressão diferencial e pressão e temperatura de fluxo devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com aquela necessária para se obter a incerteza especificada neste Regulamento. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

7.1.7 Nas medições de gás natural com placas de orifício devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: NBR ISO 5167-1 Medição de Vazão de Fluidos por Meio de Instrumentos de Pressão – Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Conduitos Forçados. ISO/TR 5168 Measurement of Fluid Flow – Evaluation of Uncertainties ISO/TR

9464 Guidelines for The Use of ISO 5167-1:1991 API - MPMS Chapter 14.2, Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (A.G.A. Report nº 8) Chapter 14.3, Part 1, Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report nº 3) (GPA 8185-90) Chapter 14.3, Part 2, Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530) Chapter 14.3, Part 3, Natural Gas Applications.

7.1.8 Nas medições de gás com turbinas devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento: AGA Measurement of Gas by Turbine Meters, A.G.A. Report nº. 7 .

7.1.9 Nas medições de gás com medidores ultra-sônicos devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento: AGA Report nº 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

7.1.10 Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%. Os demais sistemas de medição devem ter uma incerteza de medição inferior a 3%.

7.1.11 Os sistemas de medição fiscal de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura.

7.1.12 As variações na composição do gás, registradas durante as análises periódicas, conforme o subitem 7.3 deste Regulamento, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

7.1.13 O sistemas de medição fiscal de produção de gás natural, cuja vazão máxima seja inferior a 5.000 m³ por dia, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo da vazão junto com a temperatura média do gás no período, determinada por no mínimo três leituras diárias. A incerteza de medição nestes sistemas deve ser inferior a 3%.

7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural

7.2.1 Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superior a 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores.

7.2.2 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados para a calibração dos instrumentos de medição e sistemas de medição devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

7.2.3 Os medidores de gás do tipo turbina e medidores do tipo ultra-sônico devem ser calibrados com uma vazão igual à vazão usual de operação, com uma exatidão de medição de $\pm 10\%$. Devem ser calibrados os instrumentos de pressão e temperatura utilizados para compensação de pressão e temperatura, devendo a exatidão das medições estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, menor que a especificada neste Regulamento.

7.2.4 Nas medições com placas de orifício, devem ser calibrados os instrumentos de pressão diferencial, pressão e temperatura de fluxo, devendo a exatidão das medições de pressão diferencial, pressão e temperatura estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, inferior à especificada neste Regulamento. Se as exatidões de medição estiverem fora dos limites, os instrumentos devem ser regulados ou ajustados.

7.2.5 As placas de orifício utilizadas na medição fiscal de gás natural devem ser inspecionadas anualmente para verificar se estão dentro das tolerâncias dimensionais, conforme normas aplicáveis. Os trechos de medição, das medições fiscais, devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para determinação das dimensões dos tubos e da rugosidade interna dos mesmos, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis.

7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural

7.3.1 Nos pontos de medição fiscal da produção de gás natural, devem ser tomadas amostras para análise, pelo menos uma vez por mês. Podem ser utilizados analisadores

em linha para medição das propriedades e composições com maior frequência. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, pela análise de laboratório das amostras coletadas. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos dos seguintes documentos: API - MPMS Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

7.3.2 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativa e quantitativamente para se obter a composição do gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento da Portaria ANP n.º 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos. Devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos: ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5 ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method

8. APROPRIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

8.1 Medições Compartilhadas

8.1.1 Os sistemas de medição compartilhada das produções de dois ou mais campos devem ser autorizados pela ANP, antes do início da produção. A documentação para autorização deve incluir uma descrição detalhada dos métodos de apropriação da produção a cada campo e dos sistemas de medição para apropriação utilizados.

8.1.2 Nos sistemas de medição compartilhada, a produção de cada campo deve ser determinada por apropriação, com base na produção medida em medidores de apropriação ou estimada com base nos testes dos poços de cada campo e no tempo de produção de cada poço no mês.

8.2 Medições para Apropriação

8.2.1 As medições para apropriação da produção de petróleo devem cumprir os requisitos para as medições fiscais, com as seguintes exceções: 8.2.1.1 O petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 1% em volume de água e sedimentos. 8.2.1.2 Nas medições em tanques, os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis, a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. As discrepâncias entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automática devem ser menores que 12 mm. 8.2.1.3 Nas medições em tanque de volumes de produção de petróleo menores que 50 m³/dia, com tanques de capacidade menor que 100 m³, a arqueação do tanque pode ser efetuada por procedimento simplificado, baseado nas dimensões principais do mesmo. Nestas medições é permitida a utilização de medição de nível por régua externa ao tanque, com precisão de 20 mm, incluídos os erros de leitura devidos à posição do observador. 8.2.1.4 Os medidores em linha devem ser projetados, operados e calibrados para se obter uma classe de exatidão 1.0, conforme OIML R 117. Os medidores devem ser calibrados com intervalos não superiores a 90 dias. A ANP pode autorizar intervalos maiores entre calibrações sucessivas, com base no registro histórico das calibrações. 8.2.1.5 Na calibração dos medidores em linha, conforme subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14, a diferença entre os valores do fator do medidor, nos diferentes testes, não deve ser superior a 0,4%.

8.2.2 Nas medições para apropriação da produção de petróleo não estabilizado, deve ser considerado o fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, quando da estabilização do petróleo. No caso em que esses vapores forem recuperados na unidade de tratamento, deve ser computada a produção de gás, estimada com base no volume de óleo e a RGO do petróleo nas condições de medição para apropriação.

8.2.3 Os fatores de encolhimento, a RGO e os fatores de correção para a produção de gás, quando utilizados na determinação de volumes de produção, devem ser determinados mensalmente com intervalos não superiores a 42 dias, conforme métodos das normas aplicáveis.

8.2.4 Quando houver água livre no petróleo, medido nas condições de tanque, o seu volume deve ser determinado por decantação e nas medições em linha, através de analisador de fração total de água ou da obtenção de amostras representativas.

8.2.5 As medições para apropriação da produção de gás devem atender aos requisitos das medições fiscais de gás, com as seguintes diferenças: 8.2.5.1 A incerteza de medição deve ser menor que 2%. 8.2.5.2 As análises de gás devem ser trimestrais. 8.2.5.3 Para sistemas de medição com vazão máxima inferior a 5.000 m³ por dia, aplicam-se os critérios do subitem 7.1.13 deste Regulamento.

8.2.6 Nas medições para apropriação da produção de gás natural, devem ser considerados os fatores de correção devidos à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes e balanço de material das unidades de condicionamento. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

8.2.7 As medições para apropriação devem atender aos requisitos do seguinte documento: API -MPMS Chapter 20, Allocation Measurement of Oil and Natural Gas Chapter 20.1, Allocation Measurement

8.3 Testes de Poços

8.3.1 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados para apropriação da produção a um campo, cada poço em produção deve ser testado mensalmente, com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 42 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.2 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, cada poço em produção deve ser testado com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 90 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.3 Os testes devem ser realizados utilizando-se separadores de testes ou tanques de teste. Outros métodos de teste devem ser previamente aprovados pela ANP.

8.3.4 As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação. Quando isto não for possível, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação.

8.3.5 Os testes devem ter uma duração de pelo menos quatro horas, precedidas de um tempo de produção nas condições de teste, não inferior a uma hora, para a estabilização das condições operacionais.

8.3.6 Nos testes devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos. A medição de gás pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a ventilação ou a queima do gás natural produzido no campo, ou ainda tratar-se de um poço de gas lift intermitente. A medição da água pode ser estimada quando não houver produção de água livre ou quando assim for autorizado pela ANP. A produção de água deve ser determinada, neste caso, através da medição do conteúdo, medição de água e sedimentos no fluido produzido.

8.3.7 Os sistemas de medição utilizados para os testes de poços devem atender aos requisitos dos sistemas de medição para apropriação.

8.3.8 Devem ser elaborados relatórios de teste de poços, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento

8.4 Apropriação da Produção aos Poços e Campos

8.4.1 A produção medida nos pontos de medição deve ser apropriada aos poços do campo, com base nos testes dos poços. 8.4.1.1 A produção apropriada a cada poço será igual ao volume total de produção do campo, multiplicado pelo potencial de produção corrigido do poço e dividido pelo potencial de produção corrigido do campo. 8.4.1.2 Este critério será utilizado para apropriação da produção de petróleo e de gás natural.

8.4.2 A apropriação da produção medida num ponto de medição compartilhado por dois ou mais campos, quando feita com base nos testes de poços, deve considerar o

seguinte: 8.4.2.1 Calcular o potencial de produção corrigido de todos os campos cuja produção é medida no ponto de medição, que é igual à soma dos potenciais corrigidos da produção dos poços de todos os campos envolvidos. 8.4.2.2 Apropriar a produção a cada poço, que é igual ao potencial de produção corrigido do poço multiplicado pela produção total de todos os campos que compartilham o ponto de medição e dividido pela soma dos potenciais de produção corrigidos de todos os campos. 8.4.2.3 A produção apropriada a cada campo é igual à soma das produções apropriadas aos poços desse campo.

8.4.3 A produção deve ser apropriada mensalmente, com base no último teste de produção de cada poço. Deve ser verificado se os tempos de produção de todos os poços referem-se ao mesmo período de um mês gregoriano.

8.4.4 Quando são feitas medições para apropriação da produção, medida num ponto de medição compartilhado, a produção apropriada a cada campo é igual ao volume total de produção, multiplicado pelo volume medido na(s) respectiva(s) medição(ões) para apropriação e dividido pela soma dos volumes medidos em todas as medições para apropriação dos campos que compartilham o ponto de medição. A apropriação da produção aos poços deve ser feita para cada campo conforme subitem 8.4.1 deste Regulamento, utilizando o valor de produção apropriado para o campo como volume total da produção do campo.

9. MEDIÇÕES PARA CONTROLE OPERACIONAL DA PRODUÇÃO, MOVIMENTAÇÃO E TRANSPORTE, IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

9.1 As principais variáveis de processo dos sistemas de produção, movimentação e transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural para processamento devem ser medidas e registradas de forma a permitir o acompanhamento operacional.

9.2 Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados para as medições e compatíveis com as condições operacionais. As medições nos pontos de transferência de custódia de petróleo e gás natural devem atender, como mínimo, aos requisitos para medições fiscais, conforme este Regulamento.

9.3 Os instrumentos dos sistemas de medição para controle operacional devem ser, periodicamente, submetidos a verificação ou calibração, conforme um programa a ser apresentado à ANP .

9.4 Devem ser medidos os seguintes volumes:

9.4.1 Volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis ou qualquer outra utilização dentro do campo. A medição desses volumes por estimativa deve ser previamente aprovada pela ANP. Essas medições devem obedecer aos requisitos de medições para apropriação.

9.4.2 Volumes totais de gás utilizado para elevação artificial e destinado a injeção nos poços.

9.4.2.1 A apropriação de volumes de gás para elevação artificial ou injetados nos poços, utilizando instrumentos dedicados ou através de testes, deve ser feita de acordo com o procedimento usado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.3 Volumes de gás ventilado ou queimado em tochas. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP.

9.4.4 Volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada. 9.4.4.1 A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.5 Volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção.

9.4.6 Volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte.

9.4.7 Volumes de petróleo e gás natural transportados.

9.4.8 Volumes de gás natural para processamento.

9.4.9 Volumes de gás natural armazenado em sistemas de armazenamento.

10. PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS

10.1 Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

10.1.1 A falha real ou presumida de um sistema de medição pode ser detectada:

10.1.1.1 Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais ou fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;

10.1.1.2 Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

10.1.2 Quando for detectada uma falha num medidor, o mesmo deve ser retirado de operação para regulagem ou ajuste e calibração e substituído por outro calibrado. A produção, entre o momento da falha e a saída de operação será estimada com base na produção média horária antes da falha. Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a produção afetada é considerada a produção desde a calibração precedente ou durante os 21 dias imediatamente anteriores à calibração.

10.1.3 A ANP deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição fiscal da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados.

10.2 Relatórios de Medição, Teste, Calibração e Inspeção

10.2.1 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para a determinação da produção fiscal de um campo devem ser registrados em relatórios de produção. Os relatórios de produção devem cobrir um carregamento ou um dia de produção, o que for menor. Quando for efetuada uma medição em tanque de produção de petróleo, correspondente a mais de um dia, o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia.

10.2.2 O modelo dos relatórios da medição fiscal e da medição para o controle operacional da produção deve ser apresentado para aprovação da ANP. No caso de relatórios elaborados por meios eletrônicos, estes devem conter todas as fórmulas de cálculo utilizadas.

10.2.3 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para determinação das medições para controle operacional das demais atividades devem ser registrados em relatórios com este fim.

10.2.4 Os relatórios de medição fiscal e para apropriação devem incluir, pelo menos: a) Nome do concessionário ou autorizatário; b) Identificação do campo ou da instalação; c) Data e hora de elaboração do relatório; d) Período de produção ou da movimentação do fluido; e) Identificação dos pontos de medição; f) Valores registrados (totais, níveis, temperaturas, pressões); g) Volumes brutos (passou pelo medidor), brutos corrigidos (passou pelo medidor x FC) e líquidos de produção (bruto corrigido x cpl x FE x BSW) ou movimentação; h) Resultados das análises de laboratório; i) Fatores de correção com os parâmetros e métodos empregados para sua determinação; j) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.5 Devem ser elaborados relatórios dos testes de produção dos poços, imediatamente após a finalização dos testes. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos: a) Nome do concessionário; b) Identificação do campo; c) Data e hora de elaboração do relatório; d) Identificação do poço; e) Identificação dos equipamentos e sistemas de medição utilizados no teste; f) Data e hora de alinhamento do poço para teste; g) Data e hora de início do teste; h) Data e hora de finalização do teste; i) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início, a cada hora e no fim do teste; j) Volumes brutos, brutos em condições padrão e volumes líquidos da produção de petróleo, gás e água; k) Resultados das análises de propriedades do petróleo, gás e água; l) Fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo

dos mesmos; m) Volumes de produção diária de petróleo, gás e água; n) Vazões de teste de petróleo, gás e água; o) Razão gás/petróleo; p) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.6 Devem ser emitidos relatórios de calibração de todos os instrumentos e sistemas de medição. Os relatórios devem ser elaborados imediatamente após a calibração e devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao INMETRO, dos instrumentos e sistemas de calibração.

10.2.7 Devem ser emitidos relatórios de inspeção de tanques e sistemas de medição.

10.2.8 Os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por 5 anos, estando à disposição para exame, pela ANP ou seus representantes.

10.3 Inspeções

10.3.1 A ANP tem acesso livre, a qualquer tempo, às instalações de petróleo e gás natural para inspeção dos sistemas de medição, verificação das operações e dos relatórios de medição.

10.3.2 As inspeções podem incluir, mas não se limitam a : a) Verificação se os sistemas de medição estão instalados conforme normas e regulamentos aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes; b) Inspeção do estado dos sistemas e instrumentos de medição; c) Verificação dos selos e as respectivas planilhas de controle; d) Acompanhamento de inspeções de tanques e sistemas de medição; e) Acompanhamento de calibração de sistemas e instrumentos; f) Acompanhamento de operações de medição; g) Acompanhamento de testes de produção; h) Verificação dos cálculos dos volumes; i) Acompanhamento das operações de amostragem e análise de laboratório; j) Verificação dos relatórios de medição, teste e calibração.

10.3.3 Todos os instrumentos, equipamentos e pessoal necessários para as inspeções devem ser providos pelo concessionário, sem ônus para a ANP.

10.3.4 Quando a ANP solicitar a realização de inspeções que impliquem em operações não rotineiras, o concessionário deve providenciar a realização das mesmas dentro de 2 dias úteis da solicitação da ANP. Quando a inspeção incluir o acompanhamento de operações programadas, tais como calibração de sistemas de medição ou teste de poços, a ANP indicará a sua intenção de inspecionar tais operações. O concessionário confirmará a data e hora de realização das operações com, pelo menos, 7 dias de antecedência.

11. SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FISCAL

11.1 Os sistemas de medição fiscal da produção de petróleo e gás natural devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar dano, falha ou perda de calibração dos instrumentos e componentes do sistema.

11.2 Devem ser instalados selos para evitar acesso não autorizado às operações que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. Para operações realizadas através de programação, devem ser incluídas palavras chave ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

11.3 Devem ser selados os sistemas de amostragem automática para impedir a descaracterização das amostras.

11.4 As válvulas dos tanques devem ser providas de selos, conforme subitem 6.1.6 deste Regulamento

11.5 Deve ser elaborado um plano de selagem para cada sistema de medição, relacionando todos os selos instalados em instrumentos, válvulas e outros dispositivos, a função de cada selo e as operações para as quais é necessária a sua remoção.

11.6 Os selos devem ser numerados. Deve ser elaborado um registro de todos os selos utilizados, indicando a localização, a data e hora de instalação e remoção de cada um deles. O registro deve ser mantido permanentemente atualizado e disponível na instalação de produção para inspeção pela ANP ou por seus representantes autorizados. O registro deve conter, pelo menos: a) Nome do concessionário; b) Identificação da concessão e do campo; c) Relação de todos os pontos de instalação de selos, com o número do selo instalado em cada um deles e a data e a hora de

instalação; d) Histórico das operações de remoção e instalação de selos, com data e hora, identificação.

B**LEI DO PETRÓLEO (nº 9.478, DE 6.8.1997)**

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.

O Decreto nº 2.705, de 3.8.1998 - DOU 4.8.1998 - Efeitos a partir de 4.8.1998 - define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata esta Lei, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

O Decreto nº 2.455, de 14.1.1998 - DOU 15.1.1998 - Efeitos a partir de 15.1.1998 - implantou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), autarquia sob regime especial, aprovou sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Capítulo I Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional

Art. 1º. As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional.

(Nota)

Capítulo II Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º. Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Nota)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (NR) (Nota) § 1º. Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético. § 2º. O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

Capítulo III Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural

SEÇÃO I Do Exercício do Monopólio

Art. 3º. Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º. Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º. As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Seção II Das Definições Técnicas

Art. 6º. Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção; XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados; XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

XXIV - Biocombustível: combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil;

(Nota)

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil.”(NR)

(Nota)

CAPÍTULO IV DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Nota)

SEÇÃO I Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

(Nota) Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais. Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(Nota)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(Nota)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas; IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(Nota)

A Portaria ANP nº 234 de 12.8.2003 - DOU 13.8.2003 - efeitos a partir de 13.8.2003 aprovou o Regulamento que define o procedimento de imposição de penalidades aplicável aos infratores das disposições e termos constantes dos contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável.

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

(Nota)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento; XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

(Nota)

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de com-

bustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Nota)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Nota)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Nota)

A Medida Provisória nº 227, de 6.12.2004 - DOU 7.12.2004 Dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, de produtor ou importador de biodiesel e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS sobre as receitas decorrentes da venda desse produto. O art. 2º desta Medida Provisória estabelece que poderá ser cancelado, este Registro Especial a qualquer tempo, pela Secretaria da Receita Federal se, após a sua concessão, ocorrer o cancelamento da concessão ou autorização instituída pelo inciso acima descrito..

Art. 9º. Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

(Nota) Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no caput deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta adote as providências legais de sua alçada.

(Nota)

SEÇÃO II Da Estrutura Organizacional da Autarquia

Art. 11º. A ANP será dirigida, em regime de colegiado, por uma Diretoria composta de um Diretor-Geral e quatro Diretores.

§ 1º. Integrará a estrutura organizacional da ANP um Procurador-Geral.

§ 2º. Os membros da Diretoria serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal, nos termos da alínea f do inciso III do art. 52 da Constituição Federal.

§ 3º. Os membros da Diretoria cumprirão mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução, observado o disposto no art. 75 desta Lei. Art. 12.

(VETADO) I -

(VETADO) II -

(VETADO) III -

(VETADO) Parágrafo único.

(VETADO) Art. 13. Revogado.

(Nota) I - Revogado.

(Nota) II- Revogado.

(Nota) III - Revogado.

(Nota) Parágrafo único - Revogado.

(Nota) Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo ou de distribuição. § 1º. Durante o impedimento, o ex-Diretor que não tiver sido exonerado nos termos do art. 12 poderá continuar prestando serviço à ANP, ou a qualquer órgão da Administração Direta da União, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu. § 2º. Incorre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-Diretor que violar o impedimento previsto neste artigo.

SEÇÃO III Das Receitas e do Acervo da Autarquia

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;

III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, excetuados os referidos no inciso anterior;

IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;

V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica, os valores apurados na venda ou locação dos bens móveis e imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º do art. 22 desta Lei.

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

SEÇÃO IV Do Processo Decisório

Art. 17. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade. Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições. Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP. Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

CAPÍTULO V Da Exploração e da Produção

SEÇÃO I Das Normas Gerais

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º. A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e

informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei. Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º. Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º. A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

§ 1º. Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º. A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º. Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção. Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato; V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º. A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25. Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

SEÇÃO II Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem: I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica; II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção. Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI. Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

SEÇÃO III Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato; VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição. Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterá as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;
IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;

V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterà a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil. Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

SEÇÃO IV Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

SEÇÃO V Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

A Portaria ANP nº 123, de 18.7.2000 - DOU 19.7.2000 - Efeitos a partir de 19.7.2000, aprovou o Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção, de acordo com o estabelecido neste inciso..

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais. Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

A Portaria ANP nº 90, de 31.5.2000 - DOU 1º.6.2000, aprovou o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento, que define o conteúdo e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural, de acordo com o estabelecido neste inciso.

V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

SEÇÃO VI Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º. As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º. As receitas provenientes das participações governamentais definidas no caput, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

§ 3º. O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

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, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º. A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro 1989.

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001 - dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 25% de cada uma das parcelas distribuídas na forma deste artigo

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;
- b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;
- c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

(Nota) II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;
- b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;
- c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;
- d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

(Nota)

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001, dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 25% de cada uma das parcelas distribuídas na forma deste artigo.

§ 1º. Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§ 2º. O Ministério da Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do País, segundo normas a serem definidas em decreto do Presidente da República.

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regula-

mentada em decreto do Presidente da República.

A Lei nº 10.261, de 12.7.2001 - DOU 13.7.2001 - Efeitos a partir de 13.7.2001, dispõe que, no exercício de 2001, ficam desvinculados de despesas, entidades e fundos, mantidas as vinculações aos respectivos Ministérios, o seguinte percentual de recurso, pertencente a União, incluindo-se adicionais e acréscimos legais: até 70% da soma das parcelas distribuídas na forma deste artigo

§ 1º. A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º. Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

(Nota)

II - dez por cento ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção. § 3º. Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º.

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República. Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP. Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

CAPÍTULO VI Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º. A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º. Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes,

ratificando sua titularidade e seus direitos. Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

CAPÍTULO VII Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação. Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos. Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º. A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

A Portaria ANP nº 254, de 11.9.2001 - DOU 12.9.2001 - Efeitos a partir de 12.9.2001, regulamentou a resolução de conflito de que trata este artigo.

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

CAPÍTULO VIII Da Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado. Parágrafo único. O exercício da atividade referida no caput deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

CAPÍTULO IX Da Petrobrás

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º. As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º. A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou

não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante. Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto do Presidente da República.

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços. Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, a posteriori, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização.

CAPÍTULO X Das Disposições Finais e Transitórias

SEÇÃO I Do Período de Transição

Art. 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

(Nota)

A Lei nº 10.453, de 13.5.2002 - DOU 14.5.2002 - Efeitos a partir de 14.5.2002, dispõe que, para os efeitos do art. 74 desta Lei, o período de transição definido neste artigo, fica prorrogado em 6 meses, admitida nova prorrogação, por igual período, mediante ato do Poder Executivo.

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em

vigor, aplicados à atividade de refino. Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

A Portaria ANP nº 21, de 6.2.2001 - DOU 8.2.2001 - Efeitos a partir de 8.2.2001
- regulamentou o disposto neste artigo.

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Estado de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável. Parágrafo único. Revogado.

(Nota)

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º. A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º. (VETADO) § 3º. Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC. Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

Brasília, 6 de agosto de 1997; 176 da Independência e 109º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Iris Rezende

Raimundo Brito

Luiz Carlos Bresser Pereira

C

DRAFT DA PORTARIA INMETRO nº 061, 27.03.2003

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE
INDUSTRIAL (INMETRO)

OBJETO: Proposta de Regulamento Técnico Metrológico que estabelece os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição de combustíveis gasosos.
ORIGEM: INMETRO/MDIC

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL - INMETRO, no uso de suas atribuições, conferidas pela Lei n.º 5.966, de 11 de dezembro de 1973, e tendo em vista o disposto no artigo 3º, inciso III, da Lei n.º 9.933, de 20 de dezembro de 1999, e na alínea "a", do subitem 4.1, da Regulamentação Metrológica aprovada pela Resolução n.º 11/88, de 12 de outubro de 1988, do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO, resolve:

Art. 1º Publicar a proposta de Portaria, em anexo, para regulamentar os sistemas de medição de combustíveis gasosos, em particular gás natural.

Art. 2º Declarar aberto, a partir da data da publicação desta Consulta Pública, o prazo de 60 (sessenta) dias para que sejam apresentadas sugestões e críticas relativas ao anexo.

Art. 3º Informar que as críticas e sugestões a respeito da proposta deverão ser encaminhadas para o seguinte endereço: Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO Diretoria de Metrologia Legal Gerência de Desenvolvimento e Regulamentação Metrológica Av. Nossa Senhora das Graças, 50 - Xerém CEP 25 250-020 - Duque de Caxias - RJ FAX: (021) 2679 1761 (021) 2679 9164 E-mail: dimel@inmetro.gov.br ou geder@inmetro.gov.br

Art. 4º Informar que, findo o prazo estipulado no artigo 2º, o INMETRO se articulará com as entidades significativas do setor, que tenham manifestado interesse na matéria, para que indiquem representantes nas discussões posteriores, visando à consolidação do texto final.

Art. 5º Publicar esta Portaria de Consulta Pública no Diário Oficial da União, quando iniciará a sua vigência.

ARMANDO MARIANTE CARVALHO JUNIOR

ANEXO C: Portaria Inmetro nº 061 , de 27 de março de 2003

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL - INMETRO, no uso de suas atribuições, conferidas pela Lei n.º 5.966, de 11 de dezembro de 1973, e tendo em vista o disposto no artigo 3º, inciso III, da Lei n.º 9.933, de 20 de dezembro de 1999, e na alínea "a", do subitem 4.1, da Regulamentação Metrológica aprovada pela Resolução n.º 11/88, de 12 de outubro de 1988, do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO; Considerando a importância do gás natural na matriz energética do país e o projeto de Recomendação Internacional, pertinente, que se encontra em discussão no âmbito da OIML; Considerando o exaustivo debate com os segmentos da sociedade envolvidos com produção, transporte, medição e comercialização do gás natural;

Considerando a urgência em estabelecer controle metrológico sobre os sistemas de medição de gás natural e, em especial, os abordados pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro no 001/2000, resolve baixar as seguintes disposições:

Art. 1o Aprovar o Regulamento Técnico Metrológico, que com esta baixa, estabelecendo os requisitos técnicos metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição de gás natural.

Art. 2o Admitir a continuidade, por 180 (cento e oitenta) dias, do uso de sistemas de medição já instalados, desde que os erros máximos apresentados, quando em serviço, situem-se dentro dos limites estabelecidos no item 10.4 do Regulamento Técnico Metrológico, ora aprovado.

§ 1o Os detentores destes sistemas de medição terão o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contado a partir da data de publicação desta Portaria, para encaminhar, ao Inmetro, a solicitação de utilização dos mesmos, acompanhadas da documentação identificadora de cada um dos sistemas.

§ 2o O Inmetro deverá fornecer autorização para o uso do sistema de medição até que o mesmo sofra sua primeira verificação periódica, conforme estabelecido no item 10.4 do Regulamento Técnico Metrológico.

§ 3o As não-conformidades ao Regulamento Técnico Metrológico deverão ser corrigidas no prazo máximo de 12 (doze) meses, a contar da data de concessão da autorização de uso do sistema de medição.

§ 4o Os medidores, utilizados nesses sistemas de medição quando da publicação desta Portaria, continuarão a ser utilizados desde que os erros máximos apresentados por esses sistemas se situem dentro dos limites estabelecidos para suas respectivas classes de exatidão. Art. 3o O não cumprimento do disposto nesta Portaria, assim como de disposições do Regulamento Técnico Metrológico, ora aprovado, sujeitará os infratores às penalidades estabelecidas no artigo 8º, da Lei no 9.933, de 20 de dezembro de 1999.

Art. 4o A Diretoria de Metrologia Legal do Inmetro, além das exigências constantes no Regulamento Técnico Metrológico baixado por esta Portaria, poderá estabelecer outras que julgar necessárias durante o processo de implantação/implementação do controle metrológico dos sistemas de medição de gás. Art. 5o Esta Portaria entrará em vigor na data de sua publicação no Diário Oficial da União.

ARMANDO MARIANTE CARVALHO JUNIOR Presidente do Inmetro

ANEXO

REGULAMENTO TÉCNICO METROLÓGICO A QUE SE REFERE A PORTARIA INMETRO N.º 061 DE 27 DE março DE 2003

1. OBJETIVO 1.1

O presente Regulamento estabelece as exigências metrológicas e técnicas, mínimas, aplicáveis aos sistemas de medição de combustíveis gasosos sujeitos ao controle da Metrologia Legal. Estabelece também exigências para aprovação de partes do sistemas de medição.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

2.1 Este Regulamento se aplica a sistemas de medição de combustíveis gasosos:

- a) com uma vazão máxima (Q_{max}) designada igual ou maior do que 100 m³/h nas condições de base e pressões de operação igual ou maior do que 200 kPa (2 bar) absoluta;
- b) com exceção de sistemas equipados com medidores de gás tipo diafragma e sistemas de gás natural para veículos.

2.2 Se aplica a grandes estações localizadas na fronteira entre dois países bem como a pequenas estações comunitárias e industriais.

2.3 Diferentes tipo de sistemas de medição são considerados:

- a) sistemas de medição munidos com indicações de volume nas condições de base (como definido neste Regulamento) ou massa convertida de um volume determinado de gás nas condições de medição;

b) sistemas de medição fornecendo diretamente a massa do gás; c) sistema de medição fornecendo indicação de energia correspondente a um volume nas condições de base ou a massa do gás.

2.4 A conversão massa para volume não é o objetivo deste Regulamento.

2.5 Este Regulamento também estabelece as condições para que os sistemas de medição sejam aprovados e verificados. O método de referência para o controle metrológico dos sistemas de medição consiste em verificar o sistema completo como um todo nas condições de instalação. Contudo, quando por razões técnicas ou econômicas este método de referência não for aplicável, o controle metrológico consiste em verificar o sistema por meio do método modular (ver item 9 da Norma de controle metrológico).

Somente se proporcionar a mesma garantia metrológica; este método consiste em verificar no laboratório as seguintes partes principais:

- a) o medidor levando em consideração as condições do medidor dentro do sistema, isto é o módulo de medição;
- b) o dispositivo que converte o volume nas condições de medição no volume nas condições de base ou a massa;
- c) o dispositivo que converte o volume nas condições de base ou a massa em energia;
- d) o dispositivo usado para determinar o poder calorífico. Em qualquer caso, a aprovação de modelo para o sistema completo deve ser concedida após ter sido verificado que o sistema atende as exigências especificadas neste Regulamento. As exigências para o sistema de medição são complementarias àquelas aplicáveis somente aos medidores conforme estabelecido nas Recomendações OIML pertinentes (R6, R7). De certo modo elas precedem a necessidade de exigências adicionais para os medidores correspondentes.

3. TERMINOLOGIA

3.1 Sistema de medição

3.1.1 Medidor: instrumento destinado a medir continuamente, memorizar e indicar o volume ou massa de gás que passa pelo dispositivo de medição de vazão, sob as condições de medição.

3.1.1.1 O mostrador pode ser um dispositivo indicador remoto.

3.1.2 Dispositivo de medição de vazão: componente de um medidor que converte o volume ou a massa do gás a ser mensurado em sinais, que são transmitidos para o dispositivo calculador. Esta transmissão pode ser feita por meio próprio ou pelo uso de uma fonte de alimentação externa. Nota: O dispositivo medidor de vazão deve incluir um sensor e um transdutor de medição.

3.1.2.1 Sensor: elemento de um instrumento de medição ou de uma cadeia de medição que é diretamente afetado pelo mensurando.

3.1.2.2 Transdutor de medição: dispositivo que fornece uma grandeza de saída que tem uma correlação determinada com a grandeza de entrada.

3.1.3 Dispositivo Calculador: componente do sistema de medição que recebe os sinais de saída do(s) transdutor(es) e, possivelmente, de instrumentos de medição associados transformando-os e, se apropriados, armazena na memória os resultados até serem usados. Além disso ele deve ser capaz de comunicação bidirecional com equipamentos periféricos. Isto inclui aquilo que é geralmente denominado computador de vazão.

3.1.4 Dispositivo indicador: componente do medidor que apresenta continuamente os resultados da medição.

3.1.5 Dispositivo auxiliar: dispositivo destinado a executar uma função específica, envolvido diretamente na elaboração, transmissão ou exibição dos resultados mensurados. Principais dispositivos auxiliares:

- a) dispositivo indicador repetitivo;
- b) dispositivo para impressão;
- c) dispositivo para memorização de dados;
- e) dispositivo totalizador;
- f) dispositivo de conversão.

Notas:

- 1) Se necessário, o INMETRO pode determinar que um dispositivo auxiliar seja submetido ao controle metrológico conforme sua função no sistema de medição.

2) Um dispositivo auxiliar pode ser integrado ao dispositivo calculador, ao medidor, ou constituir equipamentos periféricos ligados ao dispositivo calculador por meios de uma interface.

3.1.6 Dispositivo adicional: dispositivo, ou elemento outro que o auxiliar, necessário para assegurar o nível exigido de exatidão da medição ou facilitá-la ou que possa ainda, de certa forma, afetá-la. Principais dispositivos adicionais:

- a) filtro;
- b) dispositivo condicionador de fluxo;
- c) contornos ou derivações;
- d) válvulas;
- e) dispositivo de redução de pressão localizado a montante e a jusante do sistema de medição;
- f) amostradores;
- g) tubulações.

3.1.7 Sistema de medição: sistema que inclui o módulo de medição e todos os dispositivos auxiliares e adicionais. E quando apropriado, um sistema de exigências documentadas assegurando a qualidade e a rastreabilidade dos dados.

3.1.8 Módulo de medição: subconjunto de um sistema de medição que compreende o próprio medidor ou medidores e todas as partes do circuito gasoso do sistema de medição.

3.1.9 Instrumento de medição associado: instrumento conectado ao dispositivo calculador, ao dispositivo de correção ou de conversão, para medição de certas quantidades que são características do gás com vista a fazer uma correção e/ou conversão.

3.1.10 Fator de correção: fator numérico (constante única ou vinda de uma função matemática "f(q)") no qual o resultado não corrigido de uma medição é multiplicado para compensar o erro sistemático.

3.1.11 Dispositivos de ajuste ou de correção.

3.1.11.1 Dispositivo de ajuste: um dispositivo incorporado ao medidor que somente permite o deslocamento da curva de erro geralmente paralelo à própria curva, com vista a trazer os erros para dentro dos limites dos erros máximos admissíveis e ajustar o erro médio ponderado ao mínimo.

3.1.11.2 Dispositivo de correção: dispositivo conectado ou incorporado ao medidor para corrigir automaticamente o volume nas condições de medição, levando em consideração a vazão e/ou as características do gás a ser medido (temperatura, pressão, composição do gás etc...) e curvas de calibração pré-estabelecida.

3.1.11.2.1 As características do gás podem também ser mensuradas usando-se instrumentos de medição associados, ou armazenadas na memória do instrumento. 3.1.12 Dispositivo de conversão Notas: 1) Neste Regulamento, o termo "dispositivo de conversão" inclui dispositivos de conversão tais como a função de conversão no medidor de vazão.

2) Um calculador, um dispositivo de correção e um dispositivo de conversão podem ser combinados em uma única unidade.

3.1.12.1 Dispositivo de conversão de volume: Dispositivo que converte automaticamente o volume mensurado nas condições de medição em um volume nas condições de base, ou em massa, levando-se em conta as características do gás (pressão, temperatura, composição, densidade) mensurado usando instrumentos de medição associados ou armazenando em uma memória.

3.1.12.1.1 Fator de conversão: é o quociente entre o volume (ou a massa), nas condições de base, e o volume nas condições de medição.

3.1.12.2 Dispositivo de conversão de energia: dispositivo que automaticamente multiplica o volume nas condições de base ou a massa pelo poder calorífico representativo do gás.

3.1.13 Condições de medição: condições do gás nas quais o volume deve ser mensurado em um ponto da medição (por exemplo: temperatura e pressão do gás medido).

3.1.14 Condições de base: condições específicas para as quais os volumes mensurado do gás são convertidos ou relacionados a determinada energia. Nota: O termo "sob condições de referência" é freqüentemente usado no lugar de "condições de base". De qualquer forma, as condições de medição não podem ser confundidas com as condições de base, no qual está relacionado somente o volume do gás a ser mensurado ou indicado juntamente com as "condições de avaliação das operações" e as "condições de referência" no qual são aplicadas somente as grandezas de influência.

3.1.15 Poder calorífico superior: quantidade de calor que seria liberado pela completa combustão no ar de uma quantidade específica de gás, de tal modo que a pressão, a qual a reação ocorre, permanece constante e todos os produtos da combustão são retornados às mesmas temperaturas especificadas conforme as dos reagentes, todos esses produtos se encontram no estado gasoso com exceção da água formada pela combustão, a qual é condensada para o estado líquido a uma temperatura especificada. Notas:

1) Na continuidade deste Regulamento, poder calorífico é usado para poder calorífico superior.

2) A energia de condensação e a entalpia dependem diretamente da temperatura e pressão; consequentemente, a energia na condição de base é levada em consideração. 3) O poder calorífico pode ser determinado na base molar, mássica ou volumétrica.

3.1.16 Poder calorífico representativo: um poder calorífico individual ou uma combinação de poderes caloríficos considerados, de acordo com a constituição do sistema de medição, como o mais apropriado poder calorífico a ser associado com a quantidade mensurada de modo a calcular a energia.

3.1.17 Dispositivo determinador do poder calorífico (DDPC): instrumento de medição associado para medição do poder calorífico do gás.

3.1.18 Auditoria seqüencial: um conjunto de registros eletrônico ou em papel que proporciona exame completo das variáveis de medição, parâmetros estabelecidos e resultados calculados para verificar a exatidão da medição da transferência de gás e eventuais correções.

3.1.18.1 Os registros requeridos podem incluir: volumes nas condições de medição, pressões, temperaturas, poderes caloríficos, especificação e parâmetros da equação de conversão, volumes e energia nas condições de base, dados de calibração e registro de alarme.

3.1.19 Comunicação segura: comunicação, física ou não, entre dois elementos de um sistema de medição garantindo que a transferência da informação de um desses elementos para outro não será modificada pelo usuário, por influências externas ou por falhas no sistema.

3.1.19.1 Esta garantia deve ser proporcionada por dispositivos lacrados e por sistemas de monitoramento.

3.1.20 Exigências documentadas: medidas adotadas pelo usuário de um sistema de medição a fim de garantir ao INMETRO que as operações efetuadas sem utilizar comunicação segura foram realizadas em conformidade com as exigências metrológicas. Nota: As exigências documentadas podem ser parte do sistema da garantia da qualidade.

3.1.21 Fator de compressibilidade: parâmetro que indica o desvio do comportamento do gás em relação ao gás ideal. Nota: Em geral, neste Regulamento, a relação Z/Z_b dos fatores de compressibilidade é usado, respectivamente, na medição e nas condições de base.

3.1.22 Condições nominais de operação: condições normais, médias ou típicas de utilização de um sistema ou um dispositivo de medição estabelecidas pelo fabricante.

3.1.23 Deriva: Variação lenta de uma característica metrológica de um instrumento de medição.

3.2 Características metrológicas

3.2.1 Indicação primária: indicação (exibida, impressa ou armazenada) que está sujeita ao controle metrológico legal. Nota: Indicações outras que a primária, são comumente referidas como indicações secundárias.

3.2.2 Incerteza de medição: parâmetro associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser fundamentalmente atribuídos a um mensurando.

3.2.3 Valor verdadeiro de uma grandeza: valor consistente com a definição de uma dada grandeza específica.

3.2.4 Erro de medição: resultado de uma medição menos o valor verdadeiro do mensurando. Nota: Uma vez que o valor verdadeiro não pode ser determinado, utiliza-se, na prática, um valor verdadeiro convencional.

3.2.5 Erro relativo: erro na medição dividido por um valor verdadeiro do objeto da medição.

3.2.6 Erros máximos admissíveis: valores extremos admitidos por este Regulamento para um erro.

3.2.7 Rastreabilidade de uma medição: propriedade do resultado de uma medição ou do valor de um padrão estar relacionado a referências estabelecidas, geralmente padrões nacionais ou internacionais, através de uma cadeia contínua de comparações, todas tendo incertezas estabelecidas. Nota: A rastreabilidade só existe quando evidências rigorosas são coletadas cientificamente, numa base contínua, mostrando que a medição gera resultados

documentados no qual o total de incertezas é quantificado.

3.2.8 Faixa especificada de medição: um conjunto de valores do mensurando ou quantidades características do gás para as quais o erro é planejado permanecer dentro dos limites especificados neste Regulamento. Notas:

1) Em geral os limites superiores e inferiores da faixa especificada de medição são denominados: valores máximos e mínimos, respectivamente (por exemplo: vazão máxima 2000 m³/h, vazão mínima 50 m³/h).

2) Esta definição se aplica ao sistema de medição e aos seus elementos, constituinte como um todo.

3) Mensurando principal ou quantidades características para o módulo de medição são: vazão, pressão ou temperatura do gás.

4) Um dispositivo de conversão tem uma faixa de medição especificada para cada quantidade que ele processa.

3.2.9 Vazão máxima do sistema de medição (Q_{max}): vazão igual à soma das vazões de todos os medidores em derivações paralelas (onde apropriadas) compondo o sistema quando um destes medidores alcança sua vazão máxima sob as condições especificadas de utilização, estando em uso todos os demais medidores.

3.2.10 Vazão mínima de um sistema de medição (Q_{min}): vazão igual ou maior do que a menor vazão mínima dos medidores individuais que fazem parte do sistema.

3.2.11 Quantidade mínima mensurável: a menor quantidade para a qual a medição é metrologicamente aceitável para o sistema. Nota: Um sistema de medição tem uma quantidade mínima mensurável para cada mensurando principal processado (volumes, massa ou energia).

3.2.12 Desvio mínimo especificado de uma quantidade: o valor absoluto do erro máximo admissível para a quantidade mínima mensurável de um sistema de medição.

3.2.13 Erro de repetitividade: para os propósitos deste Regulamento, é a diferença entre o maior e o menor dos resultados de uma série de medições sucessivas de uma mesma quantidade, realizadas nas mesmas condições.

3.2.14 Erro intrínseco: erro de um sistema de medição determinado sob condições de referência.

3.2.15 Erro intrínseco inicial: Erro intrínseco de um sistema de medição determinado antes dos ensaios de desempenho.

3.2.16 Falha (relevante apenas para sistemas de medição eletrônicos): diferença entre o erro de indicação e o erro intrínseco de um sistema de medição ou de seus elementos constituintes.

3.2.17 Falha significativa (relevante apenas para sistemas de medição eletrônicos).

3.2.17.1 Para os principais mensurandos (volumes, massa ou energia): Uma falha, com magnitude superior a um décimo da magnitude do erro máximo admissível para o mensurando pertinente. Contudo qualquer que seja a quantidade mensurada:

a) falhas maiores que um décimo da magnitude do erro máximo admissível correspondente a uma quantidade igual a um minuto na Q_{max} são sempre consideradas como significativas..

b) falhas menores do que o desvio mínimo especificado para a grandeza pertinente nunca são consideradas como significativas. Nota: Para os mensurandos principais este conceito somente se aplica aos componentes eletrônicos do sistema de medição.

3.2.17.2 Para instrumentos associados outros que não dispositivo determinante do poder calorífico (DDPC): uma falha, a magnitude da qual é maior do que a metade da magnitude do erro máximo admissível para o mensurando pertinente. Contudo uma falha cuja magnitude seja menor do que duas vezes o valor de uma divisão do instrumento de medição associado nunca é considerado como falha significativa. Nota: Para instrumentos de medição associados, outros que não DDPC, este conceito se aplica ao instrumento de medição associado como um todo ou somente aos componentes eletrônicos, de acordo com o objetivo do ensaio.

3.2.17.3 Dispositivos determinadores do poder calorífico (DDPC): uma falha, a magnitude da qual é maior que um décimo da magnitude do erro máximo admissível para o poder calorífico. Contudo uma falha cuja magnitude seja menor que dois valores de uma divisão nunca é considerada como falha significativa. Nota: Este conceito se aplica aos DDPC como um todo.

3.2.17.4 Não devem ser considerados como falhas significativas:

a) falhas provenientes de causas simultâneas e mutuamente independentes no próprio instrumento de medição ou em seus sistemas de monitoramento;

b) falhas transitórias provenientes de variações momentâneas na indicação, que não podem ser interpretadas, memorizadas ou transmitidas como resultados de medições.

3.2.18 Deriva: variação lenta de uma característica metrológica de um instrumento de medição.

3.2.19 Efeito da instalação: qualquer diferença no desempenho de um componente ou do sistema de medição originada entre a calibração sobre condições ideais e as condições reais de utilização. Esta diferença pode ser causada por diferentes condições de vazões devido ao perfil da velocidade, perturbações ou por diferentes regimes de trabalho (pulsação, vazão intermitente, vazão alternante, vibrações...).

3.2.20 Erro médio ponderado (EMP): combinação de erros ponderados de um medidor ou de um módulo de medição. O EMP é utilizado para ajustar a curva de erro tão próximo quanto possível do zero. É calculado conforme equação abaixo:

Onde: n maior ou igual a 7

Q_i/Q_{max} são fatores ponderados (para $Q_i = Q_{max}$ o fator ponderado é igual a 0,4),
 E_i é o erro de indicação à vazão Q_i

Nota: Quando a faixa especificada de medição de um medidor ou módulo de medição for antecipadamente conhecida e quando esta faixa for menor do que a faixa de medição máxima especificada do medidor, é recomendável determinar o EMP e ajustar o medidor somente na faixa de operação real e atualizando as marcações.

3.2.21 Estabilidade: (relevante somente para sistemas de medição eletrônico) capacidade de um sistema de medição eletrônico ou parte dele manter seu desempenho característico durante um período de tempo.

3.2.22 Intervalo de ajuste para um dispositivo determinador de poder calorífico: intervalo de tempo ou número de medições entre dois ajustes necessários de um dispositivo determinador de poder calorífico

3.3 Ensaio e condições de ensaio

3.3.1 Grandeza de influência: Uma grandeza que não é o mensurando, mas que afeta o resultado da medição deste.

3.3.2 Fator de influência: uma grandeza de influência que apresenta um valor dentro das condições de utilização do sistema de medição, como especificadas neste Regulamento.

3.3.3 Perturbação: grandeza de influência que apresenta um valor dentro da faixa dos limites especificados neste Regulamento, mas fora das condições de utilização especificadas para o sistema de medição. Nota: Uma grandeza de influência é uma perturbação se as condições de utilização não forem fixadas para esta grandeza.

3.3.4 Condições de utilização: condições de uso, para as quais as características metrológicas específicas de um instrumento de medição mantêm-se dentro de limites especificados.

3.3.5 Condições de referência: conjunto de valores especificados de fatores de influência fixados para assegurar a intercomparação correta dos resultados das medições.

3.3.6 Ensaio de desempenho: ensaio destinado a verificar se o sistema de medição sob ensaio (ESE) é capaz de cumprir as funções para as quais ele foi previsto.

3.3.7 Ensaio de desgaste: ensaio destinado a verificar se o medidor ou o sistema de medição é capaz de manter suas características de desempenho durante um período determinado.

3.4 Equipamento eletrônico ou elétrico

3.4.1 Dispositivo eletrônico: dispositivo que utiliza subconjuntos eletrônicos e que cumpre uma função específica. Nota: Os dispositivos eletrônicos são usualmente fabricados como unidades separadas e são capazes de ser testados independentemente.

3.4.1.1 Os componentes eletrônicos dos DDPC não são ensaiados separadamente.

3.4.1.2 Um sistema de medição incluindo, pelo menos, um dispositivo eletrônico sujeito ao controle metrológico é denominado um sistema de medição eletrônico.

3.4.2 Sistema de monitoramento: sistema incorporado a um sistema de medição que permite detectar e agir sobre falhas significativas.

3.4.2.1 O monitoramento de um dispositivo de transmissão objetiva verificar que toda informação que é transmitida (e somente esta informação) é recebida integralmente pelo equipamento receptor.

3.4.3 Sistema de monitoramento automático: sistema de monitoramento que funciona sem a intervenção do operador.

3.4.4 Sistema de monitoramento automático permanente (tipo P): sistema de monitoramento automático que funciona durante toda a operação de medição.

3.4.5 Sistema de monitoramento automático intermitente (tipo I): sistema de monitoramento automático que funciona, pelo menos uma vez, no começo ou no fim de cada operação de medição.

3.4.6 Sistema de monitoramento não automático (tipo N): sistema de monitoramento que requer a intervenção do operador.

4. DESCRIÇÃO

Como regra geral, de acordo com vazão máxima de um sistema de medição assim como as considerações técnicas e econômicas, o INMETRO pode exigir:

- a) A classe de exatidão;
- b) O tipo de conversão (ver 7.3.2);
- c) Os componentes a serem incluídos no sistema de medição.

4.1 Componentes de um Sistema de Medição

4.1.1 Um medidor por si só não é um sistema de medição ou um módulo de medida. Um sistema de medição pode incluir elementos da seguinte lista:

- medidores; (*) - dispositivos de conversão; (*se aplicáveis)
- dispositivo determinador de poder calorífico; (se aplicável)
- válvula isolante;
- sistema de monitoramento; (*)
- dispositivos de memória ou de impressão e gravador cronológico automático; (*de acordo com regulamento)
- tubulações, vedações e conexões; (*)
- filtro e separador;
- equipamento de pré-aquecimento de gás; - equipamento para reduzir o nível de ruído; - equipamento de controle de vazão e pressão para a estação ou para a linha medidora; (*)
- equipamento alternador para selecionar o número apropriado de linhas de medida correspondendo à real carga da estação e usado para assegurar que qualquer medidor em serviço está medindo vazão entre seus Q_{min} e Q_{max} ; (*)
- equipamento para prevenir a formação de hidratos e de gelo;
- equipamento para absorver vibrações e pulsações; (*)
- dispositivo condicionador de perfil de vazão; - retirada de amostra gasosa e sistema condicionador; (*)
- Abastecimento para calibração do dispositivo determinador de poder calorífico incluindo calibrações padrões; (se aplicáveis) - tubulações adicionais; - exigências documentadas e sistemas da qualidade; - outros componentes. * é sempre parte do sistema de medição quando presente

4.1.2 Se vários medidores e/ou dispositivos de medição de vazão forem previstos para uma única operação de medição, estes medidores são considerados inclusos no mesmo sistema de medição.

4.1.2.1 Se vários medidores e/ou dispositivos medidores de vazão forem previstos para operações distintas de medição (diferentes contratos), mas que tem elementos em comum (dispositivos calculadores, filtros, dispositivos de conversão etc...), cada medidor forma, juntamente com os elementos comuns, um sistema de medição.

4.2 Conceito de sistema de medição De acordo com as formas características que o gás é coletado, um sistema de medição pode ser constituído por:

- 1) Módulos distintos (medidores, dispositivos de conversão, dispositivos determinadores de poder calorífico...) que atendem às necessidades de cada módulo que são conectados com comunicações seguras que asseguram transmissões confiáveis de dados.
- 2) Módulos distintos que atendem às necessidades de cada módulo, os quais não são conectados com comunicações seguras que asseguram transmissões confiáveis de dados. Neste caso as exigências documentadas devem assegurar a rastreabilidade dos dados usados para determinação dos correspondentes mensurandos.
- 3) Módulos distintos que atendem aos requisitos necessários para cada módulo presente

e levados em consideração os dados que não forem medidos (por exemplo a pressão do gás no caso de conversão para volume) ou que não são freqüentes e/ou não são medidos no local (por exemplo poder calorífico do gás no caso de uma determinação diária e/ou remota). Neste caso, a exigência documentada deve assegurar: a) a representatividade dos dados levados em conta, e b) a rastreabilidade dos dados usados para a determinação das medições. Nota A combinação do caso 2 e 3 é possível. O Inmetro pode decidir se o controle metrológico se aplica para cada tipo dos sistemas de medição acima mencionados ou apenas se aplica para tipos particulares.

4.3 Medição de vazão As quantidades de gás podem ser determinadas por diferentes princípios físicos.

5. UNIDADES DE MEDIDAS E ABREVIATÕES

5.1 Unidades de medida O volume deve ser indicado em metros cúbicos. A massa deve ser indicada em toneladas ou quilogramas. A energia deve ser indicada em joules ou kilowatt/hora. O poder calorífico deve ser indicado na acima mencionada unidade de energia pela unidade de massa ou volume nas condições de base. Para medições fornecidas por outros instrumentos de medição associados, deve-se referir à tabela de unidades do SI.

5.2 Abreviações - Para vazão: "Qmin: vazão mínima "Qmax: vazão máxima - Para temperaturas ambientes: "Tam.min: valor mínimo da faixa "Tam.max: valor máximo da faixa - Para temperatura de gases: "Tmin: valor mínimo da faixa "Tmax: valor máximo da faixa - Para pressão de gases: "Pmin: valor mínimo da faixa "Pmax: valor máximo da faixa - Para fonte de alimentação: "Unom: valor nominal para fonte de voltagem "fnom: valor nominal da fonte de freqüência - EMP: erro médio ponderado - EMA: erro máximo admissível - PC: poder calorífico - DDPC: dispositivo determinador de poder calorífico

6. EXIGÊNCIAS METROLÓGICAS

6.1 Classes de exatidão Sistemas de medição são classificados dentro de três classes de exatidão A, B e C.

6.2 Erros máximos admissíveis para os sistemas de medições.

6.2.1 Os erros máximos relativos admissíveis (EMA), positivos ou negativos, para um sistema de medição, estão especificados na tabela C.1. Esses valores são aplicados para aprovações de modelos e para as verificações iniciais.

Erros máximos admissíveis quando determinando...	A	B	C
Energia	±1,0%	±2,0%	±3,0%
Volume convertido, massa convertida ou massa direta	±0,9%	±1,5%	±2,0%

Tabela C.1: EMA para sistemas de medição

6.2.2 Todavia a amplitude do erro máximo admissível (depois do cálculo como um valor absoluto) nunca será menor que a quantidade mínima divergente especificada (E_{min}), que é dada pela fórmula C-1:

$$E_{min} = 2 \times MQM \times EMA \quad (C-1)$$

Onde:

MQM é a mínima quantidade medida para o mensurando relevante

EMA é o valor relevante na tabela

6.3 EMA para módulos

6.3.1 Geral

6.3.1.1 Os erros máximos admissíveis, positivos ou negativos, para módulos (parte ou função como atestado na tabela abaixo) são especificados na tabela C.2. Estes valores são aplicados para aprovação de modelo e para as verificações iniciais.

Erros máximos admissíveis em...	A	B	C
Medidas de volume nas condições de medição (ver 6.3.2)	±0,7%	±1,2%	±1,5%
Conversão em volume ou em massa nas condições de base(ver 6.3.3)	±0,5%	±1,0%	±1,5%
Medição de poderes caloríficos (apenas DDPC) (ver 6.3.4)	±0,5%	±1,0%	±1,0%
Determinação de poder calorífico (ver 6.3.4)	±0,6%	±1,2%	±2,0%
Conversão em energia (ver 6.3.4)	Ver 6.5	Ver 6.5	Ver 6.5

Tabela C.2: EMA para módulos

6.3.1.2 Todavia para o volume nas condições de medição a magnitude do erro máximo admissível (depois do cálculo como um valor absoluto) nunca será menor que a quantidade mínima divergente especificada (E_{min}), que é dada pela fórmula C-2:

$$E_{min} = 2 \times MQM \times EMA \quad (C-2)$$

Onde:

MQM é a mínima quantidade medida

EMA é o valor relevante na tabela

6.3.1.3 Além disso, quando a conformidade com a tabela C.1 não puder mais ser verificada diretamente, o erro global do sistema de medição deve ser definido pelo cálculo. Por convenção o erro global de um sistema de medição é igual à raiz quadrada da soma dos quadrados dos erros dos módulos seguintes:

- a) módulos medidores (medindo a quantidade nas condições da medição),
- b) convertendo esta quantidade em volume ou massa nas condições de base, c) se aplicável, determinação do poder calorífico.

6.3.2 Medição de volume nas condições de medição Erros máximos admissíveis na medição de volume nas condições da medição se aplicam à aprovação de modelos ou verificação inicial onde: a

-) O medidor é corrigido (ou EMP ajustado em seu mínimo) quando necessário ou aplicável,
- b) O medidor é ajustado nas condições nominais de operação
- c) Os efeitos de instalação são levados em conta

6.3.2.1 Quando um módulo de medição for sujeito a um primeiro estágio de verificação (antes da verificação no local ou se esta verificação for considerada suficiente pelo Inmetro) Os EMA para esta verificação devem ser calculados de acordo com a fórmula no item 8 da Norma de Controle Metrológico.

6.3.3 Conversão em volume nas condições de base ou em massa

6.3.3.1 Erros máximos admissíveis na conversão em volume nas condições de base ou em massa podem ser verificados nos seguintes fundamentos: dispositivos de conversão que satisfaçam às exigências em 6.3.3.1.1, 6.3.3.1.2 e 6.5 devem atender os requisitos da Tabela C.2.

6.3.3.1.1 Instrumentos de medição associados devem apresentar exatidão igual, ou melhor, que os valores constantes na Tabela C.3. Estes valores são aplicáveis para aprovações de modelos e para verificações iniciais. O fator convencional de compressibilidade verdadeiro deve ser calculado de acordo com ISO 12 213

6.3.3.1.2 Os erros no cálculo de cada quantidade característica do gás, positivo ou negativo, são menores ou iguais a um quinto do valor relevante especificado na tabela C.3.

6.3.4 Conversão em energia /determinação do poder calorífico O poder calorífico verdadeiro convencional deve ser calculado de acordo com a ISO 6976 ou Norma correspondente ABNT.

6.3.4.1 Conversão em energia dos resultados da multiplicação da massa, ou volume convertido, pelo poder calorífico. Os EMA na multiplicação são aqueles estabelecidos em 6.5. Como esses EMA são menores comparados com EMA aplicáveis à determinação do PC, eles não precisam ser levados em conta no cálculo final do erro em energia.

Erros máximos admissíveis em...	A	B	C
Temperatura	$\pm 0, 5^{\circ}C$	$\pm 0, 5^{\circ}C$	$\pm 0, 5^{\circ}C$
Pressão	$\pm 0, 2\%$	$\pm 0, 5\%$	$\pm 1, 0\%$
Densidade	$\pm 0, 25\%$	$\pm 0, 7\%$	$\pm 1, 0\%$
Fator de Compressibilidade	$\pm 0, 3\%$	$\pm 0, 3\%$	$\pm 0, 5\%$

Tabela C.3: EMA para sistemas de medição - Classes de Exatidão

6.3.4.2 De acordo com a descrição dos sistemas de medição possíveis descritos em 4.2, a determinação do PC pode envolver exigências documentadas. Este é o caso quando o PC não é determinado no local (no mesmo lugar do módulo de medição) e/ou quando o PC não é continuamente mensurado e associado com a quantidade medida sem deslocamento no tempo. Como consequência e por definição o erro em conversão em energia, resulta dos seguintes componentes: a) O erro no dispositivo determinador de poder calorífico (DDPC), b) A incerteza expandida (U_c) resultante do fato que o PC não é continuamente medido, c) A incerteza expandida (U_t) resultante do fato que o PC não está associado com a quantidade medida sem deslocamento no tempo, U_t , d) A incerteza expandida (U_l) resultante do fato que o PC não é determinado no local, e) Outros possíveis componentes de incertezas, U_o .

6.3.4.2.1 A estimativa das incertezas expandidas devem ser feitas de acordo com o Guia para expressão de incerteza nas medições (edição 1995). A forma que estes componentes são determinados e combinados em ordem para calcular o erro na conversão em energia está descrito em 7.4.2 6.3.4.3 Para classe A e B, quando todos os componentes das incertezas possam ser considerados como nulo, o EMA para um DDPC corresponde ao EMA na determinação dos PC. Como consequência disso e da tabela 2:

- Um sistema de medição classe A envolve um ou mais (para uma melhor exatidão) DDPC(s), classe A, locais.
- Um sistema de medição classe B envolve um ou mais DDPC(s) classe A, local em geral associado com exigências documentadas relevantes ou um ou mais DDPC(s), classe B, locais.
- Um sistema de medição classe C envolve um ou mais DDPC(s) classe A ou classe B associados com exigências documentadas relevantes.

6.4 Outros desempenhos metrológicos de um DDPC As exigências de 6.4.1 a 6.4.6 e 6.4.10 se aplicam a todos os tipos de DDPC. Além disso, condições de 6.4.7 a 6.4.9 estabelecem exigências adicionais para tipos específicos de DDPC.

6.4.1 Exigências Gerais: O DDPC completo (não somente a parte eletrônica) deve preencher as exigências gerais especificadas em 9.1.

6.4.2 Repetitividade: O erro de repetitividade (como definido em 3.2.13) do DDPC deve ser menor ou igual a um quinto da magnitude do EMA que seria aplicável para o referido valor do resultado da medição.

6.4.3 Intervalo de Ajuste e Deriva: A deriva no fim do intervalo de ajuste deve ser menor ou igual à metade da magnitude do EMA. Para DDPC equipados com ajuste automático, este não deve ser suscetível a variações, devendo a correção ser realizada automaticamente ao fim do intervalo de ajuste ou um alarme sonoro para ajuste deve ser automaticamente gerado no fim do intervalo de ajuste.

6.4.3.1 Para DDPC não equipados com ajuste automático interno, o intervalo de ajuste e os procedimentos de ajuste deverão ser especificados pelo fabricante.

6.4.4 Influência da composição do gás: O fabricante deve especificar as características (limites de composição química) do gás a ser mensurado. Para gases do mesmo poder calorífico a influência da composição deve ser menor ou igual a um quinto da magnitude do EMA. Nota: para esta exigência, é assumida que a calibração dos gases é livre, tanto quanto for possível, das incertezas sistemáticas componentes, por exemplo usando a calibração de gases do mesmo fabricante.

6.4.5 Tempo de resposta: As seguintes exigências são aplicáveis ao próprio DDPC e não ao DDPC complementado com linha de amostragem no qual caso se aplica a exigência geral em 7.4.1.

6.4.5.1 Para qualquer mudança instantânea no poder calorífico pelo menos igual a 5×10^6 J dentro da faixa de medição, a mudança na indicação depois de 1h deve ser de pelo menos

99% da variação efetiva. Como consequência, a faixa de medição deve ser pelo menos 5 x 106 J.

6.4.6 Influência do abastecimento de gás O fabricante deve fornecer as condições de referência e as condições da faixa de operação para:

a) Pressão do gás fornecido

b) Vazão do gás fornecido 6.4.7 Exigências específicas aplicadas aos calorímetros 6.4.7.1 Influência da pressão atmosférica: O DDPC deve ser projetado e fabricado para que continue a operar como projetado, que seus erros não excedam os EMA quando estiver sujeito à variações da pressão atmosférica.

As correspondentes condições de operação são especificadas pelo fabricante.

6.4.7.2 Efeitos da instalação: O fabricante deve fornecer informação necessária da capacidade do calorímetro de suportar correntes de ar ambiente. O certificado de aprovação de modelo exprime todas as informações apropriadas.

6.4.8 Exigências específicas aplicáveis aos cromatógrafos de gás: Um cromatógrafo de gás deve ser capaz de mensurar pelo menos os seguintes componentes nas seguintes faixas

Componente	Faixa (fração molar em %)
Nitrogênio	0.01 até 15
Dióxido de Carbono	0.01 até 15
Metano	50 até 100
Etano	0.01 até 20
Propano	0.01 até 10
Iso-butano	0.01 até 5
Neo-butano	0.01 até 5
Iso-pentano	0.01 até 2
Neo-pentano	0.01 até 2
Hexanos e superior	0.01 até 2

Se o fabricante exigir mais componentes e/ou faixas maiores, gases de calibração devem ser escolhidos adequadamente.

6.4.8.1 Exigências específicas para DDPC utilizando princípios estequiométricos (Sob consideração do Reino Unido)

6.4.9 Outras influências para todas as tecnologias: O fabricante deve declarar outras influências que já tenham sido por ele identificadas. Esta declaração é verificada na aprovação de modelo levando-se em consideração o estado da arte. Para este propósito é considerado que uma influência menor que um quinto do EMA não é significativa.

6.4.9.1 Qualquer influência significativa (levando em consideração o estado da arte) deve ser especificada no certificado de aprovação de modelo, acompanhado com as informações relevantes. Nota: Em geral a influência da umidade relativa do gás natural não é relevante para tecnologias outras que não o princípio estequiométrico.

6.4.9.2 Levando em consideração as informações aqui acima mencionadas, na aprovação de modelo, verificação inicial ou verificações periódicas, o INMETRO pode:

a) recusar o DDPC proposto se ele não se adequar à situação real do sistema de medição;

b) impor que sejam consideradas as grandezas de influência no cálculo da incerteza;

c) ensaiar outras influências possíveis se for considerado que o estado da arte não foi respeitado (apenas na aprovação de modelo).

6.5 EMA para dispositivos calculadores: Os erros máximos admissíveis, positivos ou negativos, no cálculo de quantidade de gás, aplicáveis à calculadores eletrônicos, são iguais à 0,05% do verdadeiro valor calculado. Nota: Essa exigência é aplicável para qualquer cálculo e não apenas para cálculos de conversão.

6.6 Erro de repetitividade de um módulo de medição: Para qualquer quantidade maior que ou igual ao volume ou a massa correspondendo a cinco minutos em Q_{max} , a repetitividade do erro do módulo de medição, deve ser menor ou igual a um quinto (1/5) do valor especificado na primeira linha da tabela 2.

6.7 Desgaste de um sistema de medição: Para um dado gás, se aplicável, dentro das faixas

de medição especificadas, os módulos de medição devem apresentar a magnitude de variação dos erros sistemáticos, depois do ensaio de desgaste, menor que um quarto (1/4) do EMA, para o volume nas condições de medição especificadas na primeira linha da tabela 2 (ver condições de ensaio em 10.2.6.2.4).

6.8 Erros máximos admissíveis para instrumentos em serviço: Os EMA para sistemas de medição "em serviço" e para os elementos do sistema de medição não devem exceder a duas vezes o valor admitido na verificação inicial.

7. EXIGÊNCIAS TÉCNICAS PARA SISTEMAS DE MEDIÇÃO

7.1 Geral É proibido tirar vantagens dos EMA ou outras tolerâncias descritas neste Regulamento, o órgão metrológico deve tomar atitude apropriada, em particular no que diz respeito a:

- a) Política relativa a escolha e o uso dos meios de calibração
- b) O ajuste dos módulos de medição utilizando dispositivos de ajuste ou de correção para respectivamente ajustar o EMP ou os erros para valores outros tão próximo quanto zero, mesmo quando os erros estão próximos aos erros máximos admissíveis.
- c) o ajuste e o uso dos DDPC.

7.1.1 Dispositivo Auxiliar

7.1.1.1 Os dispositivos auxiliares tornados compulsórios por este Regulamento, serão considerados parte integrante do sistema de medição e sujeitos ao controle metrológico e devem estar de acordo com as exigências deste Regulamento.

7.1.1.2 Quando os dispositivos auxiliares não forem objetos de controle metrológico, o sistema de medição deve ser examinado para assegurar que os respectivos dispositivos auxiliares não afetem a exatidão do sistema de medição. Em particular, o sistema deve continuar a operar corretamente e suas funções metrológicas não devem ser afetadas quando qualquer equipamento periférico, em particular um dispositivo auxiliar, for conectado (ou desconectado). Além disso, esses dispositivos devem possuir uma advertência que seja claramente visível ao usuário, mostrando que eles não são controlados, quando indicam um resultado de medição visível ao usuário.

7.1.2 Faixas de medição específicas

7.1.2.1 A faixa de medição de um sistema de medição deve considerar as faixas de medição de cada um de seus componentes. Quando vários medidores operam em paralelo num sistema de medição, as faixas limite de vazão (Q_{max} , Q_{min}) de diferentes medidores devem ser consideradas.

7.1.2.2 A faixa de medição deve satisfazer as condições de uso do módulo de medição. O módulo deve ser projetado de modo que sua faixa de vazão esteja entre a mínima e a máxima, exceto durante a paralisação. Nota: A razão Q_{max}/Q_{min} para o módulo de medição deve ser no mínimo de 10. (objeto de consideração futura)

7.1.3 Condições da faixa de operação

7.1.3.1 As condições quando aplicadas ao sistema de medição estão divididas em três grupos:

- a) condições climáticas
- b) condições mecânicas
- c) condições elétricas e eletromagnéticas A classificação consta no item 7 da norma de controle metrológico. As classes devem estar de acordo com as condições de uso do sistema de medição. A faixa ambiental de um sistema de medição deve estar incluída dentro da faixa ambiental de cada um de seus componentes. Notas: 1- Diferentes classes ambientais podem ser aplicadas a um sistema de medição. Nem todos os componentes são instalados no mesmo local, por exemplo: medidores podem ser colocados em uma instalação ao ar livre enquanto os calculadores eletrônicos estão localizados numa sala climatizada.

2 - Classes aplicáveis devem ser determinadas na aprovação de modelo e a adequação para uso devem ser controladas nas verificações iniciais e subseqüentes do sistema de medição.

7.1.3.2 As faixas para as condições de operação nas condições atmosféricas são as seguintes:

- Temperatura ambiente (de acordo com a classe ambiental)

Tam.min = -10°C ou -25°C

Tam.max = $+40^{\circ}\text{C}$ ou $+55^{\circ}\text{C}$

- Umidade relativa ambiente: 10% até 93% sem condensação.

- Fonte de alimentação,

Tensão fornecida: $0.85U_{nom}$ até $1.1U_{nom}$,

Frequência: $0.98f_{nom}$ até $1.02f_{nom}$,

- Equipamento alimentado por Corrente Contínua:

A tensão mínima e a máxima devem ser especificadas pelo fabricante.

- Equipamento alimentado por bateria:

A tensão mínima e a máxima devem ser especificadas pelo fabricante.

- Vibração: 0 m.s⁻² a 2 m.s⁻²

7.1.4 Indicações

7.1.4.1 De acordo com o tipo do sistema de medição, os resultados finais são expressos em termos de:

a) Volume (nas condições de base) ou massa

b) Energia, que é o resultado da multiplicação da quantidade do gás pelo poder calorífico do gás. O símbolo ou o nome da unidade, deve constar próximo da indicação.

7.1.4.2 O sistema de medição deve ser equipado com dispositivos capazes de indicar os resultados da medição (dispositivos de impressão, memória ou indicação da quantidade total (volume, massa ou energia) e por último, para cada linha onde estiver o medidor, quando apropriado, as informações abaixo:

a) o volume e energia nas condições de base ou massa,

b) a quantidade de gás nas condições de medição,

c) a quantidade corrigida, se aplicável,

d) os fatores de correção, se aplicáveis,

e) as quantidades mensuradas por outros instrumentos associados de medição (por exemplo: pressão, temperatura, e composição),

f) as indicações de alarme,

g) os fatores de conversão, se aplicáveis,

h) a razão entre os fatores de compressibilidade Z/Z_b ,

i) qualquer dado de entrada que afete os resultados metrológicos.

7.1.4.3 O uso do mesmo visor para a indicação do volume nas condições de medição, do volume nas condições de base, da massa ou energia, é autorizado, contanto que a quantidade visualizada seja clara e que estas indicações estejam disponíveis na solicitação.

7.1.4.3.1 A energia, ou quando não disponível, o volume nas condições de base ou a massa deve ser preferivelmente visualizado. Esta quantidade relevante deve ser visualizada permanentemente ou deve ser possível ser visualizada através de um comando especial.

7.1.4.4 Um sistema de medição pode ter vários dispositivos indicando a mesma quantidade. Cada um deles deve estar de acordo com as exigências deste RTM, caso sejam obrigatórios ou necessários. O valor de uma divisão das várias indicações pode ser diferente.

7.1.4.5 Para qualquer quantidade mensurada relativa ao mesmo mensurando e a mesma medição, as indicações fornecidas pelos diversos dispositivos não devem divergir uma da outra por mais de um valor de divisão, ou o maior dos dois valores de uma divisão se eles diferirem.

7.1.4.6 Indicações primárias no volume, massa ou energia (quando aplicáveis) devem estar disponíveis no momento da transação. O INMETRO pode determinar o tempo para a disponibilização destas indicações.

7.1.4.6.1 Além disso, quando um dispositivo de impressão ou de memória for requisitado ou usado para assegurar esta disponibilidade, devem existir impressões ou memorizações automáticas num intervalo de tempo pré-determinado. O dispositivo de impressão e/ou memorização devem ser capazes de imprimir e/ou memorizar parâmetros termodinâmicos, totais, tempo de início e fim dos vários alarmes assim como todas as informações relevantes para se estabelecer a cronologia dos eventos de medição, por exemplo, folha impressa com numeração, data, hora etc.

7.1.4.6.2 Quando aplicável o dispositivo deve registrar as últimas 35 médias diárias, últimas 24 médias horárias, últimas 60 médias de minutos, e as últimas 250 intervenções ou alarmes ocorridos.

7.2 Módulo de Medição.

7.2.1 Disposições Gerais.

7.2.1.1 O(s) medidor(es) de um módulo de medição, devem estar em conformidade com as exigências deste RTM a menos que de outra forma indicada pelo INMETRO. Os erros máximos admissíveis determinados neste RTM são aplicáveis ao módulo de medição, e não

ao medidor isolado.

7.2.1.2 A construção do módulo de medição deve permitir instalação de medidores individuais que estejam de acordo com o conjunto de exigências. Medidores de gás devem ser instalados, de acordo com:

- a) as exigências descritas no Certificado de Aprovação de Modelo se aplicáveis,
- b) as exigências das normas aplicáveis,
- c) as instruções do fabricante em geral,
- d) as exigências deste RTM.

7.2.1.3 O sistema de medição no qual o gás possa escoar na direção oposta deve ser equipado com válvula de retenção, ou os períodos de fluxo reverso devem ser gravados e as quantidades correspondentes devem ser separadas e corretamente registradas.

7.2.1.4 Se um medidor estiver sujeito a sobrecarga, dadas as condições de fornecimento, o mesmo deve ser equipado com um dispositivo limitador de vazão. Este dispositivo deve ser instalado a jusante do medidor, devendo possuir condições para selagem. O dispositivo limitador de vazão pode ser mecânico ou eletrônico.

7.2.1.5 Válvulas que possam influenciar a medição devem possuir condições para selagem.

7.2.1.6 Qualquer dispositivo adicional conectado ao módulo de medição deve ser projetado para que não interfira no processo de medição. O medidor deve ser imune as pulsações geradas pelo gás.

7.2.1.7 Se o módulo de medição for equipado com dispositivos de aquecimento a montante na linha de medição um dispositivo de controle deve manter a temperatura próxima da faixa de operação.

7.2.2 Medições em ramais paralelos

7.2.2.1 Estabelecidas as faixas específicas de medição da vazão, pode ser necessário considerar vários ramais paralelos. As medições dos medidores instalados em ramais paralelos não devem influenciar umas às outras.

7.2.2.2 O número de ramais paralelos deve ser dimensionado, de modo que a vazão máxima possa ser mensurada quando uma linha estiver paralisada, enquanto as outras linhas estiverem operando em seus limites especificados.

7.2.2.3 Existindo a possibilidade de colocar as linhas em série, as conexões devem ser feitas na tubulação principal, a montante e a jusante, dos trechos de medição da linha requeridos. Nota: Geralmente válvulas que garantam a estanqueidade devem ser colocadas, a montante e a jusante .

7.2.2.4 Os módulos de medição devem possibilitar a seleção dos ramais paralelos para que cada ramal se posicione entre Q_{max} e Q_{min} do medidor.

7.2.2.5 O projeto deve conter salvaguardas afim de evitar qualquer escoamento de gás, real ou fictício, através das derivações fechadas. Isto pode envolver instrumentos mecânicos e/ou de monitoramento.

7.2.3 Desvio

7.2.3.1 A disponibilidade contratual do escoamento do gás pode requerer um desvio da estação.

7.2.3.2 Quando houver um desvio do módulo de medição por um caminho alternativo, os tempos de início e término da operação devem ser registrados.

7.2.3.3 Quando válvulas de ação rápida são integradas na instalação, um desvio de equilíbrio com um pequeno diâmetro deve ser providenciado. O desvio deve ser controlado por uma válvula reguladora facilitando o processo de colocar um medidor e a tubulação associada sob pressão impedindo que o medidor de gás seja danificado.

7.2.4 Possibilidade de ensaio no campo O Inmetro pode exigir providências a serem efetuadas para usar qualquer método reconhecido para monitorar e/ou verificar o módulo de medição no campo e em particular módulos de medição com Q_{max} igual ou maior que 10 000 m³/h nas condições de base (ou equivalente para massa).

7.3 Conversão em volume nas condições de base ou massa O texto deste subitem é principalmente aplicável aos dispositivos de conversão nos quais os cálculos de conversão são feitos numericamente por meio de um dispositivo calculador.

7.3.1 Condições de base São recomendadas as condições de base seguintes: 101.325kPa e 293.15K para determinar o volume, e 293.15 K para determinar o poder calorífico. Conversões para outras condições podem ser conduzidas de acordo com normas pertinentes.

7.3.2 Tipos de conversões Quatro tipos de conversões são tratados neste regulamento:

- a) conversão somente em função da temperatura (chamada de Conversão T)
 b) conversão em função da pressão e da temperatura com fator constante de compressibilidade (chamada de Conversão PT)
 c) conversão em função da pressão e temperatura, levando em conta o fator de compressibilidade (chamado Conversão PTZ); e,
 d) conversão em função da densidade (Conversão de densidade) Notas:

1) A ligação entre o computador e os transdutores, se eles existirem, são elementos do dispositivo de conversão.

2) Este RTM trata os dispositivos de conversão ensaiados como um único instrumento, ou como um computador e seus instrumentos de medição associados.

7.3.2.1 Conversão em função apenas da temperatura (Conversão T) Neste caso o dispositivo de conversão consiste num computador e num transdutor de temperatura e converte o volume V nas condições de medição e temperatura T às condições de base (Pressão P_b , temperatura T_b , Z_b). O volume nas condições de base V_b é obtido pela relação:

$$V_b = K \times \frac{1}{T} \times V \quad (\text{C-3})$$

K é um valor fixo obtido pela relação:

$$K = \frac{P}{P_b} \times T_b \times \frac{Z_b}{Z} \quad (\text{C-4})$$

P e Z não são mensurados, mas devem ser incluídos como valores fixos na determinação do fator de conversão.

7.3.2.2 Conversão em função da pressão e temperatura (Conversão PT) Neste caso o dispositivo de conversão consiste em um computador, um transdutor de pressão e um transdutor de temperatura. O fator de compressibilidade pode ser considerado como um valor fixo calculado pela referida condição de medição e pela composição média do gás. O volume nas condições de base é obtido pela relação:

$$V_b = K' \times \frac{1}{T} \times V \quad (\text{C-5})$$

$$K' = \frac{1}{P_b} \times T_b \times \frac{Z_b}{Z} \quad (\text{C-6})$$

K' é um valor fixo obtido pela relação C-7.

Z não é mensurado, mas deve ser incluído como um valor fixo na determinação do fator de conversão.

7.3.2.3 Conversão em função da pressão, da temperatura e do desvio da lei dos gases perfeitos (conversão PTZ) Neste caso, o dispositivo de conversão consiste num computador, um transdutor de pressão, um transdutor de temperatura, e instrumentos de medição associados opcionais, aferindo a compressibilidade do gás. Este desvio da lei dos gases perfeitos é compensado pela aferição ou cálculo do fator de compressibilidade, utilizando uma equação apropriada em função da pressão, temperatura e propriedades do gás. Parâmetros do gás, não mensurados, usados no cálculo da compressibilidade, podem ser pré-ajustados durante a instalação. O volume, nas condições de base é obtido pela relação:

$$V_b = \frac{P}{P_b} \times \frac{T_b}{T} \times \frac{Z_b}{Z} \times V \quad (\text{C-7})$$

7.3.2.4 Conversão em função da densidade (conversão em densidade). Neste caso a conversão consiste em um computador e um transdutor de densidade. O volume nas condições de base é dado pela relação:

$$V_b = \frac{V \times \rho}{\rho_b} \quad (\text{C-8})$$

Onde:

V: Volume nas condições de medição

ρ : Densidade com condições de medição

ρ_b : Densidade nas condições de base

7.3.3 Instrumentos de medição associados As quantidades características do gás mensurado, usadas para conversão devem ser mensuradas por meio de instrumentos de medição associados.

Nota: O Inmetro pode permitir que algumas destas quantidades não sejam medidas no local do sistema de medição, ou que os instrumentos associados de medição não sejam objeto de

controle quando for demonstrado que os EMA exigidos no valor convertido foram atendidos.

7.3.3.1 Sensor de temperatura O sensor de temperatura deve ser instalado de modo a assegurar que a temperatura mensurada é a temperatura nas condições de medição. Deve ser possível verificar no local a temperatura mensurada. Com essa finalidade, uma tomada (poço) de temperatura independente adicional, deve ser colocada a uma curta distância do sensor de temperatura a ser verificado.

7.3.3.2 O transdutor de pressão deve ser conectado à tomada de pressão do medidor. Para evitar os erros devido a variação da pressão atmosférica, a pressão absoluta deve ser determinada. No entanto, transdutores de pressão manométrica podem ser utilizados para pressões absolutas iguais ou maiores que 2100kPa. Quando um transdutor de pressão manométrica for utilizado, deve ser possível pré - ajustar o valor médio da pressão atmosférica. O valor da pressão atmosférica deve ser calculado levando-se em consideração a altitude do local de instalação. A instalação deve ser projetada de tal modo que a medição da pressão possa ser verificada, utilizando um medidor de pressão adicional apropriado conectado (tomada ou conexão "T") no ponto de medição de pressão.

7.3.3.3 Pontos de medição não padronizados Os instrumentos de medição associados, que não possuem pontos de tomada padronizados, devem ser instalados próximos ao medidor com o objetivo de determinar as quantidades a ele relacionadas dentro dos erros máximos admissíveis.

7.3.3.3.1 Tais instrumentos de medição associados podem ser usados para realizar conversões e correções de medidores, desde que a condição em 7.3.3.3 seja satisfeita. Esses instrumentos não devem afetar o correto funcionamento do(s) medidor(es).

7.3.3.3.2 O desvio na indicação devido à localização dos pontos de medição não deve exceder 20% dos erros máximos admissíveis para a conversão. Sujeito ao cumprimento desta exigência, os mesmos instrumentos de medição associados podem ser usados para realização de conversões e correções de dois ou mais medidores. Nota: esta exigência é verificada através de cálculos.

7.3.4 Instalação

7.3.4.1 O dispositivo de conversão deve ser instalado de modo adequado a sua aplicação. A presença do dispositivo de conversão não deve afetar a integridade metrológica do(s) medidor(es) e dispositivos associados.

7.3.4.2 O dispositivo de conversão e os instrumentos de medição associados devem operar dentro das condições de suas faixas de operação.

7.3.4.3 As conexões dos instrumentos de medição associados devem estar de acordo com as exigências do fabricante e com os Certificados de Aprovação de Modelo. 7.4 Determinação de Energia

7.4.1 Intervalo de tempo para determinação do PC.

7.4.1.1 A princípio, a energia a ser determinada é a soma das energias instantâneas liberadas. Esse é o valor verdadeiro. Entretanto na prática isso não é possível e é aceitável não se associar os poderes caloríficos aos volumes instantâneos correspondentes nas condições de base ou massa se para qualquer quantidade mensurada durante um intervalo de tempo correspondente ao "valor permitido" na tabela 4:

- a) o atraso entre qualquer amostragem (ou começo da amostragem) com vista a determinar o poder calorífico representativo e o fim (ou início) da medição desta quantidade medida é menor ou igual ao "valor aceitável" descrito na tabela 4,
- b) a estabilidade do PC durante o intervalo de tempo da determinação do PC é considerado como um dos componentes da incerteza (ver 6.3.3 e 7.4.2).

Em outras palavras isto leva a um valor convencional verdadeiro resultante da multiplicação, para cada duração de uma hora no máximo, da quantidade mensurada pelo poder calorífico representativo correspondente a essa duração, com vista a somar essas energias elementares.

7.4.1.2 São aplicados erros máximos admissíveis à energia utilizada na transação. O poder calorífico utilizado na transação deve ser determinado em intervalos de tempo menores ou iguais ao "máximo valor" descrito na tabela C.4.

7.4.1.3 Entretanto como descrito em 6.2 a magnitude do erro máximo admissível nunca é menor que o desvio mínimo da energia mínima especificada. Para este propósito a quantidade mínima mensurada para energia Q_{eMM} é;

$$Q_{eMM} = Q_{min} \times T \times PC$$

CLASSE DE EXATIDÃO	A	B(local)	B'(remoto)	C
Intervalo de tempo máximo aceitável para medições de PC	5min	10min	1h	1h
Valor aceitável	1h	1h	1 dia	1 mês
Valor máximo	1h	1h	1 dia	1 mês

Tabela C.4: Determinação do poder calorífico

Onde:

Q_{min} : vazão mínima do sistema de medição para o volume nas condições de base ou massa

T : O maior dos dois valores seguintes:

a) intervalo de tempo efetivo entre poderes caloríficos representativos determinados para a transação.

b) 24h.

PC: Poder calorífico nominal médio mensurável especificado pela fonte do gás.

7.4.2 Determinação do erro em energia

7.4.2.1 Erro do DDPC Para calcular o erro em PC é possível se usar erros de medição real do DDPC, mas em geral os erros do DDPC não podem ser conhecidos para cada condição de uso.

Ao invés disso é mais fácil considerar os EMA aplicáveis ao DDPC. É considerado que um DDPC preenchendo todas as exigências constantes em 6.4, possui erros de medição menores ou iguais aos EMA que são aplicáveis a eles. Estes EMA, (notação subsequente EMA DDPC) são usados como componentes relevantes para calcular o erro no PC. Para combinação de componentes tantos quantos forem necessários, estes EMA podem ser reduzidos a um resultado "incerteza padrão", u_{DDPC} , dividindo pelo fator de abrangência apropriado. (ver 7.4.2.6)

7.4.2.2 Determinação da incerteza no tempo (sujeita à revisão de acordo com 7.4.1) por convenção a determinação da incerteza expandida no tempo, U_t , e assumindo ser nula quando a exigência em 7.4.1.1, primeiro item, quando não for o caso este componente é avaliado de acordo com exigências relevantes documentadas.

7.4.2.3 Incerteza na estabilidade do PC Durante o intervalo de tempo em que o PC representativo é determinado, a estabilidade do PC instantâneo leva a um componente de incerteza, u_C . Este componente é avaliado de acordo com as exigências relevantes documentadas (ver item 9 da norma de controle metrológico). Para a combinação de componentes tantos quantos forem necessários, esta incerteza expandida pode ser reduzida para uma incerteza padrão resultante, u_C , dividindo pelo fator de abrangência apropriado.(ver 7.4.2.6).

7.4.2.4 Incerteza local

7.4.2.4.1 Quando o PC não for determinado no local, a incerteza expandida, correspondente U_L , é avaliada de acordo com as exigências relevantes documentadas. Este componente pode ser devido a duas causas principais: gases de origens diferentes e o atraso na transição do gás entre os pontos de medição para a quantidade mensurada e para o PC. (ver item 9 da norma de controle metrológico)

7.4.2.4.2 Para a combinação de componentes tanto quantos forem necessários, esta incerteza expandida pode ser reduzida a um resultado de incerteza padrão resultante, u_L , dividindo pelo fator de abrangência apropriado (ver 7.4.2.6).

7.4.2.5 Outras incertezas: Não havendo nenhuma razão particular, o valor deste componente é nulo. Entretanto o INMETRO pode decidir que este não seja o caso, por exemplo, quando:

a) a configuração do sistema de medição for complexa e seja necessário determinar uma incerteza padrão de acordo com norma pertinente aprovada pelo INMETRO. b) o nível de confiança na rastreabilidade do PC não seja suficiente no caso de transmissões de dados não protegidas, c) existem efeitos possíveis da interferência de componente nas medições do PC conforme indicado em 6.4.9.

Neste caso, a incerteza expandida correspondente, U_O , deve ser avaliada de acordo com o prescrito em normas consideradas pertinentes pelo INMETRO e quando pertinente constar no certificado de aprovação de modelo do DDPC. Para a combinação de componentes tanto quantos for necessários, esta incerteza expandida pode ser reduzida a uma incerteza padrão

resultante, UO, dividindo pelo fator de abrangência apropriado (ver 7.4.2.6).

7.4.2.6 Combinação de componentes Não havendo razão particular o fator de segurança convencional para determinar qualquer das correspondentes incertezas padrões acima (por meio das incertezas expandidas) é 2. Este número é também usado quando determinar erros combinados no PC, EPC V, depois da incerteza padrão correspondente ter sido calculada.

7.4.2.6.1 Caso simples O que se segue é aplicável em alguns casos simples particulares tais como um único DDPG local ou no caso de um DDPG remoto mas apenas uma origem de gás cujo PD é determinado usando apenas um DDPG. Quando todos os fatores de segurança forem iguais a 2, este erro combinado é determinado por uma das duas fórmulas seguintes:

$$E_{pc} = \sqrt{EM P_{DDPG}^2 + U_T^2 + U_C^2 + U_L^2 + U_O^2} \quad (C-9)$$

$$E_{pc} = 2\sqrt{u_{DDPG}^2 + u_T^2 + u_C^2 + u_L^2 + u_O^2} \quad (C-10)$$

Onde:

$u_{DDPG} = EM A_{DDPG}/2$ e $u_i = U_i/2 (i = T, C, L, O)$

Quando todos os fatores de segurança não puderem ser considerados iguais a 2 ou quando um componente da incerteza for diretamente calculado como um desvio padrão experimental, deve ser usada a segunda fórmula. Nota: EPC é o erro na determinação do PC e, como já antes mencionado, devido os erros de cálculo serem muito pequenos, também será o erro na conversão em energia.

7.4.2.6.2 Caso complexo Num caso complexo, é necessário calcular a incerteza combinada de acordo com norma pertinente aprovada pelo INMETRO, considerando as incertezas padrão elementares como descritas abaixo (ver exemplo no item 9 da norma de controle metrológico O erro na determinação do PC é duas vezes esta incerteza combinada.

7.4.2.7 Erro no sistema de medição de energia Como especificado em 6.3 o erro do sistema de medição EE é dado pela fórmula:

$$E_E = \sqrt{E_{MC}^2 + E_{QC}^2 + E_{PC}^2} \quad (C-11)$$

Onde:

E_{MC} : é o erro na quantidade nas condições de medição

E_{QC} : é o erro na conversão desta quantidade se aplicável

E_{PC} : é o erro na determinação de PC o qual é convertido em energia

7.5 Inscrições Obrigatórias

7.5.1 Cada sistema de medição, módulo de medição, dispositivo ou instrumento de medição associado, que tenha sido objeto de aprovação de modelo, deve portar de modo legível e indelével, no mostrador do dispositivo indicador ou numa placa especial de identificação, as seguintes indicações:

- a) marca de aprovação de modelo;
- b) marca de identificação do fabricante ou marca registrada;
- c) nome escolhido pelo fabricante (não compulsório);
- d) número de série e ano de fabricação; e,
- e) vazão mínima, Q_{min} ;
- f) vazão máxima, Q_{max} ;
- g) pressão máxima do gás, P_{max} ;
- h) pressão mínima do gás, P_{min} ;
- i) temperatura máxima do gás, T_{max} ;
- j) temperatura mínima do gás, T_{min} ;
- k) razão mínima Z/Z_b ;
- l) razão máxima Z/Z_b ;
- m) poder calorífico mínimo;
- n) poder calorífico máximo;
- o) classe climática ou mecânica, B ou C como definida no item 7 da norma de aprovação de modelo.

7.5.1.1 Se vários medidores estiverem operando em um único sistema, utilizando elementos comuns, a indicação prescrita para cada parte (elemento) do sistema pode ser reunida em uma única placa.

7.5.1.2 As indicações, inscrições ou diagramas exigidos pelo RTM ou pelo certificado de aprovação de modelo, devem ser escritos legivelmente também no dispositivo de indicação

ou próximo a ele.

7.5.2 O projeto do sistema de medição deve assegurar que marcas de identificação no dispositivo indicador de qualquer medidor que faça parte do sistema de medição não conflite com aquelas na placa de identificação do sistema de medição. Nota: por exemplo, a faixa $Q_{min} - Q_{max}$ indicada para o medidor não pode ser maior que a faixa correspondente para o módulo de medição.

7.6 Selagem

7.6.1 Disposições Gerais As selagens devem ser preferencialmente realizadas por meio de selos mecânicos. Outros tipos de selagens podem ser permitidos em instrumentos frágeis ou quando estas selagens forneçam integridade suficiente, como é o caso das selagens eletrônicas.

7.6.1.1 Em todos os casos, os selos devem ser facilmente acessíveis.

7.6.1.2 Todas as partes dos sistemas de medição que não possam ser materialmente protegidas de outra maneira contra ações que possam influenciar na exatidão da medição, devem ser seladas.

7.6.1.3 As selagens devem impedir que os parâmetros (entre outros: correções e parâmetros de conversão) usados para determinação dos resultados de medições sejam alterados quando estes não são administrados de acordo com as exigências documentadas ou sistema de garantia de qualidade, proporcionando rastreabilidade das modificações .

7.6.1.4 Uma placa impressa, com a finalidade de receber as marcas de controle, deve ser selada ou permanentemente fixada ao sistema de medição. Esta placa impressa pode ser combinada com a placa de identificação do sistema de medição.

7.6.2 Dispositivos de selagem eletrônica

7.6.2.1 Quando for necessário o acesso a parâmetros que participam na determinação de resultados das medições, e estes não forem protegidos por selos mecânicos, a proteção deve preencher as seguintes exigências:

a) o acesso deve apenas ser permitido a pessoas autorizadas, isto é, por meio de códigos de identificação do usuário e senha de acesso ou por um dispositivo especial ("hard key" etc.); o código deve ser modificável.

O INMETRO pode considerar que apenas um código não seja suficiente;

b) deve ser possível memorizar todas as intervenções entre duas verificações . Os registros devem incluir a data e um elemento característico, identificando a pessoa autorizada autora da intervenção.

A rastreabilidade das intervenções deve ser assegurada por pelo menos 2 anos, se não for sobrescrita na ocasião de uma intervenção adicional; se a eliminação de uma intervenção anterior for necessária para permitir um novo registro, o registro mais antigo deve ser apagado.

7.6.2.2 Para sistemas de medição com partes que possam ser desconectadas umas das outras pelo usuário, e que são intercambiáveis, as seguintes exigências devem ser cumpridas:

a) não deve ser possível acessar parâmetros que participam na determinação dos resultados das medições através de pontos desconectados a menos que as exigências do subitem 7.6.2.1 sejam cumpridas.

b) a interposição de qualquer dispositivo que possa influenciar na exatidão, deve ser impedida por meio de segurança eletrônica e processamento de dados ou, se não for possível, por meios mecânicos.

7.6.2.3 Para sistemas de medição cujas partes possam ser desconectadas umas das outras pelo usuário e que não sejam intercambiáveis, aplica-se as exigências do subitem

7.6.2.2. Além disso, estes sistemas de medição devem ser equipados com dispositivos que não permitam a operação se todas as partes não estiverem associadas de acordo com a configuração do fabricante. Nota: Desconexões que não são permitidas ao usuário podem ser protegidas, por exemplo, por meio de um dispositivo que impeça qualquer medição depois da desconexão e reconexão.

8. EXIGÊNCIAS TÉCNICAS PARA MEDIDORES E DISPOSITIVOS AUXILIARES

8.1 Medidores

8.1.1 Dispositivos de ajuste Medidores e módulos de medição podem ser equipados com um

dispositivo de ajuste que permita modificações, por um comando, na razão entre os volumes indicados e a quantidade real que passa através do sistema. Quando este dispositivo de ajuste modifica esta razão de um modo descontínuo, os valores consecutivos da razão não devem diferir por mais que 0,001 para classes A e B ou 0,002 para classe C. Depois da determinação dos erros de indicação, o ajuste deve ser feito de modo que o erro médio ponderado (EMP), seja tão próximo de zero quanto o dispositivo de ajuste permita.

Nota:

São proibidos ajustes por meio de desvios do medidor.

8.1.2 Dispositivo de correção Módulos de medição podem ser equipados com dispositivos de correção; estes dispositivos devem ser considerados como parte integrante do módulo de medição.

8.1.2.1 Os erros máximos admissíveis especificados na tabela 2 devem ser aplicados à quantidade corrigida (nas condições de medição).

8.1.2.2 O objetivo do dispositivo de correção é reduzir os erros a um valor tão próximo quanto possível de zero.

8.1.2.3 Todos os parâmetros não mensurados mas necessários para a correção devem estar contidos no dispositivo calculador antes de qualquer operação de medição. O certificado de aprovação de modelo deve determinar as condições dos parâmetros de monitoramento que são necessários para a correção no momento da verificação do dispositivo de correção.

8.1.2.4 O dispositivo de correção não deve permitir a correção de desvio estimado previamente em função do tempo ou do volume .

8.1.2.5 No uso de um dispositivo de correção, deve-se assegurar que a curva de erro a ser usada é pertinente às condições reais de operação, e que o dispositivo de correção é apto a corrigir todos os desvios gravados quando o módulo de medição em que está conectado for calibrado.

8.1.2.6 A curva de erro deve ser corrigida por uma função de correção $f(q)$, tal que para cada ponto de operação a quantidade corrigida deve ser igual à quantidade indicada dos medidores vezes a função correção $f(q)$.

8.1.2.7 Os parâmetros que determinam a função de correção $f(q)$ podem ser derivados do seguinte:

a) de uma tabela de desvios para todas as diferentes vazões registradas via calibração, (por exemplo: correção por interpolação linear entre todos os pontos da calibração); ou

b) dos coeficientes de um polinômio tendo um grau menor ou igual a 4, e obtido pelo ajuste dos pontos observados na calibração. (ajuste pelo método dos mínimos quadrados) cf. NBR ISO 5168 e ISO 7066); ou

c) por outro método a ser especificado pelo fabricante.

Nota:

em qualquer caso, a escolha dos parâmetros da função de correção $f(q)$ deve assegurar que em todos os pontos , a curva de erro seja definida, contínua e derivável para vazões entre Q_{min} e Q_{max} .

8.1.2.8 A correção deve ser somente autorizada entre diferentes pontos de calibração (são proibidas extrapolações). Como consequência, nunca deve haver uma correção abaixo de Q_{min} tampouco acima de Q_{max} .

8.2 Dispositivo de Indicação

8.2.1 Exigências gerais

8.2.1.1 A leitura das indicações deve ser exata, fácil e não ambígua. Se o dispositivo indicador compreender diversos elementos, estes devem estar combinados de tal modo que a leitura da quantidade mensurada possa ser feita pela simples justaposição das indicações nos diferentes elementos.

8.2.1.1.1 O sinal decimal deve ser claramente identificável. Nota: As indicações do mensurando principal devem ser expressas, no mínimo, com oito dígitos significativos.

8.2.1.2 O valor de uma divisão da escala da indicação deve ser na forma $1/10^n$, $2/10^n$ ou $5/10^n$ em unidades autorizadas da quantidade mensurada , onde n é um número inteiro, positivo ou negativo.

8.2.1.3 Para quantidades mensuradas, o desvio mínimo especificado da quantidade, como definido em 3.2.12, deve ser igual ou superior ao seguinte valor :

a) para dispositivos indicadores contínuos, a quantidade mensurada correspondente a 2 mm na escala ou a um quinto do valor de uma divisão da escala (do primeiro elemento para

dispositivos de indicação mecânica), o que for maior e

b) para dispositivos indicadores descontínuos, a quantidade mensurada correspondendo a dois valores de uma divisão de escala..

8.2.2 Dispositivos indicadores mecânicos Quando a graduação de um elemento for inteiramente visível, o valor de uma revolução daquele elemento deve ser na forma de $10n$ unidades de volume autorizadas.; massa ou energia; essa regra todavia, não se aplica ao elemento correspondente a faixa máxima do dispositivo indicador.

8.2.2.1 Em um dispositivo indicador constituído por vários elementos, o valor de cada revolução de um elemento cuja graduação seja inteiramente visível deve corresponder ao valor de uma divisão da escala do elemento subsequente.

8.2.2.2 Um elemento do dispositivo indicador pode ter movimentos contínuos ou descontínuos, mas quando elementos, outros que não o primeiro tiverem apenas partes de sua escala visíveis através de janelas, esses elementos devem ter movimentos descontínuos.

8.2.2.3 Se o avanço de um algarismo de qualquer elemento tiver movimentos descontínuos, esse movimento deve ocorrer e ser completo quando o elemento anterior passar de 9 para 0.

8.2.2.4 Quando o primeiro elemento tiver apenas uma parte de sua escala visível através de uma janela e tiver um movimento contínuo, a dimensão daquela janela deve ser no mínimo, igual a 1,5 vezes a distância entre duas marcas consecutivas da escala graduada.

8.2.2.5 Os traços da escala devem ter espessura constante ao longo da linha e não exceder um quarto do intervalo da escala. O intervalo aparente da escala deve ser igual ou superior à 2 mm. A altura visível dos algarismos deve ser igual ou superior à 4 mm, a menos que de outro modo especificado nas exigências para sistemas de medição particulares.

8.2.3 Dispositivos de indicação eletrônica

8.2.3.1 A altura mínima dos algarismos deve ser de 4 mm e a largura mínima de 2,4mm.

8.2.3.1.1 Deve ser possível ler os valores exibidos claramente e corretamente, dentro de um ângulo de 55° da normal à janela, dentro da faixa de temperatura ambiente.

8.2.3.2 Quando não forem utilizados todos os dígitos do dispositivo indicador, os dígitos da esquerda que não forem utilizados, devem indicar zero.

8.2.3.3 Um mostrador não permanente é permitido, até mesmo durante a medição, todavia este deve permitir a exibição da energia, ou quando não for possível, o volume nas condições de base ou a massa quando pedido a qualquer momento. Se o mostrador não for permanente, o tempo de indicação deve ser no mínimo 10s. Além disso, quando o dispositivo for sequencial e automático, a energia ou quando não disponível o volume nas condições de base ou a massa deve ser mostrado em intervalos não maiores que 15s. Cada quantidade deve ser mostrada pelo menos por 5s. 8.3 Dispositivo de impressão

8.3.1 Escala de impressão O valor de uma divisão impressa deve ser na forma de $1 \times 10n$, $2 \times 10n$ ou $5 \times 10n$ unidades autorizadas da quantidade, sendo "n" um número inteiro positivo, negativo ou zero.

8.3.1.1 A impressão da escala não deve ser inferior ao menor valor de uma divisão da escala do dispositivo indicador.

8.3.2 Quantidade impressa

8.3.2.1 Quando um dispositivo de impressão fornecer um resultado da medição, a unidade usada ou seu símbolo e o sinal decimal, se existentes, devem ser impressos.

8.3.3 Parâmetros de identificação

8.3.3.1 O dispositivo de impressão pode também imprimir informações identificando a seqüência de medição como: seqüência, número, data, identificação do medidor, etc.

8.3.3.1.1 Se o dispositivo de impressão for conectado a mais de um sistema de medição, este deve imprimir a identificação do sistema pertinente.

8.4 Dispositivo de memória 8.4.1 Unidade de armazenamento

8.4.1.1 Os sistemas de medição podem ser equipados com um dispositivo de memória para armazenar resultados de medições até sua utilização ou manter a rastreabilidade de transações comerciais. Os dispositivos utilizados para ler informações armazenadas são considerados como parte integrante dos dispositivos de memória.

8.4.2 Confiabilidade e capacidade do meio de armazenamento

8.4.2.1 Os meios nos quais os dados são armazenados devem possuir perenidade suficiente para assegurar que os dados não sejam corrompidos sob as condições normais de armazenamento. Deve existir memória de armazenamento suficiente para qualquer aplicação prevista.

8.4.3 Capacidade de armazenamento esgotada.

8.4.3.1 Quando a memória estiver saturada, é permitido apagar dados armazenados quando forem observadas ambas as condições: a) os dados forem apagados na mesma ordem de armazenamento e as regras estabelecidas para cada aplicação prevista forem respeitadas. b) o pagamento for efetuado após uma operação manual especial.

8.4.4 Proteção dos dados armazenados

8.4.4.1 O armazenamento deve ser realizado de tal modo que seja impossível modificar valores armazenados sem que se rompam os selos ou proteções similares.

8.5 Instrumentos de medição associados

8.5.1 Disposições Gerais

8.5.1.1 Os instrumentos de medição associados devem estar de acordo com este Regulamento. Adicionalmente, estes instrumentos devem exibir uma exatidão tal que as exigências de exatidão dos sistemas de medição e componentes na subcláusula 6.3 sejam satisfeitos.

8.5.1.2 Os instrumentos utilizados para medir a temperatura, pressão, pressão diferencial, densidade e utilizados para determinar o poder calorífico devem exibir diretamente e/ou gravar os valores mensurados, ou devem ser combinados com um transmissor que envia sinais para equipamentos separados usados para mostrar, gravar, ou armazenar as quantidades mensuradas. Em qualquer caso o resultado da medição deve ser acessível.

8.5.2 Valor de uma divisão para instrumentos de medição associados outros que DDPG.

8.5.2.1 A indicação do valor de uma divisão da: densidade, pressão e temperatura não deve exceder 25% do erro máximo admissível para os instrumentos de medição associados.

8.5.3 Valor de uma divisão para o DDPG.

8.6 Dispositivos de conversão de volume

8.6.1 Disposições Gerais

8.6.1.1 Todos os elementos constituintes dos dispositivos de conversão de volume devem ser construídos de materiais que possuam qualidades apropriadas para resistir às várias formas de degradação que possam ocorrer sob as condições normais de operação como especificado pelo fabricante.

8.6.1.1.1 Quando corretamente instalado, o dispositivo de conversão deve também ser capaz de resistir às influências externas normais. Dispositivos de conversão devem, em todas as circunstâncias, resistir à sobrecarga de pressões e temperaturas para as quais eles são projetados, sem mau funcionamento.

8.6.1.2 Um dispositivo de conversão deve ser projetado de forma que não degrade a exatidão da medição do medidor de gás com que está associado.

8.6.1.3 O fator de conversão deve ser recalculado em intervalos que não excedam um minuto para um dispositivo de conversão de temperatura, e a intervalos que não excedam trinta segundos para outros dispositivos de conversão.

8.6.1.3.1 Quando nenhum sinal tiver sido recebido do medidor de gás por mais de um minuto para dispositivo de conversão de temperatura e por mais de trinta segundos para outros tipos, um novo cálculo não será necessário até que o próximo sinal seja recebido.

8.6.1.4 Dispositivos de conversão podem ser combinados com interfaces permitindo a conexão de dispositivos suplementares. Tais conexões não devem corromper a operação metrológica do dispositivo de conversão.

8.6.1.5 Os cabos de interconexão entre o computador e o transdutor são partes integrantes do dispositivo de conversão. O fabricante deve especificar o comprimento e as características dos meios de interconexão onde possam afetar a segurança ou exatidão da medição ou o dispositivo de conversão.

8.6.1.6 O invólucro do dispositivo de conversão deve proteger as partes interiores contra respingos e poeira.

8.6.1.6.1 O nível de severidade mínimo IP54, especificado em EN 60529 NBR 6146, é exigido. Qualquer parte do dispositivo de conversão projetado para o uso ao ar livre, e que não pretenda ser instalado em um invólucro a prova d'água, deve pelo menos estar de acordo com os níveis de severidade IP 65. 8.7 Calculador 8.7.1 Os dados não mensurados necessários para as conversões e correções devem estar presentes no computador antes do dispositivo ser posto em operação.

Deve ser possível imprimir ou mostrá-los da memória do computador.

Qualquer modificação nos dados não mensurados deve exigir rompimento dos selos de segurança ou registro de auditoria sequencial.

8.7.2 Em caso de qualquer computador parar, este deve manter na memória os valores de

energia e quando não disponível, quantidade nas condições de base e nas condições de medição, as quantidades corrigidas (se aplicável), parâmetros de entrada, por exemplo pressão, temperatura e indicações de alarme. O calculador deve manter os valores no momento em que ele parou.

8.7.2.1 Os dados devem permanecer acessíveis por, no mínimo, seis meses. O calculador deve ser capaz de reassumir operações normais assim que as razões que levaram sua parada sejam removidas.

8.8 Dispositivo determinador de poder calorífico 8.8.1 Tipos de dispositivos de determinação de poder calorífico O poder calorífico do gás natural pode ser determinado usando-se diferentes técnicas nas seguintes categorias:

- medição direta:

- a) combustão direta,
- b) combustão catalítica

- medição indireta:

- a) combustão estequiométrica,
- determinação inferencial:
 - a) correlação com outras propriedades medidas.
 - b) cálculo baseado na composição.

Dependendo das condições, podem ser usados dispositivos de medição em linha ou fora de linha. Dispositivos determinadores de poder calorífico em linha têm seu sistema de amostras diretamente conectado a rede de gás. Para dispositivos determinadores de poder calorífico fora de linha atuam indiretamente, por exemplo, utilizando vasos de gás. Quando existente, o sistema de amostragem não deve influenciar outras partes do sistema de medição e deve também permitir tomar amostras representativas do gás que passou pelo medidor.

As diretivas para projeto e operação do sistema de amostragem, são descritas na ISO 10715 (diretivas de amostragem de gás natural).

8.8.2 Procedimentos de ajuste

O objetivo de um procedimento de ajuste é colocar o dispositivo determinador de poder calorífico na situação de operação de acordo com a exatidão pretendida. O fabricante deve fornecer os procedimentos de ajuste apropriados, quando aplicável (ver 6.4.3 e 8.8.3).

Em particular procedimentos de ajuste devem ser estabelecidos levando em conta os seguintes fatores:

- a) o número de gases de calibração para cobrir a faixa operacional;
- b) o intervalo de ajuste (o intervalo entre ajustes será uma função da estabilidade e da repetitividade do instrumento de medição);
- c) a duração do teste de ajuste e o número de ajustes. Estes gases de calibração devem ser preparados de acordo com norma específica do INMETRO e certificado de acordo com ISO 6143.

8.8.2.2 A incerteza da medição dos gases de calibração deve preencher as exigências no item 10 deste RTM. Nota: Para dispositivos cromatográficos, o gás deve conter os componentes essenciais.

8.8.3 Orientação metrológica relativa a medição de poderes caloríficos. De acordo com sua orientação, o INMETRO pode impor em particular uma ou mais das seguintes exigências:

- a) periodicidade das rotinas de verificações do DDPC pelo usuário,
- b) periodicidade das rotinas de ajuste do DDPC pelo usuário,
- c) proibir o acesso aos dispositivos de ajuste do DDPC ao usuário,
- d) a presença de um meio de ajuste interno automático para o DDPC,
- e) o(s) tipo(s) de DDPC a ser usado.

8.8.4 Armazenamento de dados O DDPC deve ser acompanhado com um dispositivo auxiliar que permita o armazenamento de dados apropriados de modo a determinar os poderes caloríficos representativos.

8.9 Dispositivo de conversão de energia Qualquer exigência pertinente em 8.6 se aplica por analogia aos dispositivos conversores de energia.

9. EXIGÊNCIAS TÉCNICAS PARA DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS

9.1 Exigências gerais

9.1.1 Sistemas de medição eletrônica e dispositivos eletrônicos devem ser projetados e fabricados de modo que continuem a operar como projetados e que seus erros não excedam

os EMA pertinentes sob condições de operação determinadas e que são definidas em 6.2 e 6.3.

9.1.2 Os sistemas de medição devem ser projetados e fabricados de tal forma que não ocorram falhas significativas quando forem expostos a distúrbios especificados no item 7 da norma de controle metrológico

9.1.3 As exigências em 9.1.1 e 9.1.2 devem ser satisfeitas permanentemente. Para este propósito sistemas de medição eletrônica devem ser equipados com aparelhos de monitoramento como especificados em 9.3.

9.1.4 Presume-se que um modelo de sistema de medição ou dispositivo possa cumprir com as exigências em 9.1.1 a 9.1.3 se este passar nos exames e ensaios especificados em (10.2.11.1 e 10.2.11.2).

9.1.5 Os sistemas de medição devem permitir a restauração da informação relativa à quantidade mensurada contida dentro do instrumento antes de uma falha significativa ter ocorrido e ser detectada pelos sistemas de monitoramento.

9.1.6 As conexões elétricas devem ser claramente identificadas.

Se elas forem planejadas para uso com um equipamento periférico aprovado separadamente, devem estar de acordo com a interface elétrica padrão utilizado pelo equipamento periférico para transmitir suas informações.

A compatibilidade não incluirá apenas os níveis elétricos e as formas dos sinais, mas também o protocolo de comunicação em uso.

9.2 Fonte de alimentação 9.2.1 Fonte de alimentação externa (CA ou CC)

9.2.1.1 Os sistemas de medição devem ser equipados com uma fonte de alimentação de emergência de modo a manter todas as funções de medição por no mínimo 24 horas, durante uma queda da fonte de alimentação principal. Se a falha na energia perdurar por mais de 24 horas, toda indicação totalizada, os últimos parâmetros mensurados e alarmes devem ser registrados.

9.2.2 Fonte de alimentação por bateria O fabricante deve especificar a duração mínima de funcionamento sem a reposição da bateria sob as seguintes condições:

- a) frequência máxima de pulso oriunda do medidor;
- b) temperatura ambiente mínima; c) Pmax e Tmin.

9.2.2.1 É necessário indicar que a bateria ou qualquer outra forma de fornecimento de energia tem que ser recarregada ou substituída antes de 90% da vida estimada da bateria tiver sido excedida.

9.2.2.2 A reposição da bateria deve ser possível sem a quebra de nenhum selo metrológico do dispositivo.

9.2.2.3 Selos separados podem ser providos para o compartimento da bateria.

9.2.2.4 Durante a troca da bateria as seguintes informações devem ser asseguradas (quando aplicáveis):

- a) a energia, b) o volume nas condições de base,
- c) a massa, d) o volume nas condições de medição,
- e) o volume corrigido, f) o poder calorífico,
- g) as indicações de alarme, h) os dados inseridos, como especificados em 8.7.1.

Nota:

Deve ser utilizado o tipo da bateria(s) especificado pelo fabricante 9.3 Sistemas de monitoramento

9.3.1 Ação dos sistemas de monitoramento A detecção por meio de sistemas de monitoramento de falhas significativas deve resultar nas seguintes ações, de acordo com o tipo.

9.3.1.1 Sistemas de monitoramento do tipo N Um alarme visível ou audível para a atenção do operador.

9.3.1.2 Sistemas de monitoramento do tipo I ou P a) correção automática da falha, ou, b) parando apenas o dispositivo defeituoso quando o sistema de medição, sem aquele dispositivo, continue a atender a regulamentação, ou c) um alarme visível ou audível para o operador. Este alarme deve operar até que a causa do alarme seja suprimida. Além disso, quando o sistema de medição transmitir informações ao dispositivo auxiliar, a transmissão deve ser acompanhada pela mensagem indicando a presença de uma falha.

Notas:

- 1) a terceira opção não é aplicável para os distúrbios especificados, conforme norma específica do Inmetro.

2) além disso, o sistema de medição pode ser equipado com dispositivos para estimar a quantidade de gás que passou através da instalação durante a ocorrência da falha. O resultado desta estimativa não deve ser confundida como indicação válida.

3) considerando que um alarme visível ou audível não é suficiente a não ser que o mesmo seja transferido para uma estação remota, a indicação do alarme deve permanecer acessível até o ajuste da transação.

9.3.2 Sistemas de monitoramento para o dispositivo de medição de vazão. O objetivo destes sistemas de monitoramento é verificar a atuação do dispositivo de medição de vazão, sua correta operação e a integridade da transmissão dos dados.

9.3.2.1 Quando o dispositivo de medição de vazão gerar pulsos, cada pulso representando um volume elementar, o sistema de monitoramento deve atuar, no mínimo, a cada dois pulsos. Entretanto, não é exigido para o sistema de monitoramento operar mais de uma vez por minuto.

9.3.2.1.1 O dispositivo de medição de vazão pode gerar mais de um sinal primário de diferentes origens (fases diferentes e/ou frequências). Neste caso, um sistema de monitoramento do tipo I pode também ser usado para comparar sinais diferentes.

9.3.2.1.2 Quando o dispositivo medidor de vazão gerar pulsos, cada pulso representando um volume elementar, o nível de segurança B especificado na Norma ISO 6551 deve no mínimo ser respeitado, exceto para equipamentos com comprimento de cabo maior que 3 metros para os quais o nível C deve ser aplicado.

9.3.2.1.3 Durante a aprovação de modelo e na verificação inicial, deve ser possível demonstrar a operação deste sistema de monitoramento:

- a) ou pela desconexão do transdutor;
- b) ou pela remoção de um dos geradores de pulsos;
- c) ou pela remoção da fonte de alimentação do transdutor.

9.3.2.2 Em caso de qualquer outra escolha tecnológica, o sistema de monitoramento deve assegurar níveis de segurança equivalentes.

9.3.3 Sistemas de monitoramento para o computador. As seguintes exigências se aplicam a qualquer parte do sistema que realiza cálculos, em particular os DDPC ou se aplicáveis a outros instrumentos de medição associados. Nota: O objetivo destes sistemas de monitoramento é verificar se um computador está funcionando corretamente e assegurar a validade do cálculo realizado.

9.3.3.1 A monitoração do funcionamento do sistema de cálculo deve ser do tipo P ou I. No último caso, o monitoramento deve ocorrer, no mínimo a cada cinco minutos.

9.3.3.1.1 O objetivo do monitoramento é verificar se:

1) os valores das instruções permanecem armazenados e se os dados estão corretos, por meios tais como:

- a) somando-se todos os códigos das instruções e os dados e comparando sua soma com um valor fixado,
- b) bits de paridade de linhas e colunas (LRC e VRC),
- c) monitoramento de redundância cíclica,
- d) armazenamento duplo independente de dados.
- e) armazenamento de dados em "código de segurança", por exemplo, protegido por monitoramento da soma, bits de paridade de linhas e de colunas,

2) todos os procedimentos de transferência interna e armazenamento de dados pertinentes ao resultado da medição são executados corretamente, por meios tais como:

- a) rotina de leitura e escrita,
- b) conversão e reconversão de códigos,
- c) uso de "código seguro" (monitoramento da soma, bit de paridade),
- d) armazenamento duplo.

9.3.3.2 O monitoramento da validade dos cálculos efetuados deve ser do tipo P e consiste em monitorar o valor correto de todos os dados relacionados à medição, sempre que estes dados forem armazenados internamente ou transmitidos de/para equipamentos periféricos através de uma interface, o monitoramento pode ser realizado por meio de:

- a) bit de paridade;
- b) monitoramento da soma, ou
- c) duplo armazenamento.

9.3.3.2.1 Além disso, o sistema de cálculo deve ser equipado com meios para controlar a

continuidade do programa de cálculo.

9.3.4 Sistemas de monitoramento para dispositivos indicadores O objetivo desses sistemas de monitoramentos é verificar que as indicações primárias são exibidas e que elas correspondem aos dados fornecidos pelo calculador. Além disso, isto objetiva verificar a presença de dispositivos indicadores, quando eles forem removíveis. O monitoramento pode ser efetuado de acordo com: a) a primeira abordagem em 9.3.4.2; ou

b) na segunda abordagem em 9.3.4.3.

9.3.4.1 Deve ser possível determinar, durante a verificação, se o sistema de monitoramento está funcionando por uma das seguintes alternativas:

a) pela desconexão total ou parcial do dispositivo indicador,

b) uma ação que simule uma falha no mostrador, tal como usar um botão de teste.

9.3.4.2 Primeira abordagem Consiste em monitorar o dispositivo indicador completo. O sistema de monitoramento do dispositivo indicador deve ser do tipo P, ou do tipo I se uma indicação primária for fornecida por outro dispositivo.

9.3.4.3 Segunda abordagem

9.3.4.3.1 O sistema de monitoramento para o dispositivo indicador deve ser do tipo I ou P, monitorando os circuitos eletrônicos utilizados para os dispositivos indicadores (exceto os circuitos de comando do seu próprio mostrador). O tipo I pode ser utilizado se uma indicação principal for fornecida por outro dispositivo.

9.3.4.3.2 O sistema de monitoramento para o dispositivo indicador deve ser do tipo N para o mostrador. Este controle deve possuir as seguintes características:

a) exibição de todos os elementos (teste dos oitos);

b) extinção de todos os elementos ("branco");

c) exibição de "zeros", ou, d) qualquer outra seqüência de testes automáticos demonstrando todas as possíveis expressões para cada elemento exibido.

9.3.5 Sistema de monitoramento para dispositivos auxiliares Um dispositivo auxiliar (dispositivo de repetição, dispositivo de impressão, dispositivo de memória, etc.) com indicações primárias deve incluir um sistema de monitoramento do tipo I ou P. O objetivo deste sistema de monitoramento é verificar a presença do dispositivo auxiliar, quando este for necessário, e para verificar a transmissão correta de dados entre o calculador e o dispositivo auxiliar.

9.3.5.1 Em particular, o monitoramento de um dispositivo de impressão objetiva assegurar que o controle de impressão corresponda aos dados transmitidos pelo calculador. Pelo menos devem ser monitorados os seguintes:

a) a presença de papel,

b) o circuito eletrônico de controle (exceto os circuitos de comando do próprio mecanismo de impressão).

9.3.5.2 Deve ser possível, durante a aprovação de modelo e outras verificações metrológicas, verificar, por meio de uma ação que simule uma falha na impressão, se o sistema de monitoramento do dispositivo de impressão funciona, tal como usando-se um botão de teste.

9.3.5.3 No caso de um dispositivo de memória a memorização correta deve ser monitorada.

9.3.5.4 Quando a ação do sistema de monitoramento for um alarme, este deve ser dado nele próprio ou pelo dispositivo auxiliar.

9.3.6 Sistemas de monitoramento para instrumentos de medição associados

9.3.6.1 Os instrumentos de medição associados devem incluir um sistema de monitoramento do tipo P, com o objetivo de assegurar que o sinal fornecido pelos instrumentos associados se encontra dentro da faixa de medição pré-determinada. Nota: esta exigência não está vinculada com o valor da falha significativa, mas é exigido de modo a proporcionar durabilidade.

9.3.6.2 Logo que uma operação defeituosa seja detectada pelo dispositivo eletrônico, qualquer acréscimo posterior das quantidades convertidas não são permitidas.

9.3.6.3 O volume nas condições de medição e o volume corrigido devem ser sempre crescentes.

9.3.6.4 Além disso, nos casos onde instrumentos de medição associados executam cálculos, em particular DDPC, devem atender as exigências em 9.3.3.

9.3.7 Sistema de monitoramento para o controle do equipamento de controle de vazão

9.3.7.1 Às exigências em 9.3.6 se aplicam ao controle do equipamento de controle de vazão.

10. CONTROLE METROLÓGICO

10.1 Geral

10.1.1 Um sistema de medição deve sempre ser examinado no local de uso. Em qualquer caso o sistema de medição em uso tem de cumprir as exigências aplicáveis. Os ensaios devem ser executados preferencialmente no local. Entretanto o INMETRO pode decidir que os ensaios, em particular aqueles relativos aos módulos de medição, sejam executados em laboratório. O controle metrológico pode consistir em ensaios dos sistemas em enfoques modulares, se este fornecer as mesmas garantias metrológicas que o ensaio no campo. Este enfoque consiste em verificar no laboratório as seguintes partes principais (ver item 9 da norma de controle metrológico):

- a) o medidor, levando em conta as condições de instalação do medidor dentro do sistema,
 - b) se aplicável, o dispositivo conversor de quantidades nas condições de medição em volume nas condições base ou a massa,
 - c) se aplicável, o dispositivo utilizado para a determinação do poder calorífico,
 - d) se aplicável, o dispositivo conversor do volume nas condições base, ou a massa em energia.
- 10.1.2 Quando um ensaio for conduzido, a incerteza expandida U (para $k=2$) para a determinação de erros em indicações de volume ou massa, deve ser menor que um terço do EMA aplicável para a aprovação de modelo e para as verificações iniciais e subseqüentes. Entretanto a incerteza não precisa ser menor que 0.3%. Nota: Este último algarismo conduz a razão incerteza/EMA que pode ser considerada compreensiva na metrologia legal para aprovação de modelo mas que corresponde ao estado da arte na calibração em medição de gás e para a necessidade da indústria mesmo que se possa induzir a uma falsa idéia de exatidão atual levando em consideração incertezas.

Além disso:

- a) frequentemente o padrão utilizado para ajuste é utilizado para a verificação;
- b) EMA se aplica aos erros após ajuste utilizando EMP ou correção. Isto limita os riscos de recusas desnecessárias de instrumentos corretos. Para a determinação de erros em indicações de valores caloríficos a incerteza expandida deve ser menor que um terço do erro máximo admissível aplicável a cada estágio do controle metrológico.

A estimativa da incerteza expandida é feita de acordo com o Guia para a expressão da incerteza nas medições (edição1995).

10.2 Aprovação de modelo 10.2.1 geral Os Sistemas de medição objeto de um controle metrológico legal devem ser submetidos a aprovação de modelo. Nota: A aprovação de modelo de um sistema de medição é um conceito geral, pois o sistema pode envolver componentes diferenciados do conceito de um medidor isolado, que podem ser compartilhados com outros sistemas.

Pode envolver também prescrições documentadas. Isto é verdade em particular para um sistema de medição de classe C.

Em qualquer caso, aprovação de modelo para sistemas completos deve ser concedido após ser verificado que as exigências especificadas neste Regulamento são cumpridas pelo sistema. Os elementos de um sistema de medição a seguir podem ser objetos de uma aprovação separada:

- a) módulo de medição;
- b) calculador eletrônico associado com dispositivo indicador;
- c) dispositivo indicador;
- d) dispositivo de conversão
- e) instrumento de medição associado à pressão;
- f) instrumento de medição associado à temperatura;
- g) instrumento de medição associada à massa específica ;
- h) dispositivo determinador de poder calorífico.

10.2.2 documentação

10.2.2.1 As solicitações para aprovação de modelo de um sistema de medição ou um elemento constituinte de um sistema de medição devem obedecer a norma NIE-DIMEL e ser acompanhadas dos seguintes documentos:

- a) certificados de aprovação dos elementos constituintes do sistema de medição ;
- b) descrição dos recursos utilizados para determinar os parâmetros de correção, se aplicável;
- c) um diagrama mostrando a localização dos selos e marcas de verificação;
- d) para um DDPC, procedimentos de ajuste, se aplicável;

e) informações de instalação e manutenção;

f) documento de responsabilidade técnica garantindo que o projeto e a construção do sistema de medição satisfaz as exigências deste RTM.

10.2.2.2 No caso de um sistema de medição eletrônico, a solicitação deve também incluir:

- a) descrição dos selos eletrônicos se existente;
- b) descrição funcional dos diversos dispositivos eletrônicos;
- c) fluxograma do "software", explicando como os dispositivos eletrônicos interagem .

10.2.2.3 O requerente deve fornecer ao Órgão Metrológico responsável pelo exame, um instrumento representativo do modelo final ou o acesso à instalação completa.

10.2.3 Certificado de aprovação de modelo Os certificados de aprovação de modelos devem conter as seguintes informações:

- a) nome e endereço do beneficiário do certificado de aprovação de modelo;
- b) nome e endereço do fabricante, se ele não for o beneficiário;
- c) tipo e/ou nome comercial;
- d) características técnicas e metrológicas principais;
- e) marca de aprovação de modelo;
- f) período ou limite de validade;
- g) classe das condições de operação;
- h) condições específicas para verificações iniciais e subseqüentes, se aplicáveis;
- i) lista dos documentos acompanhantes do certificado de aprovação de modelo;
- j) observações especiais;
- k) informações sobre a localização das marcas de aprovação de modelo, verificação inicial e selagem.

10.2.4 Modificações de um modelo aprovado O beneficiário da aprovação do modelo deve informar ao órgão metrológico que concedeu a aprovação de modelo, qualquer modificação ou adição ao modelo aprovado. Modificações ou adições devem ser submetidas a aprovação suplementar quando elas influenciam ou possam influenciar os resultados das medições e/ou as características metrológicas. Uma aprovação de modelo nova ou suplementar deve ser imposta sempre que o sistema de medição ou o dispositivo modificado não atender as exigências da aprovação inicial. Nota: O órgão responsável pela aprovação do modelo modificado deve considerar a natureza da modificação e a versão inicial quando decidir se e para qual amplitude os exames e ensaios aplicáveis tenham que ser efetuadas no modelo modificado.

10.2.5 Aprovação de modelo de um sistema de medição

10.2.5.1 A aprovação de modelo de um sistema de medição compreende verificar se os elementos constituintes do sistema satisfazem as exigências aplicáveis (mesmo se a aprovação de modelo não foi solicitada para os elementos constituintes) e se são compatíveis entre si.

10.2.5.2 Os ensaios efetuados na aprovação de modelo de um sistema de medição devem consequentemente ser determinados com fundamentos na aprovação de modelo já concedida para os elementos constituintes do sistema.

10.2.5.3 Quando nenhum dos elementos constituintes tenham sido objeto de aprovação de modelo em separado, todos os ensaios aplicáveis previstos em 10.2.6 a 10.2.12, devem ser efetuados no sistema de medição completo. Em caso contrário, quando vários elementos constituintes são aprovados separadamente, é possível substituir a aprovação de modelo baseada em ensaios pela aprovação baseada em projeto.

10.2.5.4 É também apropriado reduzir o programa de avaliação do modelo quando o sistema de medição inclui elementos constituintes idênticos àqueles que equipam outro sistema de medição que já tenha sido aprovado e quando as condições operacionais forem idênticas. Este procedimento é aconselhável quando os vários sistemas de medição tenham diferentes fabricantes e quando os órgãos metrológicos encarregados da aprovação de modelo forem diferentes.

10.2.6 Aprovação de modelo de um módulo de medição Um módulo de medição deve ser equipado com dispositivos auxiliares que atendam todas as exigências aplicáveis às partes hidráulicas do sistema de medição incluindo o medidor enfocado neste regulamento. Em particular o medidor deve ser equipado com dispositivo de monitoramento. (ver item 9.3) O módulo de medição deve ser equipado com dispositivos auxiliares capazes de influenciar a exatidão do módulo de medição. O dispositivo de medição de vazão pode também ser ensaiado sem o calculador e o dispositivo indicador, contanto que tenham sido submetidos

à aprovação de modelo em separado. Se este dispositivo de medição da vazão foi planejado para ser conectado a um computador equipado com um dispositivo de correção, o algoritmo de correção como descrito pelo fabricante deve ser aplicado no sinal de saída do transdutor para determinar seus erros. Quando aplicável, a versão da parte metrológica (a parte completa se não existir parte metrológica específica) do software avaliado deve ser indicado no certificado de aprovação de modelo ou em seu anexo. Os seguintes exames e testes devem ser realizados no módulo de medição.

10.2.6.1 Ensaios de exatidão nas condições nominais. Nas condições nominais como declaradas pelo fabricante, os erros do módulo de medição devem ser determinados conforme regulamentação do INMETRO. Cada erro individual deve ser armazenado de modo a se calcular o erro global do módulo de medição nas condições de medição, levando em conta os ensaios referidos em 10.2.6.2 e descritos no item 8 da norma de controle metrológico. Além disso, os resultados dos ensaios de exatidão nas condições nominais devem se adequar às exigências de repetitividade em 6.6.

10.2.6.2 Ensaios de exatidão nas condições de medição 10.2.6.2.1 Os ensaios descritos no item 8 da norma de controle metrológico devem ser executados.

10.2.6.2.2 Além disso, e quando aplicável os resultados dos ensaios executados de acordo com 10.2.6.1 e 10.2.6.2.1 são levados em conta para a determinação dos EMA, no primeiro estágio da verificação inicial, de acordo com item 8.6.1 da norma de controle metrológico.

10.2.6.2.3 Ensaios na situação real podem ser necessários de acordo com a tecnologia, a critério do INMETRO. Estes ensaios são obrigatórios para medidores de outra tecnologia diferente daquelas descritas no item 8 da norma de controle metrológico.

10.2.6.2.4 Ensaios de desgaste Ensaios de desgaste devem ser executados utilizando o gás que o módulo de medição tem por objetivo mensurar ou avaliar os efeitos similares do gás no desgaste. Quando o módulo de medição tem o intento de mensurar dois ou mais gases, o ensaio deve ser realizado com o gás que proporciona as condições mais severas. Entretanto qualquer outro gás pode ser utilizado, se puder ser demonstrado que os ensaios são equivalentes. (Alemanha irá propor algo sobre ar) O ensaio pode ser realizado no medidor isolado se puder ser garantido pelo proponente que outras partes do módulo de medição não vão influenciar o resultado do ensaio. O ensaio de exatidão deve preceder o ensaio de desgaste. A duração do ensaio de desgaste deve ser de 2000 horas na faixa de vazão de teste em um ou vários períodos não se prolongando por um período superior a 150 dias Os ensaios devem ser realizados numa faixa de vazão entre 80% e 100% de Q_{max} . O módulo de medição deve ser sujeito a ensaio de desgaste numa bancada de ensaio.

Caso não seja possível, o INMETRO poderá aceitar que o módulo de medição seja temporariamente montado num sistema de medição em operação normal. Neste caso é necessário que a vazão de operação nominal do módulo de medição respeite a faixa de vazão de teste Após o ensaio de desgaste, o módulo de medição deve ser submetido a outro ensaio de exatidão. O desvio entre os erros determinados antes e depois do ensaio de desgaste deve permanecer dentro dos limites especificados em 6.4 sem qualquer alteração de ajuste ou correção.

10.2.6.2.5 Componentes eletrônicos Quando um módulo de medição é equipado com componentes eletrônicos, é também necessário a execução de exames e ensaios como descritos no item 10.2.11 para dispositivos eletrônicos.

10.2.7 Aprovação de modelo de um dispositivo determinador de poder calorífico Para verificar se um DDPC preenche as exigências aplicáveis, este é sujeito às seguintes prescrições. Antecedendo aos ensaios o DDPC é ajustado de acordo com o procedimento do fabricante. Quando for aplicável (ver 8.8.3), ao longo dos ensaios o DDPC é reajustado de acordo com o intervalo de ajuste e o procedimento de ajuste especificado pelo fabricante. Qualquer ajuste é registrado e deve ser mencionado no relatório de ensaio.

10.2.7.1 Ensaios de desempenho sob condições de referência Como regra geral os ensaios devem ser realizados utilizando um mínimo de seis gases diferentes com rastreabilidade e certificação do poder calorífico. A faixa dos poderes caloríficos destes gases deve ser mais ampla que a faixa operacional exigida; o normal é que o poder calorífico de um gás de ensaio seja levemente menor do que o mínimo da faixa de operação e o outro seja levemente maior que o valor máximo da faixa de operação. Outros gases devem ser regularmente distribuídos na faixa de medição.

A exatidão do DDPC deve estar em conformidade com as exigências na Tabela 2. Entre-

tanto se estas exigências não forem preenchidas para os gases de calibração tendo valores ligeiramente fora da faixa operacional, os ensaios correspondentes podem ser recomeçados de modo a melhor satisfazer esta faixa.

10.2.7.2 Ensaio de desempenho sob grandezas de influência Estes ensaios têm como objetivo verificar se o DDPC completo atende as exigências nos subitens 9.1.1 e 9.1.2 com relação às grandezas de influência. Estes ensaios estão especificados no item 7 da norma de controle metrológico.

a) Desempenho sob os efeitos de grandezas de influência: ensaios são realizados utilizando pelo menos um gás cujo poder calorífico ou composição difere de mais de um dos gases utilizados para o ajuste, tanto quanto for possível. Quando sujeitos ao efeito dos fatores de influência como exigido no item 7 da norma de controle metrológico, o equipamento deve continuar a operar corretamente e os erros não devem exceder os erros máximos admissíveis aplicáveis.

b) Desempenho sob efeito de interferências: Ensaio são realizados utilizando um gás dentro da faixa de medição Quando sujeitos a interferências externas como exigido no item 7 da norma de controle metrológico, falhas significativas não devem ocorrer.

10.2.7.3 Repetitividade Os ensaios são realizados utilizando gases de poderes caloríficos constantes, ou composições constantes conforme o caso, mas não necessariamente de valores certificados. Três gases são utilizados, um perto do poder calorífico mínimo, um próximo ao poder calorífico máximo, um aproximadamente no meio da faixa. No mínimo cinco (e normalmente não mais que dez) medições são realizadas com cada gás. Os três erros de repetitividade assim determinados devem atender as exigências em 6.4.2. 10.2.7.4 Intervalo de ajuste e deriva A verificação do intervalo de ajuste é feita utilizando o mesmo gás no começo e fim do intervalo de ajuste. Os mesmos gases recorridos para o ensaio de repetitividade são utilizados. A deriva deve preencher as exigências em 6.4.3.

10.2.7.5 Influência da composição do gás O ensaio deve ser realizado utilizando no mínimo dois gases que possuam aproximadamente o mesmo poder calorífico. Para cromatógrafos de gás devem ser utilizados três gases. Estes gases podem ser utilizados para ensaios de exatidão como descritos em 10.2.7.1 em particular. Três medições são realizadas com cada gás. Para cada gás é calculado o valor médio dos três resultados. Calcular a diferença entre o valor médio e o valor verdadeiro para cada gás. Para cada gás a diferença algébrica entre a maior e a menor diferença assim determinada deve satisfazer as exigências em 6.4.4.

10.2.7.6 Tempo de resposta Os gases utilizados são os dois selecionados para os ensaios em 10.2.7.1, tendo a mais ampla diferença nos poderes caloríficos. Um alimenta a entrada do DDPC, por pelo menos três medições a fim de se obter resultados estáveis. Então o DDPC é imediatamente alimentado com outro gás, com o objetivo de executar o número de medições necessárias. Se a conclusão puder ser dependente da ordem, os ensaios devem ser repetidos modificando-se a ordem dos gases. O DDPC deve preencher as exigências em 6.4.5.

10.2.7.7 Influência da fonte de gás A influência da pressão e da vazão do gás fornecido são ensaiados utilizando dois dos gases de ensaio em 10.2.7. tendo a maior diferença dos poderes caloríficos. Quando submetido aos efeitos destes fatores de influência, o equipamento deve continuar a operar corretamente e os erros não devem exceder os erros máximos admissíveis.

10.2.7.8 Ensaio específicos para calorímetros

10.2.7.8.1 Influência da pressão atmosférica A influência da pressão atmosférica é ensaiada nas condições estipuladas em 10.2.7.2 Quando submetido ao efeito deste fator de influência, o equipamento deve continuar a operar corretamente e os erros não devem exceder os erros máximos admissíveis aplicáveis.

10.2.7.8.2 Efeitos da instalação com relação às correntes de ar não há ensaio a ser efetuado se o fabricante declarar que o calorímetro tenha que ser instalado em ambientes sem correntes de ar. Se o fabricante especificar outras condições, ensaios com os gases especificados em 10.2.7.7 devem ser efetuados em condições apropriadas. Condições ambientes correspondentes são especificadas no certificado de aprovação de modelo. Quando submetido aos efeitos destes fatores de influência, o equipamento deve continuar a operar corretamente e os erros não devem exceder os erros máximos admissíveis aplicáveis.

10.2.7.9 Exigências específicas para cromatógrafos de gás Para cromatógrafos de gás os ensaios descritos em 10.2.7.1 devem ser efetuados utilizando-se pelo menos sete gases de ensaio rastreáveis e de composição certificada. A faixa de concentração de cada componente deve ser mais ampla do que a exigida nas faixas operacionais; seria normal para cada com-

ponente ser ensaiado a uma concentração ligeiramente abaixo que a mínima especificada, exceto, é claro, onde a mínima for zero, e em uma concentração ligeiramente mais alta que a máxima específica, exceto, quando esta concentração for 100%. Entretanto se a exigência não for preenchida para a calibração dos gases ligeiramente fora da amplitude de operação, os ensaios correspondentes podem ser recomçados a fim de melhor se adequar à faixa.

10.2.7.10 Exigências especificadas para DDPC utilizando princípios estequiométricos

10.2.7.11 Ensaios adicionais para outras influências Se for necessário ensaios adicionais são executados de acordo com o estado da arte e exigências em 6.4.10

10.2.8 Aprovação de modelo de um dispositivo de conversão 10.2.8.1 existem duas maneiras de se verificar a conformidade de um dispositivo de conversão de volume

10.2.8.1.1 A primeira maneira se aplica ao dispositivo de conversão conforme em 7.3.2 e consiste em verificar separadamente:

a) a exatidão dos instrumentos de medição associados (ver tabela 3),
b) a exatidão no cálculo de cada característica do gás (ver 6.3.3.2.1 e 10.2.10.2),
c) a exatidão do cálculo nas condições base ou massa (ver 6.5 e 10.2.10.2), É, também, necessária a realização de exames e ensaios descritos no subitem 10.2.11 para dispositivos eletrônicos.

10.2.8.1.2 A segunda maneira é aplicável a qualquer dispositivo de conversão e consiste em verificar se o dispositivo de conversão conectado a todos os instrumentos de medição associados obedece às exigências da segunda linha na tabela 2. Para este propósito, o volume nas condições de medição que foi convertido é considerado como sem erros. Quando a influência de uma característica do gás é avaliada as outras características permanecem nas condições nominais. É também necessária a realização de ensaios e exames descritos no subitem 10.2.11 para dispositivos eletrônicos.

10.2.8.2 Se for necessário, o certificado de aprovação de modelo, fornece informações sobre a compatibilidade da saída do medidor e a entrada do dispositivo conversor e com os instrumentos de medição associados.

10.2.9 Aprovação de modelo de um dispositivo conversor de energia A aprovação de modelo de um dispositivo conversor de energia necessita:

a) verificar que as exigências em 10.2.10.1 são preenchidas;
b) executar exames e ensaios descritos no subitem 10.2.11 para dispositivos eletrônicos;
c) identificar as condições necessárias de compatibilidade aplicáveis aos DDPC ou à lista destes DDPC A grandeza convertida é considerada como sem erro.

10.2.10 Aprovação de modelo para calculador eletrônico Ensaios para aprovação de modelo são conduzidos no calculador sozinho, simulando diferentes entradas com os padrões apropriados.

10.2.10.1 Os ensaios de exatidão incluem todos aqueles que assegurem a exatidão da indicação do resultado da medição (volume nas condições de medição, massa direta ou energia). Valores verdadeiros convencionais são calculados na base das quantidades simuladas aplicadas às entradas do calculador utilizando métodos padronizados para os cálculos tanto quanto forem necessários ou que existam. Os erros máximos admissíveis são como estabelecidos em 6.5. 10.2.10.2 quando o calculador executar todos os cálculos para um dispositivo conversor de volume, os ensaios descritos no subitem 10.2.10.1 são executados para o cálculo de volume nas condições de base ou massa. Ensaios de exatidão incluem também um ensaio de exatidão na medição de cada quantidade característica de gás. Para este propósito, o erro obtido na indicação de cada uma destas grandezas características (estas indicações são obrigatórias considerando o subitem 8.5.1) é calculado considerando como valores verdadeiros convencional aqueles fornecidos pelo padrão conectado a entrada dos calculadores e que simulam os instrumentos de medição associados correspondentes. Para cada uma destas grandezas, os erros máximos admissíveis são aqueles estabelecidos no subitem 6.3.3.1.2. É necessário executar um ensaio para verificar a presença e operação dos sistemas de monitoramento pertinentes aos instrumentos de medição associados mencionados no subitem 9.3.6.

10.2.10.3 Os exames e ensaios descritos no subitem 10.2.11 para dispositivos eletrônicos devem ser executados.

10.2.11 Aprovação de modelo para dispositivos eletrônicos Em adição aos exames ou ensaios descritos nos itens precedentes, um sistema de medição eletrônica ou um elemento eletrônico constituinte deste sistema deve ser sujeito aos seguintes ensaios e exames.

10.2.11.1 Exame de projeto Documentos devem ser examinados para determinar se o projeto dos dispositivos eletrônicos e seus sistemas de monitoramento obedecem às exigências deste Regulamento. Os exames incluem:

- a) exame do modo de construção dos subsistemas eletrônicos e de seus componentes, verificar sua adequação para o uso pretendido.
- b) considerar as falhas que são prováveis de ocorrerem, a fim de verificar que em todos os casos considerados, estes dispositivos cumprirão todas as exigências no subitem 9.3; e,
- c) verificar a presença de eficiência dos dispositivos de ensaio(s) para os sistemas de monitoramento.

10.2.11.2 Ensaio de desempenho Estes ensaios têm como objetivo verificar que os sistemas de medição ou dispositivos atendem às exigências no subitem 9.1.1 e 9.1.2 levando em consideração as grandezas de influência. Estes ensaios estão especificados no item 7 da norma de controle metrológico.

a) Desempenho sob efeito de fatores de influência: Quando submetido aos fatores de influência como exigido no item 7 norma de controle metrológico, o equipamento deve continuar a operar como designado e os erros não devem exceder os erros máximos admissíveis aplicáveis.

b) Desempenho sob efeito de perturbações: Quando sujeitos a distúrbios externos como exigido no item 7 da norma de controle metrológico, falhas significativas não devem ocorrer.

10.2.11.3 Equipamento sob ensaio (E) Os dispositivos eletrônicos devem ser submetidos separadamente a ensaios e devem incluir, no que concerne aos módulos de medição, pelo menos os seguintes dispositivos:

- a) dispositivo de medição de vazão;
- b) calculador;
- c) dispositivo indicador;
- d) fonte de energia; e,
- e) dispositivo de conversão, se houver. Este equipamento deve estar incluso num sistema capacitado à a simulação representativa da operação normal do sistema de medição.

Por exemplo, um dispositivo apropriado pode simular o escoamento do gás do gás. Notas

- a) O equipamento periférico pode ser ensaiado separadamente.
- b) DDPC são testados como um todo

10.2.12 Aprovação de modelo para dispositivo auxiliar

10.2.12.1 Quando um dispositivo auxiliar, que fornece indicações primárias, for planejado para ser aprovado separadamente, suas indicações devem ser comparadas com as fornecidas por um dispositivo de indicação que já tenha sido aprovado e que tenha o mesmo valor de uma divisão, ou um menor. Os resultados deverão satisfazer as exigências em 7.1.3.5.

Tanto quanto necessário as condições para compatibilidade com outros dispositivos de um sistema de medição são descritos no certificado de aprovação de modelo.

10.2.12.2 Dispositivos eletrônicos podem ser aprovados separadamente quando forem utilizados para transmissões de indicações primárias ou outras informações necessárias. Por exemplo, um dispositivo que envia informações de dois ou mais calculadores e transmite para um simples dispositivo de impressão. Quando pelo menos um dos sinais destas informações for analógico, o dispositivo deve ser testado em associação com outro dispositivo cujos erros máximos admissíveis são determinados por este Regulamento. Quando todos os sinais destas informações forem digitais, as exigências acima podem ser aplicadas; entretanto, quando a entrada e saída dos dispositivos estiverem disponíveis, o dispositivo pode ser testado separadamente, neste caso, nenhum erro deve ser introduzido; apenas erros relativos ao método de ensaio podem ser constatados. Em ambos os casos, sempre que necessário, as condições necessárias para compatibilidade com outros dispositivos de um sistema de medição são descritas no certificado de aprovação de modelo.

10.3 Verificação inicial A verificação inicial consiste em verificar se o sistema preenche todas as exigências metrológicas aplicáveis ao sistema de medição no local de uso. Nota: Isto não significa que cada exigência neste Regulamento seja observada na verificação inicial e que cada ensaio ou exame seja executado no local de uso.

10.3.1 Verificação inicial de um módulo de medição

10.3.1.1 Exceto quando o certificado de aprovação de modelo prevê exigências específicas a verificação inicial de um módulo de medição é executado:

- a) na faixa de vazão completa do módulo de medição;

b) sob condições de operação avaliadas (pressão, temperatura...);
c) com o gás a ser mensurado, ou nas condições estabelecidas pelo INMETRO. Quando o certificado de aprovação de modelo prevê exigências específicas, tanto quanto necessário, prevê também alguma correção a ser aplicada.

10.3.1.2 Existem várias maneiras de se assegurar que o módulo de medição preenche todas as exigências. A forma ideal consiste na execução da verificação completa no local real de uso. Entretanto é possível que todos os ensaios não possam ser realizados no local do uso. Por exemplo, cada faixa real de vazão pode não ser atingível no dia da verificação. Neste caso é necessário se executar a verificação em dois estágios. Além disso ensaios (ou alguns ensaios) no local real de uso podem não ser necessários quando puder ser demonstrado que os ensaios correspondentes em uma bancada de ensaio são representativos da situação real e quando o comportamento do sistema não é influenciado pelo desligamento, transporte e religamento. Neste caso o segundo estágio de verificação, se apropriado, não precisa incluir ensaios (ou todos os ensaios)mas apenas um exame. Em qualquer caso, para tecnologias que não estão inclusas no item 8 da norma de controle metrológico a verificação inicial deve sempre incluir uma avaliação metrológica na situação real de uso.

10.3.1.3 No caso do primeiro estágio da verificação, quando for necessário, a verificação separada do dispositivo medidor de vazão e do calculador pode ser considerada. Em nenhum caso algum dispositivo auxiliar ou dispositivos adicionais passíveis de influenciar o desempenho do sistema deve estar presente em cada estágio da verificação.

10.3.1.4 A verificação inicial inclui correções tão próximas quanto possíveis de zero dos erros individuais por meios de dispositivos de correção ou do EMP por meio do dispositivo de ajuste. Após a correção todos os erros devem atender aos EMA.

10.3.1.4.1 Entretanto é possível considerar que não seja necessário ajustar o EMP quando o conjunto das seguintes condições forem satisfeitas..

- a) no caso do primeiro estágio de uma verificação e
- b) for planejado executar um segundo estágio da verificação incluindo ensaios de exatidão no local real e,
- c) a curva de erro está dentro da faixa correspondente à faixa dos EMA aplicáveis Então todos os erros são registrados e o EMP tem que ser ajustado no segundo estágio de verificação e as exigências aqui acima cumpridas.

10.3.1.4.2 Após a correção ou ajuste deve ser realizado um novo ensaio a fim de confirmar a correção ou ajuste.

10.3.1.4.3 Em caso de um dispositivo de correção e quando os parâmetros de correção forem determinados no primeiro estágio de uma verificação a presença destes parâmetros no dispositivo de correção deve ser conferida no segundo estágio da verificação.

10.3.2 verificação inicial de dispositivos de conversão A verificação inicial de dispositivos de conversão deve ser executada em um ou dois estágios e incluir ensaios no local de uso. A conformidade com as exigências deve ser verificada após o ajuste do instrumento. Para o caso de dispositivos de conversão de energia, vários gases de calibração devem ser utilizados com poderes caloríficos igualmente espaçados ao longo da faixa de PC para o local de instalação.

10.3.3 Verificação inicial para um sistema de medição A verificação inicial inclui futuros ensaios e exames realizados de acordo com as exigências em 10.3.1 e 10.3.2.

- 1) um exame da conformidade do sistema de medição e todos os seus elementos;
- 2) um ensaio metrológico e exame do módulo de medição;
- 3) um ensaio metrológico e exame do dispositivo conversor de volume e dos instrumentos de medição, pertinentes associados se aplicável;
- 4) um ensaio metrológico e exame do dispositivo conversor de energia e do dispositivo determinador de poder calorífico, se aplicável;
- 5) um exame da adequação das exigências documentadas, se aplicável.

10.4 Verificações posteriores As verificações posteriores podem ser idênticas às verificações iniciais.

10.5 Exigências documentadas, sistema de garantia da qualidade e rotinas de procedimento

10.5.1 De acordo com a definição de um sistema de medição as exigências documentadas podem ser consideradas como partes integrais do sistema de medição (ver item 10 da norma de controle metrológico)

10.5.1.1 Além disso, o sistema de garantia da qualidade, pode ser considerado essencial

para o uso correto e a integridade fundamental da instalação. Isto pode ser particularmente importante para a calibração e manutenção dos DDPG quando eles forem sujeitos a procedimentos de calibração pelo usuário. Durante a operação, a integridade fundamental deve ser preservada.

10.5.1.2 Quando exigências documentadas, e sistema de garantia da qualidade, se aplicável, forem necessários para assegurar o desempenho e/ou a integridade do sistema de medição, eles devem ser parte do sistema de medição e de exigências obrigatórias, e devem ser enfocados como tais.

10.5.2 As exigências documentadas, o sistema de garantia da qualidade ou o Regulamento podem prever que ensaios de rotinas sejam executados. Os resultados dos ensaios de rotina devem ser comparados a limites pré - estabelecidos e as diferenças devem resultar em reações apropriadas.

11. CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO

11.1 O sistema de medição de combustível gasoso deve ser protegido do risco de ser danificado por intempéries, choques ou vibrações induzidas.

11.2 Todos os pontos previstos no plano de selagem devem permanecer lacrados.

11.3 Qualquer dispositivo adicional, projetado para ser instalado junto ao medidor, deve ser aprovado pelo INMETRO, com vista a verificação de interferência no funcionamento do medidor.

12. DISPOSIÇÕES GERAIS

12.1 Os sistemas de medição atualmente em uso, que não tenham o seu modelo aprovado, continuarão a ser utilizados nas medições e estarão sujeitos às mesmas verificações previstas no item 10.3 deste Regulamento.

12.2 Os permissionários a cargo da instalação, manutenção e reparos devem solicitar a presença de técnicos do INMETRO, para a necessária inspeção de suas instalações e aprovação de suas bancadas de ensaios.

12.3 Os sistemas de medição reconicionados devem ser submetidos a nova verificação metrológica por parte do Órgão Metrológico competente e estar de acordo com as prescrições previstas neste Regulamento.

12.4 Para efeito deste Regulamento o importador assemelha-se ao fabricante.

13. DISPOSIÇÕES COMPLEMENTARES

Os sistemas de medição de combustíveis gasosos devem observar, também, o disposto na Portaria conjunta ANP/INMETRO, onde pertinente, complementada por:

13.1

- ISO 12213 Natural Gas - calculations of compression factor.

- ISO 6976 (1995) Natural Gas - calculation of calorific values, density, relative density and wobble index from composition.

- ISO 10715 (1997) Natural Gas - Samples Guidelines, ch. 6-7.

- ISO 61.42 Natural Gas - Preparation of calibration gas mixtures - gravimetric methods.

- ISO 61.43 Gas Analysis - checking of calibration gas mixtures by a comparison method.

- ISO 61.41 (06/97) Gas analysis - Requirements for certificates for calibrations gases and gas mixture.

- ISO 65.51 Petroleum liquids and gases - Fidelity and security of dynamic measurement calibrated transmissions of electric and/or electric pulsed. - NBR ISO 10012 Requisitos de Garantia da Qualidade para Equipamentos de Medição.

13.2 Nas medições de gás natural com placas de orifício, devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos:

- NBR ISO 5167-1 Medição de vazão de fluidos por meio de instrumentos de pressão

- ISO/TR 5168 Measurement of flow evaluations of uncertainties

- ISO/TR 9464 Guidelines for the use of ISO 5167-1: 1991 - API/MPMS

a) Chapter 14.2, Compressibility factors of natural gas and other related hydrocarbon gases (AGA report nº8)

b) Chapter 14.3, part 1, Concentric, square-edged orifice meters (AGA report nº 3) (GPA 8185 - 90);

c) Chapter 14.3, part 2, Specification and installation requirements, reaffirmed may 1996

(ANSI/API 2530).

d) Chapter 14.3, part 3 , Natural gas applications 13.3 Nas medições de gás com medidores tipo turbina devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

- AGA Measurement of gas by turbine meters, AGA report n.º 7 13.4 Nas medições de gás com medidores ultra-sônicos devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

- AGA report n.º 9, measurement of gas by multipath ultrasonic meters 13.5 A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos do seguinte documento.

- API/MPMS, Chapter 14.1, collecting and handling of natural gas samples for custody transfer.

13.6 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativamente e quantitativamente para se obter a composição dos gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes para correções nas medições dos volumes e outros usos, devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos:

- ASTM D 1945 - Standard test method for analysis of natural gas by chromatography.

- ASTM D 3588 - Calculating heat value, compressibility factor and relative density (specific gravity) of gaseous fuels.

- ASTM D 5454 - Standard test method water vapor content of gaseous fuel using electronic moisture analyzers.

- ASTM D 5504 Standard test method for determination of sulfur compounds , in natural gas and gaseous fuels by gas chromatography and chemiluminescence.

- ISO 6326 Natural Gas determination of sulfur compounds, parts 1 to 5

- ISO 6974 Natural gas - determination of hydrogen, inert gases and hydrocarbons up to C8-gas chromatography method.

13.7 As medições para apropriação devem atender aos requisitos do seguinte documento:

API - MPMS

- Chapter 20, Allocation Measurement of Oil and Natural Gas

- Chapter 20.1, Allocation Measurement.

D

DECRETO nº 1, DE 11.1.1991

Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências.

O Presidente da República, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição e tendo em vista o disposto nas Leis nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e nº 8.001, de 13 de março de 1990, bem assim nas Leis nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e nº 7.525, de 22 de julho de 1986, e suas alterações,

DECRETA:

Capítulo I Disposição Preliminar

Art. 1º. O cálculo e a distribuição mensal da compensação financeira decorrente do aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em lei, bem assim dos royalties devidos pela Itaipu Binacional ao Governo Brasileiro, estabelecidos pelo Tratado de Itaipu, seus anexos e documentos interpretativos subsequentes, de que tratam as Leis nº 7.990, de 1989, e nº 8.001, de 1990, reger-se-ão pelo disposto neste decreto.

Capítulo II Da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Art. 2º. Revogado.

(Nota)

Art. 3º. Revogado.

(Nota)

Art. 4º. Revogado.

(Nota)

Art. 5º. Revogado.

(Nota)

Art. 6º. Revogado.

(Nota)

Art. 7º. Revogado.

(Nota)

Art. 8º. Revogado.

(Nota)

Art. 9º. Revogado.

(Nota)

Art. 10. Revogado.

(Nota)

Art. 11. Revogado.

(Nota)

Art. 12. Revogado.

(Nota)

Capítulo III Da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais

Art. 13. A compensação financeira devida pelos detentores de direitos minerários a qualquer título, em decorrência da exploração de recursos minerais para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial. § 1º. O percentual da compensação, de acordo com as classes de substâncias minerais, será de:

- I - minério de alumínio, manganês, sal-gema e potássio: 3% (três por cento);
- II - ferro, fertilizante, carvão e demais substâncias minerais: 2% (dois por cento), ressalvado o disposto no inciso IV deste artigo;
- III - pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonatos e metais nobres: 0,2% (dois décimos por cento);
- IV - ouro: 1% (um por cento), quando extraído por empresas mineradoras, isentos os garimpeiros.

§ 2º. A distribuição da compensação financeira de que trata este artigo será feita da seguinte forma:

- I - 23% (vinte e três por cento) para os Estados e o Distrito Federal;
- II - 65% (sessenta e cinco por cento) para os Municípios;
- III - 12% (doze por cento) para o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), que destinará 2% (dois por cento) à proteção ambiental nas regiões mineradoras, por intermédio do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), ou de outro órgão federal competente, que o substituir.

§ 3º. O valor resultante da aplicação do percentual da compensação financeira será considerado, em função da classe e substância mineral, na estrutura de custos, sempre que os preços forem administrados pelo Governo.

§ 4º. No caso das substâncias minerais extraídas sob o regime de permissão da lavra garimpeira, o valor da compensação será pago pelo primeiro adquirente.

Art. 14. Para efeito do disposto no artigo anterior, considera-se:

- I - atividade de exploração de recursos minerais, a retirada de substâncias minerais da jazida, mina, salina ou outro depósito mineral para fins de aproveitamento econômico;
- II - faturamento líquido, o total das receitas de vendas excluídos os tributos incidentes sobre a comercialização do produto mineral, as despesas de transporte e as de seguro;
- III - processo de beneficiamento, aquele realizado por fragmentação, pulverização, classificação, concentração, separação magnética, flotação, homogeneização, aglomeração ou aglutinação, briquetagem, nodulação, sinterização, pelotização, ativação, coqueificação, calcinação, desaguamento, inclusive secagem, desidratação, filtragem, levigação, bem como qualquer outro processo de beneficiamento, ainda que exija adição ou retirada de outras substâncias, desde que não resulte na descaracterização mineralógica das substâncias minerais processadas ou que não impliquem na sua inclusão no campo de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).

§ 1º. No caso de substância mineral consumida, transformada ou utilizada pelo próprio titular dos direitos minerários ou remetida a outro estabelecimento do mesmo titular, será considerado faturamento líquido o valor de consumo na ocorrência do fato gerador definido no art. 15 deste decreto.

§ 2º. As despesas de transporte compreendem as pagas ou incorridas pelo titular do direito minerário com a substância mineral.

Art. 15. Constitui fato gerador da compensação financeira devida pela exploração de recursos minerais a saída por venda do produto mineral das áreas da jazida, mina, salina ou de outros depósitos minerais de onde provêm, ou o de quaisquer estabelecimentos, sempre após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial. Parágrafo único. Equipara-se à saída por venda o consumo ou a utilização da substância mineral em processo de industrialização realizado dentro das áreas da jazida, mina, salina ou outros depósitos minerais, suas áreas limítrofes ou ainda em qualquer estabelecimento.

Art. 16. A compensação financeira pela exploração de substâncias minerais será lançada mensalmente pelo devedor. Parágrafo único. O lançamento será efetuado em documento próprio, que conterá a descrição da operação que lhe deu origem, o produto a que se referir o respectivo cálculo, em parcelas destacadas, e a discriminação dos tributos incidentes, das

despesas de transporte e de seguro, de forma a tornar possível suas corretas identificações.

Capítulo IV Da Compensação pela Exploração do Petróleo, do Xisto Betuminoso e do Gás Natural

Art. 17. A compensação financeira devida pela Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás e suas subsidiárias aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás natural extraídos de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petrobrás, será paga nos seguintes percentuais:

- I - 3,5% (três e meio por cento) aos Estados produtores;
- II - 1,0% (um por cento) aos Municípios produtores;
- III - 0,5% (cinco décimos por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural.

Parágrafo único. Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração do petróleo, xisto betuminoso ou gás natural, farão jus à compensação financeira prevista neste artigo.

Art. 18. É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás natural forem extraídos da plataforma continental, nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no artigo anterior, sendo:

- I - 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal;
- II - 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural operadas pela Petrobras;
- III - 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas;

IV - 1,0% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas;

V - 0,5% (meio por cento) para constituir um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados e Municípios.

§ 1º. O percentual de 1,5% (um e meio por cento) previsto no inciso III do caput deste artigo, atribuído aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, será partilhado da seguinte forma:

- 60% (sessenta por cento) ao Município confrontante juntamente com os demais Municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste inciso;

II - 10% (dez por cento) aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;

III - 30% (trinta por cento) aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.

§ 2º. O percentual de 0,5% (meio por cento) previsto no inciso V do caput deste artigo, atribuído ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento (Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, art. 6º), será distribuído de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios, obedecida a seguinte proporção:

I - 20% (vinte por cento) para os Estados;

II - 80% (oitenta por cento) para os Municípios.

§ 3º. No caso de 2 (dois) Municípios confrontantes serem contíguos e situados em um mesmo Estado, será definida para o conjunto por eles formado uma única área geoeconômica, ficando os percentuais fixados nos incisos I, II e III do § 1º deste artigo referidos ao total das compensações financeiras que couberem aos Municípios confrontantes em conjunto, inclusive a parcela mínima mencionada no inciso I do mesmo parágrafo, que corresponderá a montante equivalente ao terço dividido pelo número de Municípios confrontantes.

Art. 19. A compensação financeira aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas

ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural será devida na forma do disposto no art 27, inciso III e § 4º da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, na redação dada pelo art. 7º da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Parágrafo único. Para os efeitos deste artigo, consideram-se como instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural, as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural.

Art. 20. No cálculo da compensação financeira incidente sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se como confrontantes com poços produtores os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.

§ 1º. A área geoeconômica de um Município confrontante será definida a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e aos impactos destas atividades sobre as áreas vizinhas.

§ 2º. Os Municípios que integram tal área geoeconômica serão divididos em 3 (três) zonas, distinguindo-se 1 (uma) zona de produção principal, 1 (uma) zona de produção secundária e 1 (uma) zona limítrofe à zona de produção principal, considerando-se como:

I - zona de produção principal de uma dada área de produção petrolífera marítima o Município confrontante e os Municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos:

a) instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos;

b) instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

II - zona de produção secundária os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;

III - zona limítrofe à de produção principal os Municípios contíguos aos Municípios que a integram, bem como os Municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural.

§ 3º. Ficam excluídos da área geoeconômica de um Município confrontante, Municípios onde estejam localizadas instalações dos tipos especificados na letra "a" do parágrafo anterior, mas que não sirvam, em termos de produção petrolífera, exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima.

Art. 21. A compensação devida aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas será calculada segundo o valor da produção associada à Unidade da Federação de que fazem parte.

§ 1º. A compensação devida a Municípios que pertençam à mesma Unidade da Federação será rateada entre os que integram a zona de produção principal, a zona de produção secundária e a zona limítrofe, de acordo, respectivamente, com os percentuais fixados nos incisos I a III do § 1º do art. 18 deste decreto, respeitado o disposto no art. 9º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

§ 2º. No cálculo das compensações atribuir-se-á a cada Município um coeficiente individual de participação, determinado com base na respectiva população ou na dos seus distritos, conforme tabela constante do anexo deste decreto.

§ 3º. A compensação devida a cada Município será obtida multiplicando-se a parcela atribuída à sua correspondente zona pelo quociente formado entre seu coeficiente individual de participação e a soma dos coeficientes individuais de participação dos Municípios que integram a mesma zona.

§ 4º. Não se procederá ao destaque a que se refere o art. 18, § 1º, inciso I, in fine, deste Decreto:

a) caso inexistir, entre os que integram a zona de produção principal, Município que concentre instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento

de petróleo ou gás natural, provenientes exclusivamente da plataforma continental;
b) na hipótese de a indenização decorrente do destaque ser inferior à que o Município obteria em virtude da atribuição do coeficiente individual de participação, nos termos dos §§ 2º e 3º deste artigo.

§ 5º. O Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) fará publicar os coeficientes individuais de participação dos Municípios, a partir das relações elaboradas pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), nos termos do art. 7º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986, e daquelas elaboradas pela Petrobras, referentes aos Municípios onde se localizarem instalações de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural, operados pela mesma.

Art. 22. O DNC fixará os valores do óleo de poço ou petróleo bruto, do óleo de xisto betuminoso e do gás natural, de produção nacional, observados os seguintes critérios:

I - O valor do petróleo bruto será o da paridade na boca do poço produtor, definido como a diferença entre o custo CIF do petróleo importado, expresso em moeda nacional e utilizado como base para fixação dos preços dos derivados produzidos no País, e o custo médio de transferência entre os poços produtores e os pontos de embarque;

II - O valor do óleo de xisto betuminoso extraído das bacias sedimentares terrestres será igual ao fixado para o petróleo bruto, nos termos do inciso anterior;

III - O valor do gás natural, referido à pressão absoluta de $1.033\text{kg}/\text{cm}^2$ e temperatura de 20°C , será igual à média ponderada dos preços de venda fixados pelo DNC para os diferentes usos do produto, dela deduzidos o custo médio de transferência entre os poços produtores e os respectivos pontos de entrega.

§ 1º. No caso de variação do custo CIF do petróleo importado no mesmo mês do ano calendário, far-se-á ponderação pelo número de dias em que vigorou cada custo CIF.

§ 2º. A compensação incidente sobre o gás natural será calculada sobre os volumes extraídos e utilizados, excluídos os inaproveitados, que escapam no processo de produção de petróleo, e os reinjetados nas jazidas.

§ 3º. Os custos de produção previstos neste artigo serão fixados pelo DNC, de conformidade com os valores apurados pela Petrobras, no primeiro ou no segundo mês anterior ao da produção. § 4º. Na apuração dos valores a que se refere o parágrafo anterior a Petrobras indicará, separadamente, os custos correspondentes à produção das bacias sedimentares terrestres e da plataforma continental.

Art. 23. Os Estados transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) das parcelas das compensações financeiras que lhes são atribuídas pelos arts. 17 e 18 deste decreto, mediante observância dos mesmos critérios de atribuição de recursos estabelecidos em decorrência do disposto no art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para entrega desses recursos, contados a partir do recebimento da compensação.

Art. 24. Os Estados e os Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste Capítulo, exclusivamente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico.

Art. 25. O cálculo da compensação financeira de que trata este Capítulo, a ser paga aos Estados e Municípios confrontantes e aos Municípios pertencentes às respectivas áreas geoeconômicas, bem como o cálculo das cotas do Fundo Especial referido no art. 18, inciso V e § 2º deste decreto, serão efetivados pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) e remetidos ao Tribunal de Contas da União, ao qual competirá também fiscalizar a sua aplicação na forma das instruções por ele expedidas.

Capítulo V Disposições Gerais

Art. 26. O pagamento das compensações financeiras previstas neste decreto, inclusive dos royalties devidos por Itaipu Binacional ao Brasil, será efetuado mensalmente, diretamente aos beneficiários, mediante depósito em contas específicas de titularidade dos mesmos no Banco do Brasil S.A., até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador. Parágrafo único. É vedado, aos beneficiários das compensações financeiras de que trata este decreto, a aplicação das mesmas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

Art. 27. O DNAEE, o DNPM e o DNC, no âmbito das respectivas atribuições, poderão

expedir instruções complementares a este decreto.

Art. 28. Este decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 29. Fica revogado o Decreto nº 94.240, de 21 de abril de 1987, e demais disposições em contrário. Brasília, 11 de janeiro de 1991; 170º da Independência e 103º da República.

FERNANDO COLLOR

Zélia M. Cardoso de Mello

Ozires Silva

ANEXO AO DECRETO Nº 1, DE 11 DE JANEIRO DE 1991 (ART. 21, § 2º)

Coeficientes Individuais de Participação dos Municípios

Número de Habitantes do Município (ou do Coeficiente Distrito, na hipótese prevista no inciso II do Individual art. 5º da Lei nº 7.525, de 22 julho de 1986) de Participação

até 10.000	1,00
de 10.001 a 12.000	1,05
de 12.001 a 14.000	1,10
de 14.001 a 16.000	1,15
de 16.001 a 18.000	1,20
de 18.001 a 20.000	1,25
de 20.001 a 24.000	1,30
de 24.001 a 28.000	1,35
de 28.001 a 32.000	1,40
de 32.001 a 36.000	1,45
de 36.001 a 40.000	1,50
de 40.001 a 48.000	1,55
de 48.001 a 56.000	1,60
de 56.001 a 64.000	1,65
de 64.001 a 72.000	1,70
de 72.001 a 80.000	1,75
de 80.001 a 96.000	1,80
de 96.001 a 112.000	1,85
de 112.001 a 128.000	1,90
de 128.001 a 144.000	1,95
acima de 144.000	2,00

E

DECRETO nº 2.455, DE 14.1.1998

Implanta a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 84, incisos IV e VI, da Constituição e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e na Medida Provisória nº 1.549-38, de 31 de dezembro de 1997

DECRETA:

Art. 1º. Fica implantada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado, como órgão regulador da indústria do petróleo, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Parágrafo único. A ANP tem sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 2º. Ficam aprovados a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança da ANP, na forma dos Anexos I e II a este Decreto.

Art. 3º. Ficam remanejados para a ANP:

I - do Ministério de Minas e Energia, 102 Funções Comissionadas de Petróleo - FCP, sendo 19 FCP V; 36 FCP IV; oito FCP II e 39 FCP I;

II - do Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, cinquenta cargos em comissão, sendo cinco de Natureza Especial e 45 do Grupo - Direção e Assessoramento Superior - DAS, assim distribuídos: dezessete DAS 101.5; onze DAS 102.5 e dezessete DAS 102.4.

Art. 4º. Ficam remanejados nos termos do § 1º, art. 77 da Lei nº 4.978, de 1997, do Ministério de Minas e Energia para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, os Cargos em Comissão do Grupo - Direção e Assessoramento Superiores - DAS e Funções Gratificadas - FG, alocados ao Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, assim distribuídos: um DAS 101.5; quatro DAS 101.4; nove DAS 101.2; vinte DAS 101.1; dois DAS 102.1: cinco FG-1; seis FG-2 e nove FG-3.

Art. 5º. O regimento interno da ANP será aprovado pelo Ministério de Estado de Minas e Energia e publicado no Diário Oficial da União, no prazo de até sessenta dias contados da data de publicação deste Decreto.

Art. 6º. Decreto entra em vigor na data de sua publicação. Brasília, 14 de janeiro de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

ANEXO I ESTRUTURA REGIMENTAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

CAPÍTULO I DA NATUREZA E FINALIDADE

Art. 1º. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, criada pela Lei no 9.478, de 06 de agosto de 1997, é entidade integrante da Administração

Pública Federal, submetida a regime autárquico especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado, com sede e foro no Distrito Federal e Escritórios Centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 2º. A ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na legislação, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e em conformidade com os interesses do País.

Art. 3º. Na execução de suas atividades, a ANP observará os seguintes princípios:

I - satisfação da demanda atual da sociedade, sem comprometer o atendimento da demanda das futuras gerações;

II - prevenção de potenciais conflitos por meio de ações e canais de comunicação que estabeleçam adequado relacionamento com agentes econômicos do setor de petróleo, demais órgãos do governo e a sociedade;

III - regulação para uma apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade e pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo;

IV - regulação pautada na livre concorrência, na objetividade, na praticidade, na transparência, na ausência de duplicidade, na consistência e no atendimento das necessidades dos consumidores e usuários;

V - criação de condições para a modicidade dos preços dos derivados de petróleo, dos demais combustíveis e do gás natural, sem prejuízo da oferta e da qualidade;

VI - fiscalização exercida no sentido da educação e orientação dos agentes econômicos do setor, bem como da prevenção e repressão de condutas violadoras da legislação pertinente, das disposições estabelecidas nos contratos e nas autorizações;

VII - criação de ambiente que incentive investimentos na indústria do petróleo e nos segmentos de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;

VIII - comunicação efetiva com a sociedade.

CAPÍTULO II DA ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Seção I Das Competências

Art. 4º. À ANP compete:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos consumidores e usuários quanto a preço, qualidade e oferta de produtos;

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização em bases não exclusivas;

IV - elaborar editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e formas previstos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural, transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei no 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios;

XVI - dar conhecimento ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE de fatos, no âmbito da indústria do petróleo, que configurem infração da ordem econômica;

XVII - executar as demais atribuições a ela conferidas pela Lei nº 9.478, de 1997. Parágrafo único.

A ANP deverá realizar os ajustes e as modificações necessárias nos atuais regulamentos do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, em função de mudanças estabelecidas pela legislação superior.

Seção II Da Estrutura Básica

Art. 5º. ANP terá a seguinte estrutura organizacional:

I - Diretoria;

II - Procuradoria-Geral;

III - Superintendências de Processos Organizacionais. Parágrafo único. O regimento interno disporá sobre a estruturação, atribuições e vinculação das Superintendências de Processos Organizacionais.

Seção III Da Diretoria

Art. 6º. A ANP será dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores. § 1º. Os Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação do Senado Federal, para cumprir mandatos de quatro anos, não coincidentes, observado o disposto no art. 75 da Lei no 9.478, de 1997, sendo permitida a recondução.

§ 2º. Na hipótese de vacância de membro da Diretoria, o novo Diretor será nomeado para cumprir o período remanescente do respectivo mandato.

§ 3º. Durante o período de vacância do cargo de Diretor-Geral, na hipótese prevista no art. 10 da Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, o Presidente da República designará um dos Diretores como substituto eventual.

(NR)

(Nota)

Seção IV Das Competências da Diretoria

Art. 7º. À Diretoria da ANP, em regime de colegiado, são atribuídas as responsabilidades de analisar, discutir e decidir, em instância administrativa final, sobre matérias de competência da autarquia, bem como sobre:

I - planejamento estratégico da Agência;

II - políticas administrativas internas e de recursos humanos e seu desenvolvimento;

III - nomeação, exoneração, contratação e promoção de pessoal, nos termos da legislação em vigor;

IV - por delegação, autorizar o afastamento de funcionários do País para desempenho de atividades técnicas e de desenvolvimento profissional; V - alteração do Regimento Interno nos itens relacionados com a gestão administrativa da autarquia;

VI - indicação do substituto do Diretor-Geral nos seus impedimentos.

§ 1º. A Diretoria reunir-se-á com a presença de, pelo menos, três Diretores, dentre eles o Diretor-Geral ou seu substituto legal e deliberará com o mínimo de três votos convergentes.

§ 2º. Os atos decisórios da Diretoria serão publicados no Diário Oficial da União.

§ 3º. A Diretoria poderá delegar a cada Diretor competências para deliberar sobre assuntos relacionados com as Superintendências de Processos Organizacionais.

§ 4º. A Diretoria estabelecerá, em relação a cada Diretor, a vinculação das Superintendências de Processos Organizacionais.

§ 5º. Será obrigatória a rotatividade das Superintendências de Processos Organizacionais vinculadas a cada Diretor, conforme dispuser o regimento interno.

Seção V Das Atribuições Comuns aos Diretores

Art. 8º. São atribuições comuns aos Diretores:

I - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares no âmbito das atribuições da ANP;

II - zelar pelo desenvolvimento e credibilidade interna e externa da ANP e pela legitimidade de suas ações;

III - zelar pelo cumprimento dos planos e programas da ANP;

IV - praticar e expedir os atos de gestão administrativa no âmbito de suas atribuições;

V - executar as decisões tomadas pela Diretoria;

VI - contribuir com subsídios para proposta de ajustes e modificações na legislação, necessários à modernização do ambiente institucional de atuação da ANP;

VII - coordenar as atividades das Superintendências de Processos Organizacionais sob sua responsabilidade.

Seção VI Das Atribuições do Diretor-Geral

Art. 9º. Além das atribuições comuns aos Diretores, são atribuições exclusivas do Diretor-Geral:

I - presidir as reuniões da Diretoria;

II - representar a ANP, ativa e passivamente, em juízo, ou fora dele, na qualidade de seu principal responsável;

III - expedir os atos administrativos de incumbência e competência da ANP;

IV - firmar, em nome da ANP, contratos, convênios, acordos, ajustes e outros instrumentos legais conforme decisão da Diretoria;

V - praticar atos de gestão de recursos orçamentários, financeiros e de administração;

VI - praticar atos de gestão de recursos humanos, aprovar edital e homologar resultados de concursos públicos, nomear, demitir, contratar e praticar demais atos correlatos, previamente aprovados pela Diretoria;

VII - Supervisionar o funcionamento geral da ANP.

Seção VII Da Procuradoria-Geral

Art. 10. Compete à Procuradoria-Geral:

I - assessorar juridicamente a Diretoria e as Superintendências de Processos Organizacionais, inclusive examinando previamente os textos de atos normativos, os editais de licitação, os contratos de concessão e outros atos pertinentes a atuação da ANP;

II - emitir pareceres jurídicos;

III - exercer a representação judicial da ANP, nos termos do disposto na Lei Complementar no 73, de 10 de fevereiro de 1993.

Seção VIII Das Atribuições do Procurador-Geral

Art. 11. São atribuições do Procurador-Geral:

I - coordenar as atividades de assessoramento jurídico da ANP;

II - aprovar os pareceres jurídicos dos procuradores da Autarquia;

III - representar ao Ministério Público para início de ação pública de interesse da ANP.

Seção IX Das Superintendências de Processos Organizacionais

Art. 12. A estruturação das Superintendências de Processos Organizacionais deverá contemplar os seguintes processos organizacionais:

- I - gestão de informações e dados técnicos;
- II - definição de blocos;
- III - promoção de licitações;
- IV - exploração;
- V - desenvolvimento e produção;
- VI - controle das participações governamentais;
- VII - relações institucionais; VIII - refino e processamento de gás natural;
- IX - transporte de petróleo, seus derivados e gás natural;
- X - importação e exportação de petróleo, seus derivados e gás natural; XI - desenvolvimento da infra-estrutura de abastecimento; XII - abastecimento;
- XIII - qualidade de produtos;
- XIV - gestão de recursos humanos;
- XV - gestão financeira e administrativa;
- XVI - gestão interna.

Seção X Das Atribuições dos Superintendentes de Processos Organizacionais

Art. 13. Aos Superintendentes de Processos Organizacionais incumbe:

- I - planejar, organizar, dirigir, coordenar, controlar, avaliar, em nível operacional, os processos organizacionais da ANP sob a sua respectiva responsabilidade, com foco em resultados;
- II - encaminhar os assuntos pertinentes para análise e decisão da Diretoria;
- III - promover a integração entre os processos organizacionais.

CAPÍTULO III DA REGULAÇÃO, DA CONTRATAÇÃO E DA FISCALIZAÇÃO

Seção I Da Regulação

Art. 14. A ANP regulará as atividades da indústria do petróleo e a distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível, no sentido de preservar o interesse nacional, estimular a livre concorrência e a apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade, pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo.

Seção II Da Contratação

Art. 15. A ANP contratará a execução das atividades econômicas relacionadas com o monopólio da União de que trata o art. 177 da Constituição

§ 1º. A contratação das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos será mediante concessão, por licitação.

§ 2º. As atividades de refinação do petróleo nacional ou estrangeiro, de importação e de exportação de petróleo, gás natural e derivados básicos, de transporte marítimo do petróleo bruto e dos derivados básicos de petróleo produzidos no País, e de transporte por meio de conduto do petróleo bruto, seus derivados e gás natural, serão exercidas mediante autorização.

Seção III Da Fiscalização

Art. 16. A ANP fiscalizará as atividades da indústria do petróleo e a distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível, no sentido da educação e orientação dos agentes do setor, bem como da prevenção e repressão de condutas violadoras da legislação pertinente, dos contratos e das autorizações.

§ 1º. A ANP fiscalizará as atividades da indústria do petróleo diretamente ou mediante convênios com órgãos da União, dos Estados e do Distrito Federal.

§ 2º. A ANP fiscalizará as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios.

Art. 17. Dos atos praticados pela fiscalização caberá recurso à Diretoria da ANP como última instância administrativa.

Art. 18. A ANP atualizará os procedimentos administrativos do DNC e emitirá procedimentos administrativos necessários à fiscalização da indústria do petróleo para efetivação de processo de aplicação de penalidades, de estabelecimento dos recursos administrativos e de cobrança de multas legais e contratuais.

Seção IV Da Solução de Divergências

Art. 19. A atuação da ANP, para a finalidade prevista no art. 20 da Lei no 9.478, de 1997, será exercida, mediante conciliação ou arbitramento, de forma a:

I - dirimir as divergências entre os agentes econômicos e entre estes e os consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo;

II - resolver conflitos decorrentes da ação de regulação, contratação e fiscalização no âmbito da indústria do petróleo e da distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;

III - prevenir a ocorrência de divergências;

IV - proferir a decisão final no campo administrativo, com força determinativa, em caso de não entendimento entre as partes envolvidas;

V - utilizar os casos mediados como subsídios para a regulamentação. Parágrafo único.

O Regimento Interno da ANP definirá os procedimentos administrativos para os processos de conciliação e de arbitramento.

CAPÍTULO IV DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Seção I Do Processo Decisório

Art. 20. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e economia processual.

Art. 21. As sessões deliberativas, que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo, serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições. Parágrafo único.

A ANP definirá os procedimentos para assegurar aos interessados o contraditório e a ampla defesa.

Art. 22. O processo decisório que implicar efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos do setor petróleo ou dos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo decorrente de ato administrativo da Agência ou de anteprojeto de lei por ela proposto, será precedido de audiência pública, com os objetivos de:

I - recolher subsídios, conhecimentos e informações para o processo decisório da ANP;

II - propiciar aos agentes econômicos e aos consumidores e usuários a possibilidade de encaminhamento de opiniões e sugestões;

III - identificar todos os aspectos relevantes à matéria, objeto da audiência pública;

IV - dar publicidade às ações da ANP. Parágrafo único. No caso de anteprojeto de lei, a audiência pública ocorrerá após consulta à Casa Civil da Presidência da República.

Seção II Do Patrimônio e das Receitas

Art. 23. Constituem o patrimônio da ANP os bens e direitos de sua propriedade, os que lhe forem conferidos ou que venha adquirir. Art. 24. Constituem receitas da ANP:

I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhes forem conferidos;

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 da Lei no 9.478, de 1997, de acordo com as suas necessidades operacionais;

III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades,

organismos ou empresas;

IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhes forem destinados;

V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica e nos contratos, os valores apurados na venda ou locação dos bens imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º, do art.22, da Lei nº 9478, de 1997;

VI - os recursos provenientes da participação governamental previstos no inciso IV do art. 45 da Lei no 9.478, de 1997, que serão destinados ao financiamento das despesas da autarquia, para o exercício das atividades que lhes são conferidas pela mesma Lei.

CAPÍTULO V DAS DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS

Art. 25. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 26. Os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia poderão ser transferidos para ANP, visando atender às despesas de estruturação e manutenção da Agência.

Art. 27. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnicas, econômica e jurídica, por projeto ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável.

Art. 28. Fica a ANP autorizada a efetuar a contratação temporária, por prazo não excedente a trinta e seis meses, nos termos do parágrafo único do art. 76, da Lei no 9.478, de 1997, de pessoal técnico imprescindível à implementação de suas atividades.

§ 1º. O quantitativo máximo de contratações temporárias previstas no caput deste artigo, será definido mediante ato conjunto dos Ministros de Estado da Administração Federal e Reforma do Estado e de Minas e Energia.

§ 2º. O quantitativo de que trata o parágrafo anterior será reduzido anualmente, de forma compatível com as necessidades da Agência, conforme determinarem os resultados de estudos conjuntos da ANP e do órgão central do Sistema de Pessoal Civil da Administração Federal (SIPEC).

§ 3º. A contratação de pessoal temporário poderá ser efetivada mediante análise do respectivo currículo, observados, em ordem de prioridade e mediante decisão fundamentada, os seguintes requisitos:

a) capacidade técnica comprovada e experiência profissional que guarde estreita relação com as atividades a serem desempenhadas;

b) títulos de formação, especialização, pós-graduação, mestrado ou doutorado, em campos de interesse e pertinência com as competências da Agência.

Art. 29. As contratações temporárias serão feitas por tempo determinado e observado o prazo máximo de doze meses, podendo ser prorrogadas desde que respeitado o prazo de que trata o parágrafo único do art. 76, da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 30. A remuneração do pessoal técnico contratado temporariamente nos termos deste Anexo observará o seguinte:

I - para os profissionais de nível superior com atribuição voltada à regulação, fiscalização, formulação, implementação, controle e avaliação de políticas referentes à organização e coordenação do mercado e da prestação de serviços na área de atuação da Agência não poderá ser superior ao valor da remuneração fixada para os servidores de final da carreira de nível superior específica dos órgãos reguladores;

II - para o pessoal técnico de nível intermediário que atue na área fim da Agência, não poderá ser superior ao valor da remuneração fixada para os servidores de final da carreira de nível intermediário específica dos órgãos reguladores;

III - para o pessoal técnico que desempenhe atividades semelhantes às atribuições dos cargos integrantes dos planos de retribuição ou dos quadros de cargos e salários do serviço público, não correspondentes às referidas nos incisos I e II, será fixada em importância não superior ao valor da respectiva remuneração do plano de retribuição ou quadro de cargos e salários.

§ 1º. Enquanto não forem criadas as carreiras específicas para os órgãos reguladores, referidas nos incisos I e II, a ANP poderá efetuar contratação temporária dos profissionais de que tratam os referidos incisos com base em remunerações de referência definidas em ato conjunto da Agência e do órgão central do Sistema de Pessoal Civil da Administração Federal (SIPEC), tendo como parâmetro os valores praticados pelo mercado.

§ 2º. A Agência fica autorizada a criar critérios para definição da remuneração contratual na situação prevista no inciso III deste artigo, respeitadas as faixas definidas pelos planos

de retribuição ou pelos quadros de cargos e salários do serviço público federal.

Art. 31. Aplica-se ao pessoal contratado temporariamente pela ANP, o disposto na Lei no 8.745, de 1993. Art. 32. O quantitativo total de pessoal em exercício na ANP, considerados os integrantes do quadro efetivo, de forma temporária, requisitados, cedidos e ocupantes de cargos em comissão sem vínculo, não será superior a trezentos e setenta e três servidores. (NR) (Nota)

Art. 33. A ANP promoverá, na forma da legislação federal específica, a defesa judicial de seus agentes, em função de atos praticados no exercício de suas competências.

Art. 34. Será assegurada pela ANP, a continuidade dos processos e das atividades, atualmente em curso no DNC, com a manutenção, pelo prazo necessário, dos procedimentos administrativos essenciais em vigor.

F

LEI nº 7.990, DE 28.12.1989

DOU 29.12.1989 - REPUBLICADA DOU 18.1.1990

Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências.

O Decreto nº 3.739, de 31.1.2001 - DOU 1º.2.2001 - Efeitos a partir de 1º.2.2001 -regulamenta o pagamento da compensação financeira de que trata esta Lei..

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º. O aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em Lei, ensejará compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, a ser calculada, distribuída e aplicada na forma estabelecida nesta Lei.

Art. 2º. Revogado.

(Nota)

§ 1º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

§ 2º. (Vetado).

Art. 3º. O valor da compensação financeira corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios.

§ 1º. A energia de hidrelétrica, de uso privativo de produtor, quando aproveitada para uso externo de serviço público, também será gravada com a aplicação de um fator de 6% (seis por cento) do valor da energia elétrica correspondente ao faturamento calculado nas mesmas condições e preços do concessionário do serviço público local.

§ 2º. Compete ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, fixar, mensalmente, com base nas tarifas de suprimento vigentes, uma tarifa atualizada de referência, para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme equalizada, sobre toda a hidreletricidade produzida no País.

Art. 4º. É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

I - produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000kW (dez mil quilowatts);

II - gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;

III - gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado. Art. 5º. Quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a distribuição dos percentuais referidos nesta Lei será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local. Parágrafo único. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, elaborará, anualmente, os estudos necessários

à operacionalização dos critérios estabelecidos no caput deste artigo. Art. 6º. A compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% (três por cento) sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral, obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial.

§ 1º. (Vetado).

§ 2º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

III - (Vetado).

§ 3º. (Vetado).

I - (Vetado).

II - (Vetado).

III - (Vetado).

Art. 7º. O art. 27 e seus §§ 4º e 6º, da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, alterada pelas Leis nº 3.257, de 02 de setembro de 1957, nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e nº 7.529, de 22 de julho de 1986, passam a vigorar com a seguinte redação: "Art 27.

A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios:

I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;

II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;

III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

§ 4º. É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas de 0,5% (meio por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios.

§ 6º. Os Estados, Territórios e Municípios centrais, em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração de petróleo, xisto betuminoso ou gás, farão jus à compensação financeira prevista no caput deste artigo".

Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subsequente ao do fato gerador, devidamente corrigido pela variação do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal. (Nota) Parágrafo único. A compensação financeira não recolhida no prazo fixado no caput deste artigo será cobrada com os seguintes acréscimos:

(AC) (Nota) I - juros de mora, contados do mês seguinte ao do vencimento, à razão de um por cento ao mês ou fração de mês;

(AC) (Nota) II - multa de dez por cento, aplicável sobre o montante final apurado.

(AC) (Nota) § 1º Não se aplica a vedação constante do caput no pagamento de dívidas para com a União e suas entidades.

(Nota) § 2º Os recursos originários das compensações financeiras a que se refere este artigo poderão ser utilizados também para capitalização de fundos de previdência.

(Nota) Art. 9º. Os Estado transferirão aos Municípios 25% (vinte e cinco por cento) da parcela da compensação financeira que lhes é atribuída pelos arts. 2º, § 1º, 6º, § 3º e 7º

desta Lei, mediante observância dos mesmos critérios de distribuição de recursos, estabelecidos em decorrência do disposto no art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único da Constituição, e dos mesmos prazos fixados para a entrega desses recursos, contados a partir do recebimento da compensação.

Art. 10. O Poder Executivo regulamentará esta Lei no prazo máximo de 90 (noventa) dias da data de sua publicação. Art. 11. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 12. Revogam-se os §§ 1º e 2º do art. 27 da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, na redação que lhes foi dada pela Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e as demais disposições em contrário.

Brasília, 28 de dezembro de 1989; da 168ª Independência e 101ª da República.

JOSÉ SARNEY Vicente Cavalcante Fialho

G

DECRETO nº 2.705, DE 3.8.1998 - DOU 4.8.1998

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

O Presidente da República, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos IV e VI do art. 84, da Constituição e tendo em vista o disposto na Seção VI, Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997,

DECRETA:

Capítulo I

Das disposições preliminares

Art. 1º. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial; IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Art. 2º. A apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais, devidas pelos concessionários das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural obedecerão ao disposto neste Decreto. Parágrafo único. Os concessionários, em caso de inadimplemento ou mora no pagamento das participações governamentais, estarão sujeitos às penalidades previstas na legislação específica”.(NR) (Nota)

Capítulo II Das definições técnicas

Art. 3º. Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei nº 9.478, de 1997, ficam estabelecidas as seguintes definições técnicas, para efeito da aplicação deste Decreto: I - Condição Padrão de Medição: condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20°C (vinte graus centígrados); II - Data de Início da Produção: a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes; III - Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto; IV - Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes; V - Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto; VI - Produção: conjunto de

operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso; VII - Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos; VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP; IX - Volume de Petróleo Equivalente: o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia esta calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente; X - Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto; XI - Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

Capítulo III Da medição dos volumes de produção

Art. 4º. A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere: I - à periodicidade da medição; II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos; III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados; IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto. Art. 5º. A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada. Art. 6º. Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento. Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.

Capítulo IV Dos preços de referência

Art. 7º. O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada

campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. § 1º. Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo. § 2º. Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de petróleo de cada campo, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo no mês anterior e o valor da média ponderada referida neste artigo. § 3º. O concessionário apresentará, sempre que exigida pela ANP, a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo. § 4º. Os preços de venda do petróleo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda. § 5º. O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo. § 6º. Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência. § 7º. Dentro de dez dias, contados da data do recebimento das informações referidas no parágrafo anterior, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido. § 8º. Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 6º deste artigo. § 9º. A ANP emitirá, a cada mês, uma consolidação do preço mínimo do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão respectiva, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados. § 10. Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês anterior à emissão da consolidação do preço mínimo. § 11. Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios. Art. 8º. O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores. § 1º. Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a primeira data de início da produção de gás natural na área de concessão, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda, as tarifas de transporte do gás natural produzido e o valor calculado do preço de referência do gás natural. § 2º. As tarifas de transporte do gás natural, referidas neste artigo, assim como os cálculos utilizados para a sua fixação, serão informados à ANP pelos concessionários produtores de gás natural e incluídos expressamente em cada contrato de venda. § 3º. Os preços de venda do gás natural ou as tarifas de transporte, de que trata este artigo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos à moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda. § 4º. Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário,

de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

Capítulo V Do bônus de assinatura

Art. 9º. O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação. Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única. Art. 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997.

Capítulo VI Dos royalties

Art. 11. Os royalties previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedada quaisquer deduções. 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 gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto. § 1º. A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco. § 2º. Constará, obrigatoriamente, do contrato de concessão o percentual do volume total da produção a ser adotado, nos termos deste artigo, para o cálculo dos royalties devidos com relação aos campos por ele cobertos. Art. 13. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos royalties. Art. 14. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Art. 15. A parcela do valor dos royalties previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997. § 1º. A parcela do valor dos royalties, referida neste artigo, será distribuída aos Estados e aos Municípios produtores confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção, segundo os percentuais fixados, respectivamente, nas alíneas "a" e "b" do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997. § 2º. Para efeito deste Decreto, consideram-se confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo ou gás natural. § 3º. Para fins de definição das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados e Municípios, até a linha de limite da plataforma continental, serão adotados os critérios fixados nos arts. 1º a 5º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986. Art. 16. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea "a" do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Estado produtor confrontante, incidirá sobre a parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental. Parágrafo único. No caso de dois ou mais Estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo, a qual será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido neste artigo aplicado somente sobre tal parte. Art. 17. O percentual do valor da parcela dos royalties fixado na alínea "b" do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Município produtor confrontante, incidirá sobre a parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da

plataforma continental. § 1º. O percentual a que se refere este artigo será aplicado somente sobre a parte da parcela dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação de que o Município faz parte. § 2º. No caso de dois ou mais Municípios pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido neste artigo será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela do valor dos royalties que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte. § 3º. O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação. Art. 18. O valor dos royalties será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação. Art. 19. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requisitar do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo apuração. Art. 20. Os recursos provenientes dos royalties serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

Capítulo VII Da participação especial

Art. 21. 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 neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Art. 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão 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, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. § 1º. No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	450xRRLP/VPF	10
Acima de 900 até 1.350	675xRRLP/VPF	20
Acima de 1.350 até 1.800	900x RLP/VPF	30
Acima de 1.800 até 2.250	360/0,35xRRLP/VPF	35
Acima de 2.250	1.181,25xRRLP/VPF	40

onde: RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais; VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente. II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas

na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	900xRLP/VPF	10
Acima de 1.350 até 1.800	1.125xRLP/VPF	20
Acima de 1.800 até 2.250	1.350xRLP/VPF	30
Acima de 2.250 até 2.700	517,5/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.700	1.631,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	1.350xRLP/VPF	10
Acima de 1.800 até 2.250	1.575xRLP/VPF	20
Acima de 2.250 até 2.700	1.800xRLP/VPF	30
Acima de 2.700 até 3.150	675/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 3.150	2.081,25xRLP/VPF	40

§ 2º. No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	350xRLP/VPF	10
Acima de 800 até 1.250	575xRLP/VPF	20
Acima de 1.250 até 1.700	800xRLP/VPF	30
Acima de 1.700 até 2.150	325/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.150	1.081,25xRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	750xRLP/VPF	10
Acima de 1.200 até 1.650	975xRLP/VPF	20
Acima de 1.650 até 2.100	1.200xRLP/VPF	30
Acima de 2.100 até 2.550	465/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental

em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	1.050xRLP/VPF	10
Acima de 1.500 até 1.950	1.275xRLP/VPF	20
Acima de 1.950 até 2.400	1.500xRLP/VPF	30
Acima de 2.400 até 2.850	570/0,35xRLP/VPF	35
Acima de até 2.850	1.781,25xRLP/VPF	40

§ 3º. No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	250xRIP/VPF	10
Acima de 700 até 1.150	475xRLP/VPF	20
Acima de 1.150 até 1.600	700xRLP/VPF	30
Acima de 1.600 até 2.050	290/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.050	981,25xRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	500xRLP/VPF	10
Acima de 950 até 1.400	775xRLP/VPF	20
Acima de 1.400 até 1.850	950xRLP/VPF	30
Acima de 1.850 até 2.300	377,5/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.300	1.231,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	750xRLP/VPF	10
Acima de 1.200 até 1.650	975xRLP/VPF	20
Acima de 1.650 até 2.100	1.200xRLP/VPF	30
Acima de 2.100 até 2.550	465/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25xRLP/VPF	40

§ 4º. Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas: I - Quando a

lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	150xRLP/VPF	10
Acima de 600 até 1.050	375xRLP/VPF	20
Acima de 1.050 até 1.500	600xRLP/VPF	30
Acima de 1.500 até 1.950	255/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 1.950	881,25xRLP/VPF	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	300xRLP/VPF	10
Acima de 750 até 1.200	525xRLP/VPF	20
Acima de 1.200 até 1.650	750xRLP/VPF	30
Acima de 1.650 até 2.100	307,5/0,35xRLP/VPF	35
Acima de 2.100	1.031,25xRLP/VPF	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	450xRLP/VPF	10
Acima de 900 até 1.350	675xRLP/VPF	20
Acima de 1.350 até 1.800	900xRLP/VPF	30
Acima de 1.800 até 2.250	360/0,35xRLP/VPF	35
Acima 2.250	1.181,25xRLP/VPF	40

§ 5º. A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica definidos neste artigo. § 6º. A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes. Art. 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos. Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial. Art. 24. Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997. § 1º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, in fine, do § 2º do referido artigo, será aplicado sobre o montante total pago a título de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais de Estado até a linha de limite da plataforma continental. § 2º. No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida

entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte. § 3º. O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, in fine, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental. § 4º. O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte. § 5º. No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte. § 6º. O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação. Art. 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento. Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Nota: A Portaria ANP nº 58, de 5.4.2001 - DOU 9.4.2001 - Efeitos a partir de 9.4.2001, aprovou o Regulamento Técnico a ser utilizado na elaboração do Demonstrativo de Apuração da Participação Especial a que se refere este artigo. Art. 26. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração. Art. 27. Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

Capítulo VIII Do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas

Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente. § 1º. O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil. § 2º. Os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento. § 3º. Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores: I - Fase de Exploração: R10,00(*dezreais*) a R500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração; II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração; III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R20,00(*vintereais*) a R1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração; IV - Fase de Produção: R100,00(*cemreais*) a R5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração. § 4º. Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas. § 5º. Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data. § 6º. Os valores

unitários estabelecidos no contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP - DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste. § 7º. No caso de extinção do IGP - DI, os reajustes de que tratam os §§ 4º a 6º terão como base o índice que vier a substituí-lo. § 8º. Nos casos de alteração do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas por quilômetro quadrado, em decorrência da passagem da concessão da fase de exploração para a sua prorrogação ou para o período de desenvolvimento da fase de produção, ou ainda da prorrogação da fase de exploração para o período de desenvolvimento, ou deste para a fase de produção, o cálculo do valor do pagamento anual pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência de cada um dos valores aplicáveis. § 9º. Excepcionalmente, para os contratos assinados durante o presente ano, poderão a ANP e os concessionários, de comum acordo, antecipar um percentual do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser fixado nos respectivos contratos, para o 15º dia após a data da assinatura, podendo a ANP, para tal fim, conceder redução do valor a ser pago. § 10. A redução referida no parágrafo anterior será calculada pela aplicação de uma taxa de desconto mensal equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, para títulos federais, do mês anterior ao da assinatura do contrato. § 11. No caso de extinção ou transferência da concessão, o concessionário efetuará o pagamento pela ocupação ou retenção de área no ato de assinatura do respectivo evento. § 12. Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados na forma prevista no art. 16 da Lei nº 9.478, de 1997.

Capítulo IX Do pagamento das participações governamentais

Art. 29. O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações. Art. 30. A extinção do contrato de concessão não desobrigará o concessionário do pagamento das participações governamentais devidas até então, e não suspenderá a aplicação das multas de mora e juros de mora aplicáveis.

Capítulo X Das atividades em curso

Art. 31. Os contratos de concessão a serem celebrados entre a ANP e o Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.478, de 1997, ensejarão o pagamento das participações governamentais aplicáveis segundo os critérios e prazos definidos neste Decreto. Art. 32. Para os contratos relativos aos blocos onde a PETROBRAS ainda não tiver realizado descoberta comercial até a data de sua assinatura, considerar-se-ão os critérios de aplicação do pagamento pela ocupação ou retenção de área definidos no inciso I do § 3º do art. 28. Art. 33. Para os casos de campos em produção, os royalties serão calculados sobre o valor do volume total da produção de petróleo e de gás natural, a partir da assinatura do contrato de concessão. Art. 34. Para os casos de campos em produção, a participação especial será calculada sobre a receita líquida da produção de petróleo e de gás natural, observado o disposto no art. 22, a partir da assinatura dos contratos de concessão de seus respectivos blocos. § 1º. Para efeito do cálculo da participação especial relativa a cada campo, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, será contado a partir da data de assinatura do contrato de concessão do respectivo bloco. § 2º. Quando a data de assinatura do contrato de concessão de um bloco que contenha campos em produção não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida, neste trimestre, por cada campo, será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de assinatura do contrato de concessão e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Capítulo XI Das disposições finais

Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP, e, nos casos dos Estados e Municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A. Art. 36. Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a ANP baixarão as normas complementares e as instruções necessárias à efetiva

implementação das disposições deste Decreto. Art. 37. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação. Brasília, 03 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Pedro Malan Raimundo Brito