

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

NÚCLEO DE FISCALIZAÇÃO DA MEDIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

NOTA TÉCNICA Nº 44/2021/NFP/ANP-RJ

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2021.

Assunto: Revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro 01/2013.**INTRODUÇÃO**

Trata-se de processo de revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013, o qual estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas devem observar com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

A relevância do tema reside no fato de que os volumes medidos de óleo e gás são utilizados para a contabilização da produção, o cálculo das participações governamentais correspondentes e o acompanhamento do desempenho dos campos, poços, instalações e equipamentos envolvidos nas operações, em atenção aos artigos 20, parágrafo 1º, e 177 da Constituição Federal de 1988; 8º, incisos VII e IX, 21, 26 e 47 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e 4º, 5º e 6º do Decreto nº 2.705, de 4 de agosto de 1998.

A eficiência das operações de produção e movimentação de petróleo e gás natural e a credibilidade dos resultados de medição são essenciais para o cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional dos referidos produtos, a segurança do abastecimento nacional e a preservação do meio ambiente, cabendo à ANP fiscalizar as atividades da indústria e monitorar os níveis de queima de gás natural, conforme previsto na Lei nº 9.478, de 1997.

Nesse contexto, a Agenda Regulatória da ANP prevê a revisão do Regulamento Técnico de Medição (RTM) vigente, em conjunto com o Inmetro, para atualização do texto face aos avanços tecnológicos da indústria e para que se conceda tratamento diferenciado aos variados níveis de produção nacional. O objetivo da revisão é eliminar requisitos com baixa efetividade e difícil atendimento; diferenciar de maneira efetiva requisitos de produtores de diferentes níveis; e incentivar o uso de novas tecnologias com melhores resultados. A revisão da norma já estava prevista na Agenda Regulatória da ANP desde 2017/2018, sendo mantida na versão de 2020/2021.

Os agentes econômicos potencialmente afetados pela ação regulatória são as empresas produtoras de petróleo e gás natural, especialmente as operadoras dos campos, que, em diversas oportunidades, apresentaram sugestões de melhoria para a regulação vigente. A partir das diversas manifestações dos agentes regulados e da experiência da fiscalização, observou-se a necessidade de aprimoramento da norma em pontos de difícil aplicação, que podem ser flexibilizados.

Sendo assim, há consenso sobre a necessidade de atualização da regulação vigente da medição da produção para esclarecimento de termos que demandam melhoria na sua definição em prol da segurança jurídica; diferenciação de maneira mais efetiva dos requisitos para grandes e pequenos produtores e ajuste dos requisitos aos avanços tecnológicos dos equipamentos disponíveis no mercado.

PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES REGULADOS

Dando prosseguimento à ação prevista na Agenda Regulatória, a ANP organizou um workshop em 23/02/2021, com o objetivo de obter contribuições e subsídios para a elaboração da análise de impacto regulatório (AIR) dos principais pontos da Resolução Conjunta ANP/Inmetro que se pretende revisar, conforme informado no Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (1701519), anexo ao processo SEI/ANP 48610.220928/2021-90. No sítio eletrônico da ANP, constam as informações do evento:

“A ANP realizou, em 23/02/2021, às 9h, um workshop por videoconferência sobre a proposta de revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº1/2013 com o objetivo de obter contribuições e subsídios para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR) dos principais pontos que se pretende revisar da resolução.

Durante o evento, foram apresentados os principais problemas regulatórios identificados pela ANP no âmbito da medição de petróleo e gás natural no país e as propostas de solução. Esta ação tem como premissas a transparência, isonomia e segurança jurídica na realização das atividades, e visa à simplificação dos atos normativos e adequação dos requisitos aos níveis de exigência que a atividade atualmente demanda.”

A gravação do workshop encontra-se disponibilizada no canal da ANP no Youtube e as contribuições do evento foram analisadas e consideradas para elaboração da minuta de resolução ora proposta.

O evento colheu contribuições dos participantes dando transparência e legitimidade ao processo de revisão da norma, que já estava em andamento desde 2018, quando se iniciaram as reuniões e discussões de grupo com participação da ANP, do Inmetro e dos agentes regulados, de modo a se compreenderem os principais anseios e expectativas desses últimos atores citados, conforme relatado no Ofício nº 988/2021 /NFP/ANP-RJ (SEI 1707589), anexo ao processo 48610.220928/2021-90.

Os debates e reuniões que se iniciaram em 2018 e o workshop realizado em fevereiro de 2021, somados à troca constante de informações entre a ANP e os agentes regulados nas rotinas administrativas e operacionais desde 2013, permitiram à ANP identificar de forma madura o problema regulatório para, então, mapear as alternativas e prever os impactos da decisão escolhida para revisar a norma de 2013, conforme apontado no Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (1701519).

No referido relatório, o NFP descreveu o workshop, que contou com a participação da Diretoria I da ANP, da Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM e da Diretoria de Metrologia Legal – Inmetro, e foi aberto a toda a sociedade em geral.

Inclusive, o evento teve a presença e a participação de representantes de empresas de produção de petróleo e gás natural, órgãos de classe, associações, órgãos governamentais, transportadores e distribuidores de gás natural, transportadores de petróleo, prestadores de serviços, empresas de consultoria, fabricantes e representantes comerciais de equipamentos relacionados à atividade, empresas consumidoras de gás natural, empresas detentoras de terminais de GNL, distribuidores de GNL, comercializadoras de gás natural, importadoras de gás natural, empresas de produção de energia, empresas de afretamento e operação, instituições de ensino, laboratórios de calibração de instrumentos, laboratórios de pesquisa, institutos de pesquisa e empresas de advocacia, entre outros interessados.

Na oportunidade, foram apresentados os principais pontos da resolução em vigência que devem ser objeto de melhorias (problemas regulatórios), assim como foi dada a oportunidade de contribuição a todos os participantes através de apresentações e preenchimento de formulário eletrônico disponibilizado no site da ANP.

Além da participação do Inmetro, durante o evento, conforme os interesses manifestados, foi aberto espaço à Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás e à Modec Serviços de Petróleo do Brasil Ltda, as quais apresentaram demandas sobre o tema, assim como foi aberta uma sessão de perguntas aos demais participantes e representantes de diversas empresas que atuam na cadeia de O&G.

O Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (1701519) detalhou o evento realizado em 23/02/2021, com os seus interessados, os participantes, a divulgação, o escopo, os assuntos abordados e comentados, e a base legal.

Já o Ofício nº 988/2021/NFP/ANP-RJ (SEI 1707589), anexo ao processo 48610.220928/2021-90, apresenta os motivos pelos quais optou-se pela não realização de consulta prévia durante o procedimento de análise de impacto regulatório (AIR), nos termos do art. 25 do Anexo I do Regimento Interno da ANP (Portaria ANP nº 265, de 2020, com redação dada pela Portaria nº 29, de 2021), pois, como já ressaltado, a revisão do RTM está em andamento desde 2018 e, durante mais de três anos, foram realizadas pela ANP reuniões técnicas e discussões de grupo com participação ativa dos colaboradores do Inmetro e dos agentes regulados, além da realização do workshop específico sobre a revisão do RTM, em 23/02/2021, detalhado no Relatório de AIR 1 (1701519), finalizado em 19/10/2021.

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO (AIR)

Após a realização do *workshop* em 23/02/2021, o Relatório Final de Análise de Impacto Regulatório (SEI 1701519), de 19/10/2021, consolidou os estudos acerca da Proposta de Revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, contendo os seguintes tópicos:

- I. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA
- II. SUMÁRIO EXECUTIVO
- III. ESTUDO DO PROBLEMA
- IV. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL
- V. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS
- VI. PARTICIPAÇÃO SOCIAL
- VII. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS
- VIII. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS
- IX. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO
- X. ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS

Destaca-se que, no procedimento de análise do impacto regulatório, o NFP considerou o seguinte:

“(...) o regramento de medição de vazão vigente, consubstanciado no RTM, não faz significativa diferenciação entre as exigências requeridas às empresas reguladas, independente das características de produção e da realidade na qual elas estão inseridas. Dessa forma, e considerando a necessidade de aperfeiçoamento do ato normativo vigente, este relatório de impacto regulatório avaliou as possíveis ações por parte da ANP para a solução do problema regulatório definido como: desequilíbrio da relação entre risco metrológico e custo regulatório em função do volume medido.”

O procedimento considerou as alternativas de ação estudadas dentre as quais não alterar a resolução; alterar por meio de uma nova classificação dos sistemas de medição por capacidade associada a uma

campanha de informação, orientações sobre temas específicos, além de campanhas educacionais buscando adequar o comportamento dos agentes; corrigir pela publicação de ranking de qualificação das empresas; ou revogar a atual resolução com autorregulação do mercado, tornando-o o único responsável por garantir a qualidade nos sistemas de medição, associada a uma campanha de informação conforme acima mencionado.

A metodologia escolhida para comparação e ranqueamento das alternativas foi a Análise Multicritério pelo método de análise hierárquica (AHP), de Thomas Saaty, e os critérios estabelecidos avaliaram: (1) custo regulatório, com o objetivo de reduzir os custos capex/opex dos sistemas de medição de baixa vazão para aumentar a atratividade para os campos marginais e maduros; (2) risco metrológico, com o objetivo de reduzir as atuais incertezas de medição para melhorar a qualidade dos resultados de medição para grandes vazões medidas; (3) frequência de demandas operacionais, com o objetivo de reduzir o volume de demandas operacionais de flexibilizações e autorizações para a simplificação administrativa; e (4) arrecadação de participações governamentais, com o objetivo de diminuir o número de notificações de falhas relacionadas à disponibilidade dos sistemas de medição para minimizar as possíveis perdas de valores arrecadados em royalties e participações especiais.

A partir da ponderação dos critérios e da análise das alternativas de ação para cada um deles, foi possível identificar como melhor opção de ação para enfrentamento do problema regulatório a revisão do ato normativo com a criação de categorias por vazão medida somada à campanha de informação e educação ao mercado, ou seja, a edição de um novo regulamento prescritivo flexibilizado por volume medido.

A proposta de implementação considera a categorização dos sistemas de medição em 4 (quatro) possíveis tipos: a primeira categoria (A) se aplica aos sistemas de medição para grandes vazões, com melhorias e exigências em aspectos metrológicos, dada a relevância e grandes volumes medidos, como do pré-sal brasileiro, por exemplo. A segunda categoria (B), para médias vazões, traz algumas poucas alterações quanto a novas exigências e pretende contemplar a maior parte dos sistemas atualmente produtores do pós-sal. A terceira categoria (C) se aplica à grande parte dos sistemas dos campos terrestres hoje em produção com baixas vazões de produção, trazendo flexibilizações e diminuição de exigências. E a quarta e última categoria (D), para baixíssimas vazões e casos excepcionais, com possibilidade de uso de tecnologias alternativas para medição e estimativa de volumes.

Segundo o Relatório de Análise de Impacto Regulatório, a proposta possibilita a aplicação imediata para todas as novas flexibilizações previstas, a contar da data de vigência da nova Resolução. Em contrapartida, as novas exigências de requisitos construtivos, que demandem aumento de custo ou investimento por parte dos agentes regulados, seriam aplicáveis apenas em novos projetos de exploração a serem aprovados após a entrada em vigor do regulamento, não causando impacto, portanto, aos projetos já em andamento.

A proposta de categorizar os sistemas de medição por vazão máxima de projeto aponta para um ato normativo pautado pelo princípio da equidade, com bases fundamentadas em risco metrológico versus custo regulatório, por relevância dos dados e resultados. Assim, será possível atingir, ao mesmo tempo, os anseios do mercado e os interesses da União e demais entes federativos que fazem jus ao recebimento de recursos derivados diretamente da produção de hidrocarbonetos no Brasil.

Ao fim, o Relatório de AIR opina pela revisão da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 para um novo ato normativo, ainda prescritivo, porém flexibilizado por categorias de edição, concluindo não haver alteração da classificação de nível de risco para as atividades reguladas. Ressalta ainda que as aprovações e autorizações concedidas continuarão sendo objeto de análise detalhada por parte da ANP.

Portanto, o evento realizado com os agentes regulados em 23/02/2021 e o procedimento de Análise de Impacto Regulatório acima mencionados concederam o auxílio necessário para a ANP prosseguir com a proposta de revisão do RTM consolidando a minuta das normas de acordo com as alternativas escolhidas

e os efeitos previstos.

O procedimento garantiu a participação dos interessados e a previsibilidade dos impactos esperados, permitindo que a solução proposta seja submetida à Diretoria da ANP e, novamente, à participação dos interessados e da sociedade em geral, em consulta e audiência públicas.

BASE LEGAL

A regulação e a fiscalização da atividade de medição de petróleo e gás natural têm como base a [Constituição da República Federativa do Brasil de 1988](#), artigos 20, parágrafo 1º, e 177; a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, artigos 8º, incisos VII e IX, 21, 26 e 47; e o Decreto nº 2.705, de 4 de agosto de 1998, artigos 4º, 5º e 6º.

Para regulamentar a legislação citada acima, foi editado o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural pela ANP e pelo Inmetro, primeiramente, por meio da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 01, de 2000, a qual, posteriormente, foi revisada e revogada pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 01, de 2013, ora em revisão.

De acordo com o Regimento Interno da ANP, Portaria nº 265, de 10 de setembro de 2020, compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP):

Art. 115. Compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural:

I - propor a regulamentação relativa aos procedimentos e às diretrizes referentes à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes;

II - autorizar e fiscalizar os sistemas de medição nas instalações de produção de petróleo e gás natural;

III - fiscalizar a movimentação de petróleo e gás natural nas instalações de embarque e de desembarque;

IV - fiscalizar os níveis de queima de gás natural de acordo com os limites autorizados;

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

VI - autorizar a metodologia de cálculo para medição da produção de petróleo e de gás natural em poços e campos;

VII - aprovar os volumes estimados de petróleo e gás natural em situações de falha dos sistemas de medição;

VIII - determinar a correção dos volumes declarados pelos concessionários que impliquem alteração de até 10.000 m³ de petróleo equivalente;

IX - analisar e submeter à aprovação da Diretoria Colegiada a necessidade de correção dos volumes declarados pelos concessionários que impliquem alteração superior a 10.000 m³ de petróleo equivalente;

X - determinar, aprovar ou autorizar a adoção de procedimentos aplicáveis à medição de petróleo e gás natural, em conformidade com a legislação vigente; e

XI - autorizar a adequação de procedimentos em situações operacionais excepcionais relativas à medição de petróleo e gás natural.

Resta, pois, evidenciada a competência legal do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural para propor a edição de nova resolução conjunta da ANP com o Inmetro, para revisão do Regulamento Técnico de Medição vigente.

O Regimento Interno da ANP, Portaria nº 265, de 10 de setembro de 2020, define também a competência da Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), nos seguintes termos:

Art. 117. Compete à Superintendência de Infraestrutura e Movimentação:

I - propor a regulamentação das atividades de movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis e gás natural no modal dutoviário, nos terminais, bem como no acondicionamento de gás natural;

II - autorizar a construção e operação de:

- a) gasodutos, nos casos em que não se aplica o regime de concessão;
- b) unidades de compressão, liquefação e regaseificação de gás natural; e
- c) terminais e oleodutos, bem como suas instalações complementares.

III - autorizar o exercício da atividade de:

- a) acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural por meio de modais alternativos ao dutoviário;
- b) transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis, por meio aquaviário;
- c) carregamento de gás natural;
- d) comercialização do gás natural dentro da esfera de competência da União; e
- e) importação e exportação de gás natural.

IV - reclassificar gasodutos, terminais e oleodutos destinados à movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis;

V - fiscalizar terminais, gasodutos e oleodutos destinados à movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis, autorizados ou concedidos, e investigar os incidentes operacionais ocorridos nestas instalações;

VI - estabelecer os critérios a serem utilizados para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário de petróleo, seus derivados e biocombustíveis e fixar o valor e a forma de pagamento da remuneração devida pelo uso dessas instalações quando não houver acordo entre as partes;

VII - aferir a capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência;

VIII - propor a regulamentação relativa ao acesso de terceiros à capacidade das instalações de transporte de petróleo, seus derivados, biocombustíveis e gás natural incluindo o estabelecimento de:

- a) critérios a serem utilizados para o acesso de terceiros a essas instalações; e
- b) preferência a ser atribuída ao proprietário dos terminais aquaviários e dos dutos de transporte de petróleo e seus derivados;

IX - estabelecer os requisitos técnicos e econômicos para cessão de capacidade de transporte de gás natural contratada na modalidade firme;

X - promover, de maneira direta ou indireta, o processo de chamada pública para a contratação de capacidade, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia;

XI - estabelecer as tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão e aprovar as tarifas de transporte de gás natural propostas pelo transportador para novos gasodutos objeto de autorização;

XII - propor a transferência do contrato de concessão da atividade de transporte de gás natural;

- XIII - aprovar a minuta padrão de contrato de serviço de transporte de gás natural a ser celebrado entre transportadores e carregadores;
- XIV - homologar os contratos de serviço de transporte de gás natural celebrados entre transportadores e carregadores;
- XV - propor os requisitos técnicos e econômicos para a interconexão de dutos de transporte e de transferência;
- XVI - analisar e instruir o processo com vistas à declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e de instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à construção de oleodutos de transporte, oleodutos de transferência e de terminais, e dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias;
- XVII - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e dos contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado;
- XVIII - aprovar os contratos de transporte dutoviário de petróleo, seus derivados e biocombustíveis líquidos, envolvendo a reserva de capacidade entre transportadores interconectados;
- XIX - estabelecer critérios de autonomia e independência dos transportadores de gás natural; e
- XX - estabelecer mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados.

Vale ressaltar que a revisão do RTM atual e a conseqüente elaboração da anexa minuta de resolução foram precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), em atenção aos artigos 6º da Lei nº 13.848 e 5º da Lei nº 13.874, ambas de 2019.

A análise de impacto regulatório de que tratam os artigos acima citados da Lei de Liberdade Econômica e da Lei Geral das Agências Reguladoras foi regulamentada pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, cujo art. 24, inciso I, alínea “b”, define que a norma passou a produzir efeitos para as agências reguladoras federais a partir de 15 de abril de 2021. Nos termos do art. 5º, parágrafo único, da Lei nº 13.874, de 2019, cabe ao Regulamento definir a data de início da exigência da realização de análise de impacto regulatório com informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico. Portanto, o procedimento de revisão do Regulamento Técnico de Medição, ora em análise, se iniciou antes da produção dos efeitos do Decreto nº 10.411 para as agências (abril de 2021), tendo em vista as reuniões iniciadas em 2018 e o workshop realizado em 23 de fevereiro de 2021, conforme relatado no Processo SEI nº 48610.220928/2021-90, no Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (SEI nº 1701519) e no Ofício nº 988/2021/NFP/ANP-RJ (SEI nº SEI 1707589). O referido Relatório detalhou o workshop realizado em 23/02/2021, citando os interessados, os participantes, a divulgação, o escopo, os assuntos abordados e comentados, e a base legal.

Houve, assim, consulta e diálogo com os atores interessados no problema regulatório, antes mesmo do início da produção dos efeitos do Decreto nº 10.411, de 2020, para as agências reguladoras, agindo a ANP de maneira diligente no procedimento de revisão do RTM, previsto na Agenda Regulatória da ANP desde 2017/2018, com observância dos preceitos e diretrizes legais vigentes em cada etapa cumprida do processo de regulamentação.

Vale ressaltar que o Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (SEI nº 1701519) descreveu o procedimento de revisão do RTM identificando a demanda regulatória a que se refere, a verificação de sua pertinência e relevância; os órgãos e unidades responsáveis pela elaboração do ato normativo proposto; e a sua presença na Agenda Regulatória da ANP.

No Processo SEI nº 48610.220928/2021-90, o NFP comunicou à Superintendência de Defesa da Concorrência e à Superintendência de Governança e Estratégia a instauração do processo administrativo

que trata da AIR, em atenção ao art. 24 do Regimento Interno da ANP.

DA MINUTA DE RESOLUÇÃO

A partir das premissas identificadas nos estudos realizados, foi então elaborada a minuta de resolução ora em análise, em convergência com as conclusões consolidadas no Relatório de AIR.

A minuta segue a forma de Resolução e Regulamento Técnico, em conformidade com o Regulamento vigente, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro 1 de 2013, com o anterior, aprovado pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro 1 de 2000, com a Lei nº 9.933, de 1999, que trata das competências do Inmetro, e com o art. 2º, parágrafo 1º, do Decreto nº 10.139, de 2019, incluído pelo Decreto nº 10.437, de 2020. Trata-se, portanto, de revisão de um regulamento técnico amplamente conhecido na indústria.

Em relação ao conteúdo dos dispositivos da minuta, vale destacar a proposta de categorização dos sistemas de medição em 4 (quatro) tipos. Para novos projetos de grandes vazões (“A”), praticadas, por exemplo, em instalações do pré-sal, são propostas melhorias nos sistemas e novas exigências em aspectos metrológicos; para sistemas de médias vazões (“B”), em boa parte praticadas em instalações do pós-sal, ou de vazões superiores hoje em operação, a proposta mantém a maioria dos requisitos do RTM atual, incluindo ainda nesta categoria os sistemas pendentes de classificação; para baixas vazões (“C”), ocorridas em grande parte em instalações terrestres, são propostas flexibilizações e diminuição de exigências; e, para baixíssimas vazões (“D”) e casos excepcionais, abre-se a possibilidade de uso de tecnologias alternativas para medição e estimativa de volumes.

A proposta de categorizar os sistemas de medição por vazão máxima de projeto aponta para um ato normativo pautado pelo princípio da equidade, com fundamento no risco metrológico versus custo regulatório e na relevância dos dados e resultados. Assim, busca-se atender às necessidades do mercado preservando-se os interesses da União e dos demais entes federativos.

A minuta se estrutura em requisitos definidos de acordo com o tipo de medição de fluido aplicada, a classificação da medição e a categoria de vazão de medição. Desta forma, pretende-se explorar uma variada gama de cenários diferenciados de requisitos aplicáveis a depender de cada sistema de medição. Com isso, será possível obter uma melhor relação entre custo regulatório e risco metrológico como descrito na Análise de Impacto Regulatório.

Passamos a abordar a fundamentação dos principais itens e dispositivos da minuta proposta:

Disposições Preliminares:

Nas disposições preliminares, destaca-se um aspecto relevante no art. 3º. Todas as alterações construtivas trazidas na minuta somente serão obrigatórias para novos projetos, minimizando impactos para as instalações atualmente em operação, as quais só precisarão se adequar aos novos requisitos construtivos em casos excepcionais identificados pela ANP.

Campo de Aplicação:

Destacam-se na minuta duas importantes alterações no campo de aplicação nesta revisão. A primeira diz respeito a diferenciação entre sistemas de medição associados a instalações de produção e sistemas de medição associados a instalações de transferência e transporte. Considerando que tais instalações possuem características particulares em função dos agentes regulados responsáveis ou mesmo da condição do fluido medidor, é uma boa prática a distinção destas instalações para fins de diferenciação de requisitos aplicáveis a cada uma delas. Desta maneira, os requisitos estabelecidos são reduzidos ao mínimo necessário para cada cenário.

Outra importante alteração no campo de aplicação se refere à medição operacional. Na atual legislação, todos os sistemas de medição classificados como operacional devem atender aos requisitos estabelecidos. Todavia, boa parte desses sistemas de medição não afeta terceiros nem a União. Na alteração proposta, os sistemas de medição operacionais só precisarão atender aos requisitos do regulamento quando explicitados pela ANP, reduzindo significativamente a quantidade de sistemas de medição operacional com requisitos estabelecidos.

Essas duas alterações permitirão uma considerável redução do custo regulatório atrelado a requisitos dispensáveis sob o ponto de vista do interesse público.

UNIDADES DE MEDIDA, REGULAMENTOS E NORMAS

Uma importante alteração neste capítulo diz respeito às regras adotadas quando existir concorrência de mais de uma norma estabelecida para um determinado assunto. A proposta concede liberdade para o agente regulado optar por uma das normas mantendo a devida coerência com a norma escolhida.

CRITÉRIOS GERAIS

Com relação aos critérios gerais, a proposta busca deixar mais claros os limites de operação dos sistemas de medição em função das especificações do fabricante, aprovação de modelo, normas e calibração.

Além disso, no que se refere à Gestão da Medição, a proposta torna obrigatória a documentação que comprove a sua aplicação. O Regulamento Técnico de Medição é um regulamento prescritivo em função dos seus impactos diretos nas participações governamentais. Mas, com este item, pretende-se que a aplicação de um sistema de gestão objetivamente permita uma estrutura no agente regulado que facilite o atendimento dos requisitos da regulamentação.

Na parte de aprovação de projeto, a proposta prevê a possibilidade de dispensa de processo de aprovação de projeto e autorização de uso para alterações de baixo risco metrológico em sistemas de medição já autorizados. Essa possibilidade permitirá uma maior simplificação regulatória, diminuindo custos tanto para a administração pública quanto para o agente regulado.

Está sendo proposta também a possibilidade de realização de inspeção prévia nos sistemas de medição, com o objetivo de mitigar riscos de atraso no cronograma de início de operação de instalações de produção em função de irregularidades construtivas nos sistemas de medição eventualmente identificadas na inspeção de autorização de uso. Como se trata de uma inspeção opcional, o agente regulado avaliará o nível de complexidade do seu projeto e os riscos envolvidos e, se achar necessário, solicitará a ANP a realização desta inspeção prévia. Importante ressaltar que a inspeção prévia não substitui a inspeção final, por meio da qual, de fato, a ANP concederá autorização de uso para os sistemas de medição.

Com relação à autorização de uso dos sistemas de medição, a lista de documentos necessários para autorização foi dividida em duas partes, mantendo o prazo de envio de 90 dias de antecedência para a maior parte dos documentos, mas flexibilizou para 30 dias o prazo de envio dos documentos que sofrem impactos de rotinas que precisam ser realizadas mais próximas do início de operação da unidade (como é o caso do registro de lacres e parametrização dos computadores de vazão, por exemplo).

Outra modificação importante proposta é a flexibilização da obrigatoriedade de inspeção in loco para autorização de uso de sistemas de medição de apropriação e transferência de custódia. Essa obrigatoriedade irrestrita trazia maiores impactos no cronograma de operações dos concessionários e aumento de custo para a administração pública na medida em que algumas vezes os servidores precisavam fazer um deslocamento significativo para verificar um sistema de medição de baixa relevância. Com a proposta, a ANP poderá avaliar a relevância destes sistemas de medição e, excepcionalmente, dispensar a inspeção in loco para autorização de uso, restringindo a análise neste caso às informações documentais.

Com relação à proteção dos sistemas, a nova minuta torna mais claros os casos de necessidade de instalação de lacres e de cumprimento dos procedimentos associados à gestão do controle de lacres.

TIPOS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO

No capítulo de Tipos de Medição de Fluido, são discriminados os requisitos básicos de projetos aplicáveis aos sistemas de medição de Petróleo em Tanque, Gás em Tanque, Petróleo em Linha, Gás em Linha, Gás Liquefeito, Fluxo Multifásico e Água.

APLICABILIDADE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Este capítulo apresenta os requisitos relacionados especificamente à aplicação dos sistemas de medição, a saber: Fiscal, Apropriação, Transferência de Custódia e Operacional.

Na medição fiscal, foram inseridas informações objetivas a respeito do cálculo da produção em tanque fiscal de forma a simplificar os procedimentos operacionais em campos terrestres.

Contudo, as modificações mais significativas do capítulo são relativas à medição de apropriação. Foi criada uma nova categoria de apropriação, denominada apropriação simples, na qual a produção individual dos poços não impacta nem no montante das participações governamentais nem na correta distribuições entre os entes federativos. Desta forma, foi possível flexibilizar consideravelmente as rotinas operacionais destes poços no que se refere à realização de teste de poço e análises químicas de petróleo e gás natural. O prazo antes estabelecido neste caso, que era de 90 dias, aumenta para 12 meses na proposta. Assim, os tipos de apropriação estabelecidos (ao campo, ao poço e simples) refletem diferentes criticidades de resultados de alocação, segregando-se os casos que impactam o montante ou a alocação das participações governamentais ou somente a gestão do reservatório. Assim espera-se alcançar de forma direta o objetivo macro da AIR, reduzindo consideravelmente o custo operacional em cenários específicos de risco metrológico reduzido.

Ademais, este capítulo também busca evolução ao trazer mais clareza sobre as formas de alocação da produção permitidas.

DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

Neste capítulo, foram organizadas as possibilidades de sistema de amostragem. Importante diferença está na eliminação das amostragens rotineiras que não tinham aplicação direta metrológica como a determinação do ponto de ebulição verdadeiro e o teor de enxofre.

Esta revisão também busca incentivar o uso de tecnologias mais avançadas como é o caso do cromatógrafo em linha. Este estímulo se dá através da isenção da necessidade de coleta de amostras no caso de o sistema dispor de cromatógrafo em linha.

CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS

Este capítulo traz significativos avanços tanto no sentido de esclarecer pontos em aberto na atual legislação quanto no sentido de flexibilizar as operações de calibração atualmente exigidas.

Propõe-se que não seja mais utilizado o termo “imediatamente após” quando se definem os prazos de implementação de resultados. Além disso, fica claro o evento de referência utilizado na contabilização dos prazos de calibração e inspeção dimensional. Essas propostas de modificações garantem maior clareza e segurança jurídica para os agentes regulados atuarem.

Ademais, importantes inovações estão sendo propostas para permitir a redução do custo operacional dos agentes. Um exemplo é a previsão de regra específica para calibração em múltiplas vazões, que permitirá uma redução na quantidade de vazões calibradas necessárias para atender determinado range de operação. Propõe-se ainda a possibilidade de autorização de limites diferenciados de calibração e métodos alternativos de calibração (como a calibração com base no número de Reynolds ou com base em

massa). Com isso, as empresas poderão investir em pesquisa para melhor compreensão das características dos sistemas de medição, expandindo os limites de sua utilização e reduzindo os custos operacionais associados.

Outra importante proposta de modificação é a significativa ampliação dos limites considerados na identificação de falha presumida. O limite atual de 0,25% está sendo ampliado para 0,6%, de forma a reduzir a quantidade de falhas presumidas de medição, restringindo às situações em que não haja dúvida que o medidor apresenta resultados inconsistentes, independente de condições diferentes de calibração.

Por fim, uma importante inovação também é trazida com relação ao controle de incertezas, admitindo-se o seu controle de forma estática ou dinâmica, bem como a opção para o agente regulado de sempre atualizar os cálculos de incerteza e acompanhar a incerteza de forma dinâmica, ou estabelecer limites fixos para os equipamentos em um cálculo de incerteza padrão, não sendo necessária a atualização constante do cálculo.

CATEGORIA DE VAZÃO

Este capítulo concentra a maior inovação da minuta de resolução ora proposta. Através da divisão dos sistemas de medição em categorias de acordo com as vazões de projeto, pretende-se atribuir requisitos diferenciados para cada uma das categorias. Isso se justifica, pois, ao olhar para o resultado global de medição, observa-se que certos sistemas de medição tem uma relevância muito maior em função dos volumes movimentados. O Brasil possui uma ampla gama de cenários de produção, desde as altíssimas produções do Pré-Sal até as produções mais modestas de campos terrestres. Por exemplo, equipamentos redundantes dos sistemas de medição levam a uma maior disponibilidade destes sistemas, consequentemente evitando paradas de produção ou falhas de medição. Contudo, existe um custo adicional que precisa ser ponderado. Portanto, em um sistema de medição de alta vazão como nas plataformas do Pré-sal, os prejuízos para os diversos atores associado a indisponibilidade do sistema de medição é muito maior do que de uma instalação terrestre. Assim, é razoável que sistemas de medição responsáveis por vazões em diferentes patamares tenham requisitos diferentes, de forma proporcional. Ademais, a margem de lucro de unidades com sistemas de medição de alta vazão tende a ser significativamente maior, comportando assim eventuais custos adicionais advindos desses requisitos adicionais. Por outro lado, sistemas de medição de baixa vazão geralmente estão associados com campos de pequena produção que possuem margens de lucro muito inferiores aos campos de alta produção do Pré-sal. Assim, faz sentido buscar a redução de custos operacionais destas instalações. Considerando ainda que os volumes movimentados nestes sistemas de medição representam menor impacto nos resultados globais do país.

Neste sentido, destacam-se as principais diferenciações por categoria.

Categoria A – Maiores vazões

Tramos redundante de medição: com objetivo de reduzir o risco de paradas de produção ou falhas de medição em função da indisponibilidade destes sistemas.

Padrão de referência: permite melhores resultados de calibração ao utilizar o próprio fluido de processo na calibração e aumenta a disponibilidade dos sistemas de medição na medida em que não é necessário o envio dos medidores para terra para calibração. A logística de desembarque dos medidores representa consideráveis riscos.

Amostrador automático: garante uma maior qualidade na determinação do BSW e maior disponibilidade operacional.

Cromatógrafo: garante maior qualidade na medição do gás na medida em que as variações na composição do gás não percebidas instantaneamente. Além disso, elimina a necessidade de envio de cilindros de amostra de gás para laboratório externo, o que representa um risco logístico.

Vedação ao uso de placa de orifício: no Brasil, a medição por placa de orifício tem dominado os sistemas de medição nas instalações de produção. Contudo, por se tratar de uma tecnologia bastante antiga, sabe-se que os resultados de medição obtidos são inferiores aos resultados de medição de medidores mais modernos como medidores ultrassônicos por exemplo.

Categoria B – Vazões Médias

Tramo redundante de medição; obrigatoriedade de medidor padrão de trabalho e amostrador automático. Semelhante à Categoria A, esses requisitos buscam aumentar a qualidade da medição e a disponibilidade dos sistemas de medição. Contudo, não se inclui aqui requisitos de maior impacto financeiro como a vedação de uso de placa de orifício.

Categoria C – Baixas Vazões

Limite de BSW de 9%: o BSW tem impacto direto na qualidade da medição. Contudo, campos maduros tendem a ter alta produção de água, o que torna a especificação do BSW a níveis de 1% bastante custoso. O aumento do BSW limite para baixas vazões permite equilibrar a qualidade adequada de medição com a relevância dos volumes medidos, e assim reduzir significativamente os custos atrelados aos processos de medição em campos de baixa produção.

Prazos de calibração e amostragem dobrados: no mesmo sentido, a ampliação de prazos de calibração impacta em aumento do risco metrológico. Contudo, considerando os baixos volumes movimentados nesta categoria, é possível alcançar um razoável equilíbrio entre este pequeno aumento do risco regulatório e a grande redução de custos operacionais.

Categoria D – Vazões mais baixas e estimativas.

Esta categoria é um caso particular em que, algumas vezes, o próprio processo de medição impacta na economicidade do projeto. Desta forma, esta categoria permite medições simplificadas ou até mesmo estimativas de volume, desde que autorizadas pela ANP.

Como visto acima, os dispositivos inseridos na minuta do RTM encontram-se fundamentados em alinhamento ao procedimento de AIR percorrido, às necessidades manifestadas pelo mercado e ao interesse público inerente à atividade de medição do petróleo e do gás natural.

O procedimento de revisão do RTM percorrido pela ANP concedeu o auxílio necessário para as áreas técnicas prosseguirem com a proposta de revisão consolidando a minuta de resolução a ser submetida à Diretoria da ANP e à participação da sociedade, em consulta e audiência pública.

Consulta e Audiência Pública

Nos termos do art. 34 da Portaria nº 265, de 10 de setembro de 2020 (Regimento Interno da ANP), as iniciativas, estudos e ações regulatórias que visem à edição de atos normativos que regulamentem matérias de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos bens e serviços da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis serão necessariamente precedidas de consulta e audiência pública, convocadas pela Diretoria Colegiada da ANP e organizadas pela unidade organizacional competente. Nos termos do art. 37 da referida Portaria, o prazo de duração da consulta pública será de, no mínimo, quarenta e cinco dias.

Sendo assim, em consonância com o Regimento Interno da ANP, recomenda-se que a Diretoria Colegiada autorize a realização de audiência pública, precedida de consulta pública de 45 (quarenta e cinco) dias, para que a Agência possa recolher subsídios, informações, dados, comentários e sugestões dos interessados sobre o assunto tratado na minuta de resolução proposta em revisão à Resolução Conjunta

ANP/Inmetro nº 1, de 2013, e, conseqüentemente, consolidar a formação de juízo e tomada de decisão final sobre a matéria, considerada relevante (art. 10 da Lei nº 13.848, de 2019).

Destaca-se, novamente, que a ANP já realizou um workshop em 23/02/2021 com ampla e ativa participação dos diversos interessados, incluindo os agentes direta e indiretamente afetados, que apresentaram contribuições e subsídios para a análise dos problemas da Resolução Conjunta ANP/Inmetro vigente e das alternativas possíveis, culminando na elaboração do Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1 (SEI nº 1701519), fato que motivou a dispensa de consulta prévia, somado às discussões já realizadas desde 2018. As matérias estudadas e as alternativas escolhidas pelas áreas técnicas da ANP e do Inmetro estão contempladas no Relatório de AIR e na anexa minuta de resolução, ora proposta.

Conclusões

Com base no exposto acima, a ação regulatória proposta para revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013, encontra-se devidamente fundamentada para submissão à sociedade e à tomada de decisão pelo órgão regulador.

Ao logo do procedimento de revisão do RTM de 2013, foram identificados os problemas regulatórios, os atores afetados, as alternativas possíveis e as soluções escolhidas para proposição da minuta de resolução ora analisada, em conformidade com as boas práticas da indústria e a legislação aplicável.

A revisão é necessária para melhoria do texto atual, atualização da regulação face aos avanços tecnológicos da indústria e para que se dê tratamento diferenciado para os variados níveis de produção nacional, conforme exposto na Agenda Regulatória da Agência.

As propostas da minuta são relevantes e muitas incorporam apontamentos dos próprios agentes regulados, além de trazerem benefícios para a regulação, que necessita de atualização, ajustes aos avanços tecnológicos dos equipamentos, maior segurança jurídica e garantia de isonomia e equidade entre os grandes e pequenos produtores.

A partir dos estudos regulatórios realizados e da participação ativa da ANP, do Inmetro e dos interessados no procedimento de revisão da norma, conclui-se que a proposta consolidada na minuta de resolução tem o potencial de reduzir, significativamente, os custos atrelados à atividade de medição para os produtores de médias e pequenas vazões, minimizando riscos de imposição de barreiras de entrada. Por outro lado, os novos requisitos de medição inseridos na minuta atingem, predominantemente, os novos projetos dos grandes produtores, que possuem plena capacidade econômica de atender aos requisitos propostos em prol de melhorias nas atividades e nos resultados de medição, em benefício das suas próprias operações, de toda a cadeia produtiva e do interesse público a elas inerentes. Na solução proposta na minuta, não há a imposição de custos excessivos ou desnecessários para o mercado.

Os estudos regulatórios realizados consideraram os impactos econômicos relevantes, especialmente aqueles que afetam direitos e implicam custos regulatórios. A análise de multicritérios, adotada no procedimento de análise de impacto regulatório, sopesou as alternativas e escolheu a que não representa riscos significativos de barreiras ou impactos excessivos, até mesmo para os maiores produtores, enquanto que, para pequenos produtores, diversas normas foram flexibilizadas, sem risco significativo à segurança da contabilização da produção nacional em terra ou em mar.

No procedimento, foi destacado que boa parte da proposta visa a flexibilizar a legislação reduzindo exigências, obrigações, restrições, requerimentos e especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; e outra parte revisa as normas desatualizadas para adequá-las ao desenvolvimento

tecnológico.

Em linhas gerais, como principais novidades propostas na minuta de resolução, podemos citar: (i) a flexibilização dos requisitos para medições operacionais e da periodicidade dos testes de poço e das análises químicas dos fluidos; (ii) a atualização das definições para fins de aplicação do Regulamento e das normas a serem atendidas na medição; (iii) a categorização dos sistemas por vazão; e (iv) a flexibilização do teor de BSW na medição, das periodicidades de calibração dos sistemas, de inspeção dos seus componentes, dependendo das categorias de vazão detalhadas na minuta.

Portanto, os trabalhos desempenhados pela ANP e pelo Inmetro fundamentam a conclusão de que as soluções contempladas na minuta ora proposta são necessárias e adequadas tecnicamente. Da mesma forma, nada indica que a proposta de revisão do RTM venha a causar impactos econômicos desarrazoados ou a criar barreiras de entrada, em prejuízo das operações.

Esta é a Nota Técnica.

[JULIO CARNEIRO SILVEIRA RAMOS]

[Coordenador de Processos Sancionadores e Administrativos]

De acordo:

[GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES]

[Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção]



Documento assinado eletronicamente por **GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES, Chefe de Núcleo**, em 28/10/2021, às 22:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JULIO CARNEIRO SILVEIRA RAMOS, Coordenador Administrativo e de Autuações de Medição da Produção**, em 28/10/2021, às 22:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1733567** e o código CRC **252875AD**.

Observação: Processo nº 48610.222186/2021-37

SEI nº 1733567