

## Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Relatório nº 2/2022/NFP-e

**RELATÓRIO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 1/2022**

Trata-se do Relatório da Consulta Pública nº 1/2022, realizada com vistas a obter subsídios e informações sobre a proposta de revisão do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 2013, que 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.

Foram recebidas 707 contribuições, detalhadas na planilha abaixo:

Quantidade de Contribuições	707
-----------------------------	-----

Perfil	Quantidade de Participantes Por Perfil
Agente Econômico	12
Consumidor ou Usuário de Serviços	1
Órgão de Classe ou Associação	5
Outro	2
<b>Total Geral</b>	<b>20</b>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Rogério Ramos		Instituição de Ensino/Academia	ESCLARECIMENTO SOBRE A TABELA 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição.	<p>Na Tabela 5 consta o item: . Medidor de gás natural ventilado ou queimado em tocha - 5,0%</p> <p>Na minha opinião, esse valor de incerteza deveria ser calculado e informado no projeto e não deveria ser definido por regulamento.</p>	<p>O valor de 5% de incerteza está informado nos manuais dos fornecedores da maioria dos modelos de medidores de vazão de gás de queima. Porém, o sistema de medição envolve (além do medidor): medição de pressão, temperatura, variação da composição química do gás e qualidade do perfil de velocidade (relacionada aos efeitos de instalação e comprimentos dos trechos lineares de dutos de escoamento), que não são do escopo do fabricante do medidor, mas do projetista do sistema.</p> <p>Assim, a incerteza combinada envolvendo esses parâmetros pode ser maior de 5% e, ainda sim, seria uma incerteza correta para o sistema de medição.</p> <p>Um exemplo de cálculo da incerteza combinada do sistema de medição de gás de queima encontra-se na tabela 4 de: API 14-10 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement, Section 10— Measurement of Flow to Flares, 2007, mas para um medidor de incerteza de 0,5% apenas.</p> <p>Caso o mesmo cálculo seja feito, mas</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					considerando um medidor de 5%, a incerteza combinada seria de 5,8% para aquele caso.  Acredito que esse valor deveria ser calculado e informado em cada projeto, tendo em vista as incertezas de cada instrumento envolvido.
Rogério Ramos		Instituição de Ensino/Academia	Item 3.3 - Alterar definição de condição base	. 3.3 Alterar o termo "condição base" para Condição Padrão de Medição ANP (Pm3/h), substituindo as citações aos valores de 20 oC e 101,325kPa para "Condição Padrão de Medição ANP".	A alteração sugerida: . Destaca e enfatiza o estado termodinâmico de referência, considerado pela ANP, e que rege o relato dos volumes de hidrocarbonetos, . Promove a uniformização do estado termodinâmico padrão utilizado nos diversos sistemas de medição localizados em território nacional, . Mitiga descentendimentos e interpretações diversas.
Rogério Ramos		Instituição de Ensino/Academia	ITEM 3.5 - SOBRE A CONDIÇÃO PADRÃO DE MEDIÇÃO ANP	Item 3.5: ALTERAR DEFINIÇÃO: "Condição Padrão de Medição - Condição em que a pressão absoluta é de 101,325 kPa e a temperatura de 20°C, para a qual o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido."  ALTERAR PARA: "Condição Padrão de Medição ANP" (símbolo: Pm3/d) - Estado termodinâmico do hidrocarboneto de pressão absoluta de 101,325 kPa e temperatura de 20°C, para a qual o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido.  Esclarecimento: [Pm3/d] significa: Q[m3/d] @ 20 oC, 101,325kPa ou Q[m3/d](Tref=20 oC, Pref=-101,325kPa)  Caso adotada a alteração, os seguintes itens relacionados, devem ser também alterados, com adoção do termo "Condição Padrão de Medição ANP (Pm3/d)": . 6.1.4 (b) . 6.2.3 (b) e (c) . 6.3.6 (a) e (b) . 6.4.6 (a) e (b)	A alteração sugerida: . Destaca e enfatiza o estado termodinâmico de referência, considerado pela ANP, e que rege o relato dos volumes de hidrocarbonetos, . Promove a uniformização do estado termodinâmico padrão utilizado nos diversos sistemas de medição localizados em território nacional, . Promove o esclarecimento e o entendimento sobre esse estado, . Mitiga descentendimentos e interpretações diversas.  Esse tipo de nomenclatura já é amplamente citada para se referir a estados termodinâmicos de referência, utilizados por várias instituições que lidam com a questões específicas de medição, tais como: CNPT (Nm3/d): 0 oC e 101,325kPa , Standard norte americano (Sm3/d): 16 oC e 14,6psi, IUPAC e NIST, dentre outros.  A importância do estabelecimento correto e uniforme do estado de referência reside nas diferenças entre diferentes definições de um relato errôneo do volume medido, em relação a outros estados termodinâmicos de referência comumente utilizados. Por exemplo: . No caso de um mesmo valor de volume de gás ser relatado na condição Nm3/d, a diferença em relação a condição Pm3/d é de 8,6%; . No caso de um mesmo valor de volume de gás ser relatado na condição Sm3/d, a diferença e relação a condição Pm3/d é de 3,3%.
Rogério Ramos		Instituição de Ensino/Academia	ITEM 3.51 - SOBRE VALIDAÇÃO DO MEDIDOR A SECO	3.51 - Alterar o texto de: "Validação do medidor a seco - Procedimento operacional de comparação sem vazão entre os parâmetros encontrados em condições definidas e os valores esperados"  Para: "Validação a seco do medidor (ou "Validação do medidor em velocidade	. Justificativa para alteração da nomenclatura: Trata-se de uma alteração relacionada à língua Portuguesa. Afim, o que fica seco é o processos de validação. Por ser um aparelho eletrônico, o medidor deve operar sempre seco e nunca ser molhado!  . Justificativa para a inclusão da restrição

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>zero"): Procedimento operacional de comparação, sem vazão, entre leituras do processo de medição em condições definidas e os valores estimados por simulações termodinâmicas e técnicas de computação eletrônica validadas. A aplicação da validação a seco deve ser restrita a tecnologias onde não haja by-pass e não seja viável a parada do processo (como ocorre em muitos casos de gás queimado, por motivos de segurança pessoal, operacional e patrimonial)."</p> <p>Itens a serem alterados com a nova nomenclatura:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. 9.1.1 (c)</li> <li>. Tabela 2 (último item)</li> <li>. Tabela 7 (último item)</li> </ul>	<p>à aplicação do processo:</p> <p>A tecnologia de medição avança a passos largos, como citado na motivação para a presente revisão.</p> <p>Por hoje, os sistemas de medição amplamente utilizados para gás de queima, por tecnologia ultrassônica, comumente não admitem calibração externa, pois necessitam ser desmontados, calibrados e re-montados. Talvez tecnologias futuras possibilitem a calibração de forma integralizada. Assim, entende-se que o processo de calibração clássica deve ser mantido, por ser o melhor, reconhecido e consensuado, a não ser onde for inviável, como ocorre muitas vezes em casos de gás de queima, cuja operação raramente cessa e, por questões de projeto, raramente admite instalação de by-pass.</p>
Alberto Machado Neto	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	Órgão de Classe ou Associação	10.2.5.	Excluir este item.	<p>Este item do regulamento tem alto impacto nos projetos novos e ainda nos que estão em desenvolvimento. É uma mudança drástica que tem implicações em todas as etapas dos projetos. É necessário avaliar os impactos pela utilização deste novo requisito, pois não passam unicamente por fatores econômicos (CAPEX e OPEX). Demandará alterações no que se refere à disposição e dimensionamento dos sistemas de medição, incluindo o espaço físico necessário para sua instalação e operação.</p> <p>Outro ponto a ser considerado é a lacuna de conhecimento e infraestrutura laboratorial para calibração de medidores de vazão com gás natural. A calibração destes medidores fora do Brasil demanda uma logística complexa, incluindo longos períodos sem o medidor na instalação, exportação e importação temporária, necessidade de transporte de trechos retos e condicionadores, etc.</p>
Alberto Machado Neto	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	Órgão de Classe ou Associação	5.1.4	<p>Alterar o texto conforme abaixo:</p> <p>Deve ser aplicado um modelo de sistema de gestão da medição certificado por terceira parte em atendimento à norma ABNT-NBR ISO 10012/04: Sistemas de Gestão de Medição de forma a assegurar a eficácia e adequação dos sistemas ao uso pretendido, além de gerenciar o risco de resultados de medições incorretas.</p>	<p>Definição do modelo de gestão com base em referências normativas e certificado por terceira parte para atendimento aos requisitos da norma de referência</p>
Alberto Machado Neto	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	Órgão de Classe ou Associação	8.2.4.	<p>Alterar o texto conforme abaixo:</p> <p>Quando necessário, o sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem (petróleo).</p> <p>A não utilização do misturador deve ser justificada mediante as sistemáticas descritas nas normas de referência (ISO 3170, ISO 3171, API 8.1 e API 8.2).</p>	<p>Nem sempre é necessária a instalação de misturadores nos pontos de amostragem. As normas de referência (ISO 3170, ISO 3171, API 8.1 e API 8.2) estabelecem os critérios e sistemáticas a serem adotadas.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Alberto Machado Neto	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	Órgão de Classe ou Associação	9.2.2.	Retirar a obrigatoriedade de: b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	Nas calibrações executadas em laboratórios acreditados, por utilizar fluidos diferentes aos destinados a serem medidos, não é possível alcançar ao mesmo tempo a equivalência entre a viscosidade, massa específica, temperatura e pressão. Pela influência das grandezas envolvidas, se preza sempre por calibrar dentro dos limites de viscosidade e densidade. Esta pratica é adotada internacionalmente.
Alberto Machado Neto	ABIMAQ - Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	Órgão de Classe ou Associação	9.2.5.	Alterar texto: Utilização de metodologia alternativa de calibração, como calibração em vazão mássica ou em Número de Reynolds, pode ser autorizada pela ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo internacional (OIML, ISO e API) e comprovação metrológica.	É fundamental estarmos alinhados com a comunidade técnica internacional
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	3.21	estação de medição - conjunto constituído por medidor e o seu sistema de conversão associado, válvulas, filtros, regulador ou conjunto de regulagem de pressão, conexões flexíveis, derivação/contorno do medidor, dutos de interconexões, conexões e suportes	As definições devem estar alinhadas com os regulamentos e normas existentes, evitando-se ambiguidades de interpretações ao se criar definição alternativa para vocábulo já definido
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	3.3	Conversor de volume de gás do tipo computador de vazão - dispositivo que computa, integra e armazena parâmetros de entrada e dados ligados à medição de gás, como temperatura, pressão, pressão diferencial etc., e processa cálculos com o objetivo de prover indicações de vazão e de totalização de quantidades, por meio da integralização de dados de vazão (tanto na condição-base como na condição de operação) NOTA 1 O conversor de volume de gás do tipo computador de vazão pode compensar a curva de erros de um medidor de gás e transdutores de medição associados. NOTA 2 O desvio da lei dos gases ideais pode ser compensado pelo fator de compressibilidade por meio da inserção de parâmetros ligados às propriedades químicas e/ou físicas do gás.	As definições devem estar alinhadas com os regulamentos e normas existentes, evitando-se ambiguidades de interpretações ao se criar definição alternativa para vocábulo já definido
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	3.38	Proteção dos Sistemas de Medição - Compreende todos os lacres, senhas, dispositivos, mecanismos ou procedimentos, ligações de segurança (malhas) que garantam a inviolabilidade dos sistemas de medição e seus resultados.	Completeza da definição
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	3.5	condição-base - condição de referência para a qual deve ser convertida a leitura de volume (pressão absoluta é de 101,325 kPa e a temperatura de 20°C,	As definições devem estar alinhadas com os regulamentos e normas existentes, evitando-se ambiguidades de interpretações ao se criar definição alternativa para vocábulo já definido. Além disso o termo condição –base foi usado em 3.3 no próprio texto

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	3.6	Deriva - Variação da indicação ao longo do tempo, contínua ou incremental, devida a variações nas propriedades metrológicas dum instrumento de medição.	As definições devem estar alinhadas com os regulamentos e normas existentes. Em havendo algum requisito para a grandeza o mesmo deve ser incorporado ao texto e não a definição
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	5.13	ABNT NBR ISO 5167-1:2008 - Medição de vazão de fluidos por dispositivos de pressão diferencial, inserido em condutos forçados de seção transversal circular - Parte 1: Princípios e requisitos gerais	A norma brasileira é considerada de aplicação prioritária em relação à norma estrangeira e se trata de versão idêntica
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	5.14	ABNT NBR ISO 5167-2:2011 - Medição de vazão de fluidos por dispositivos de pressão diferencial inseridos em condutos forçados de seção transversal circular - Parte 2: Placas de orifício	A norma brasileira é considerada de aplicação prioritária em relação à norma estrangeira e se trata de versão idêntica
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	5.17	ABNT NBR ISO 5167-5:2019 - Medição de vazão de fluidos por dispositivos de pressão diferencial, inseridos em condutos forçados de seção transversal circular - Parte 5: Medidores tipo cone	A norma brasileira é considerada de aplicação prioritária em relação à norma estrangeira e se trata de versão idêntica
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	6.46	As medições de gás natural devem ser convertidas pelos seguintes fatores: a) conversão do volume em função da variação da temperatura nas condições de medição em relação a 20 °C; b) conversão do volume em função da variação da pressão estática nas condições de medição em relação a 101,325 kPa; e c) conversão do volume em função da variação do fator de compressibilidade nas condições de medição em relação à condição padrão de medição, considerando a composição do gás.	Correção de conceito de vocábulo
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	Nova definição	medidor linear medidor de vazão linear que gera um sinal, tipicamente um trem de pulsos, que representa volumes não convertidos EXEMPLOS Medidores tipo turbina, medidores tipo deslocamento positivo, medidores tipo vortex, medi-dores tipo rotativo etc.	E citado mas não foi definido. A definição proposta alinha-se com o vocabulário da ABNT
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	a acrescentar	ABNT NBR ISO 15855:2010 - Medição de gás por medidores do tipo ultrassônicos multitrajetórias	A norma brasileira é considerada de aplicação prioritária em relação à norma estrangeira
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro		Instituição de Ensino/Academia	5.18	ABNT NBR ISO 5168:2015 Medição de vazão de fluidos - Procedimento para avaliação de incertezas	A norma brasileira é considerada de aplicação prioritária em relação à norma estrangeira e se trata de versão idêntica
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	3.1 BSW (Basic Sediments and Water) - Porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido medido.	3.1 BSW (Basic Sediments and Water) - Porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do petróleo medido.	Não se define BSW para gás natural nem para água produzida. Convém portanto alinhar a definição para que fique claro que se aplica a petróleo líquido
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	3.12 Dispositivo de Correção - Dispositivo conectado ou incorporado ao medidor para a correção automática de quantidade mensurada	3.12 Dispositivo de Correção - Dispositivo incorporado ao medidor para a correção automática de quantidade mensurada no momento da medição, levando em conta a vazão e/ou as características do fluido a ser mensurado.	OS RTM de medidores de vazão de líquidos e gás natural do INMETRO não permitem que dispositivos externos não verificados junto com o medidor alterem a leitura de saída do medidor para ajustar o erro. Os ajustes devido a curva de erros ou outros fatores devem estar

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
			no momento da medição, levando em conta a vazão e/ou as características do fluido a ser mensurado e as curvas de calibração pré-estabelecidas.		incorporados no próprio medidor que tem modelo aprovado incluindo dispositivos incorporados, caso contrario não seria possível fazer controle metrologico do medidor, pois o medidor poderia indicar erros fora dos intervalos de erros maximos que "seriam ajustados" posteriormente por um dispositivo acoplado nao controlado.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	3.15 Fator do Medidor - Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um medidor padrão de trabalho ou padrão de referencia e o volume medido por um medidor em operação	mudar a redação do item para incluir a definição de fator de medidor para medidores de vazão em massa, ou criar outro item específico.	este item, como está redigido, da a entender que fator do medidor so se define para medidores volumetricos o que é incorreto.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	3.3 Computador de vazão - dispositivo que computa, integra e armazena parâmetros de entrada e dados ligados à medição de qualquer fluido de hidrocarboneto ...	3.3 Computador de vazão - dispositivo que computa, integra e armazena parâmetros de entrada e dados ligados à medição de qualquer fluido de hidrocarboneto e água	o computador de vazão realiza cálculos de água necessários á medição em apropriação e nas medições operacionais citadas em 1.2.1.1 f)
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	3.31 Medidor (de vazão ou volume) - Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume ou vazão do fluido que passa pelo sensor sob as condições de medição.	3.3.1 Medidor (de vazão, massa ou volume) - Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume, massa ou vazão do fluido que passa pelo sensor sob as condições de medição.	alterar item para considerar medidores massicos, fato que já esta considerado no corpo do RTM
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	5.1.2 Os sistemas de medição devem ser submetidos ao controle metrologico legal pelo Inmetro.	5.1.2 Os sistemas de medição devem ser submetidos ao controle metrologico legal pelo Inmetro, quando houver Regulamentação especifica para isso.	O INMETRO não faz Controle Metrologico de sistemas que não tem RTM próprio adequado ao processo de aprovação de modelo e Verificação Inicial. Por exemplo, hoje não é possível submeter ao INMETRO para aprovação um sistema de medição de Gás Natural com placas de orifício ou um sistema de medição de GNL.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	5.3 inspeção prévia. Fica facultado ao agente regulado a solicitação de inspeção prévia dos sistemas de medição relacionados ao item 1.2.1.1 após a aprovação do projeto e antes da autorização de uso, com o objetivo de avaliar aspectos construtivos de maior impacto no cronograma do projeto objetivo de avaliar aspectos construtivos de maior impacto no cronograma do projeto	solicitação de esclarecimento: a inspeção prévia pode ser executada conjuntamente com o processo de Verificação Inicial do sistema pelo INMETRO ? Ou serão inspeções separadas ? Caso forem separadas a Verificação Inicial do INMETRO sdera anterior ou posterior a inspeção Prévia ?	O INMETRO tem um processo de aprovação de Modelo e Verificação Inicial para que inclua atividades em certo aspecto redundantes com o processo de "inspeção prévia" citado no item. Convém que os processos sejam alinhados para melhor garantir e simplificar o processo de aprovação do sistema de medição.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	6.1.2.e.6.2.2 A medição de nível de liquido devem ser feitas por sistemas automáticos.	esclarecimento: como será o controle metrologico de sistemas de medição de nível automáticos ?	Embora esteja presente no plano de regulamentação, o INMETRO no momento ainda não estabeleceu RTM para medição de nível automático, o que seria necessário para garantir a exatidão das medições, em especial de GNL que não podem ser feitas por trenas manuais.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	6.5.3 Os sistemas de medição de Gás Natural Liquefeito em Linha devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 1.5 estabelecida pela legislação metrológica em vigor.	6.5.3 Os sistemas de medição de Gás Natural Liquefeito em Linha devem ser projetados, instalados e calibrados para permitir medições de volume totalizado com incerteza máxima estimada de 1,5%. Medidores de GNL devem cumprir com a legislação metrológica em vigor.	O texto cita "classe de exatidão de sistema de medição" conceito que foi retirado deste novo RTM, sendo "classe de exatidão" mantido apenas para medidores, em alinhamento com outros RTM do INMETRO, e incertezas de medição de sistemas no anexo III. Propomos que este conceito seja estendido para medição de GNL e de Flare, lembrando que o INMETRO nao publicou RTM aplicável a medidores de GNL (criogênicos).
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor técnico, especialista em sistemas de medição fiscal	6.6.2 Devem ser medidos os volumes totais de água produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados	6.6.2 Devem ser medidos os volumes totais de água produzidos no processo de extração de petróleo e gás, quer eles sejam captados, transferidos, injetados ou descartados,	a redação original esta imprecisa, pode dar a entender que qualquer volume de água , inclusive a agua potável e a usada nas atividades internas de limpeza e higiene deve ser medido. Não aparece nas definições o termo "água produzida"
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	6.6.2 d) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo INMETRO.	6.6.2 d) um computador de vazão compatível com os requisitos deste regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo INMETRO.	Como o RTM de Computadores de Vazão do INMETRO não prevê medição de água, do jeito que esta redigido, não há requisitos a seguir. Propomos uma redação similar ao item 6.6.2 a). Lembrando que água produzida pode ter composição complexa, cálculos podem não ser simples e podem carregar incertezas difíceis de estabelecer.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	8.3.2 analise em linha de GN Quando utilizado Cromatógrafo em linha, fica dispensada a realização de coleta de amostra de gás natural.	8.3.2 Quando utilizado cromatógrafo em linha, este deve atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo INMETRO. Neste caso fica dispensada a realização de coleta de amostra de gás natural.	Os cromatógrafos para analise de gas natural em linha tem RTM próprio do INMETRO, sofrem aprovação de modelo e verificação inicial, convém exigir o atendimento ao RTM do INMETRO. O RTM do INMETRO se limita a analise de hidrocarbonetos ate C6+, que e o usualmente necessário em GN transportado (apos a UPGN) e distribuido. Verificar se isso e suficiente para Cromatógrafos medindo gás na produção e, caso contrario indicar ao INMETRO a revisão do RTM.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	8.4.2 analise em linha de GNL - item adicional sugerido	8.4.2 Quando utilizado cromatógrafo em linha para análise de GNL, este deve atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo INMETRO. Neste caso fica dispensada a realização de coleta de amostra de gás natural.	Incluir item permitindo cromatografos em linha para GNL. Cromatografos em linha para GNL são de uso generalizado mundialmente e podem facilmente ser instalados em linha no Brasil, podendo ser os modelos aprovados pelo INMETRO para GN (ate C6+).
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.1.1 Todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração RBC, ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC ou da IAAC , exceto nas seguintes situações: ... e) analisador de densidade	e) analisador de densidade, exceto quando a medição de densidade afete diretamente a exatidão na medição da vazão em medições fiscais e de transferência de custodia (uso de medidores mássicos com saída direta em volume). Ou Nota: No caso de uso de medidores mássicos com saída direta em volume, onde a medição de massa específica afeta diretamente a medição do volume totalizado, a calibração do densímetro deverá ser feita contiguamente á calibração do medidor de vazão e a incerteza de calibração considerada na estimativa de incerteza na medição do volume.	Quando a medição de volume totalizado e feita diretamente por medidores que tem principio de medição mássico calibrados em volume, a exatidão na medição de densidade pelo densímetro do próprio medidor ou densímetro externo influencia diretamente a exatidão do medidor e a incerteza da medição de volume totalizado. Portanto é importante considerar a incerteza na medição da densidade diretamente pelo medidor mássico ou por medidor externo. A calibração "in situ" das escalas de densidade do medidor ou do densímetro externo nem sempre e feita com rigor suficiente e a incerteza nessa medição nem sempre e considerada na medição do volume totalizado.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.2.1 a), b) e c) "... Medidor padrão de referência calibrado..."	9.2.1 a), b) e c) "... padrão de referência calibrado..."	O "padrão de referência", pode não ser um medidor, pode ser um volume ou massa calibrada, como e o caso dos provadores e reservatórios a conter (tanques Serafin) para instalações de campo.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.2.2 A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) 20% na massa específica e viscosidade; b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	9.2.2 A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a 20% na massa específica e viscosidade; ou manter os limites de P e T apenas para calibração na instalação, com mesmo fluido de operação.	Nas calibrações em laboratório a viscosidade e massa específica são usualmente ajustadas pelo aquecimento ou resfriamento do fluido de calibração, sendo muito difícil ajustar os quatro parâmetros (m, r, P e T) ao mesmo tempo.  10% de pressão pode ser um intervalo muito pequeno especialmente para sistemas operando com linha de baixa pressão (medidores de apropriação e de flare)  É difícil definir em torno de que temperatura de operação do sistema deve ser estabelecido o intervalo de 5°C, ja que o próprio sistema usualmente é especificado e pode opera com variações de temperatura maiores que esse intervalo.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.2.3.1 Calibração em vazão única: a vazão de operação não poderá diferir em mais de 10% da vazão da última calibração	Calibração em vazão única (apenas para calibrações na instalação) : a vazão de operação não poderá diferir em mais de 10% da vazão da última calibração	a calibração em vazão única pode não ser possível em laboratório acreditado, pois contraria a maioria dos procedimentos de calibração de medidores. Em laboratório usualmente a variação da vazão não é um problema, portanto na há necessidade de considerar essa alternativa.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.2.4 e 9.2.5 "...podem ser autorizados pela ANP e INMETRO desde que haja suporte normativo e comprovação metrológica."	pedido de esclarecimento: Caso houver um pleito de alternativa no limite nas condições de fluido ou na metodologia de calibração este deve ser apresentado ao INMETRO, à ANP ou a ambos ? No caso da primeira calibração em laboratório (Verificação Inicial para INMETRO) os laboratórios e fabricantes de instrumentos teriam canal junto á ANP para esse pleito mesmo não sendo agentes regulados ?	Situações alternativas de calibração ocorrem frequentemente em laboratórios ou fornecedores de instrumentos de medição, quando os sistemas de medição ainda não estão sendo operados pelo agente regulado.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.3 Podem ser utilizados os seguintes tipos de padrão de referência: a) provador compacto; b) provador convencional; c) tanque de calibração.	9.3 incluir item d):  "d) medidor padrão de referência."	· Os itens 9.2 e 9.5.1 deste RTM citam a alternativa de "medidor padrão de referência"  · Este subitem somente cita padrões de referência para sistemas de medição de líquidos, mas RTM considera sistemas de medição de gás, onde "provadores compactos e convencionais não se aplicam.  · O padrão de referência típico para calibração "in situ" de sistemas de medição de gás é um medidor.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviçods Ltda	Prestador de serviços de consultoria em medição de vazão	9.9.1.1 "Quando não for possível a compensação total ou parcial dos erros sistemáticos, devem ser incorporados os erros residuais à incerteza do sistema de medição."	Sugerimos retirar o item ou acertar a redação: "Quando não for possível a compensação dos erros sistemáticos, estes devem ser considerados na estimativa da incerteza das medições executadas pelo sistema de medição."	· esse subitem não e necessário, pois "erros sistemáticos " já são considerados na estimativa de incertezas de medições. · Conforme ISO GUM e VIM, incerteza e um qualificador de uma medida não de um sistema ou instrumento. Não se define, portanto, estimar "incerteza de sistema de medição" · Incerteza de medição e um processo estimativo não se "determina incerteza"



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					se "estima incerteza" de uma medida.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	<p>10.1.2 Os sistemas de medição de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites:</p> <p>a) cat. A – vazão igual ou maior que 5.000 m<sup>3</sup>/d;</p> <p>b) cat. B- vazão igual ou maior que 500 m<sup>3</sup>/d, menor que 5000 m<sup>3</sup>/d</p> <p>c) cat. C – vazão igual ou maior que 5 m<sup>3</sup>/d e menor que 500 m<sup>3</sup>/d;</p> <p>d) categoria D - vazão menor que 5 m<sup>3</sup>/d.</p>	<p>Categorizar os sistemas em função de vazão máxima instantânea (m<sup>3</sup>/h) em vez de volume medio diário (m<sup>3</sup>/dia) OU incluir</p> <p>10.1.7 Caso um sistema opere em algum dia com vazão diária média (m<sup>3</sup>/dia) fora de sua categoria esse evento deve ser justificado á ANP.</p> <p>10.1.8 Em nenhum caso o sistema de medição deverá operar fora da faixa de vazão instantânea de trabalho (m<sup>3</sup>/h) que foi aprovada pelo INMETRO.</p>	<p>O sistemas de medição e os medidores são dimensionados, calibrados e têm modelo aprovado pelo INMETRO em função da vazão máxima instantânea (m<sup>3</sup>/h) nos medidores, não do volume diário produzido. As vazões instantâneas de operação (m<sup>3</sup>/h) de cada medidor pode variar durante o dia em função das condições de operação e numeros de medidores em paralelo operando.</p> <p>Alem disso, como os medidores sao dimensionados para vazão máxima muito maior que a diária de operação em m<sup>3</sup>/24h, por este criterio e possivel manter a vazão diaria dentro da categoria operando com os medidores fora da faixa de vazão calibrada e aprovada pelo inmetryo em m<sup>3</sup>/h.</p> <p>O uso de volume produzido máximo diário como critério para a categoria de aprovação pode também provocar o risco de mudança inadvertida de categoria em dias isolados, sujeitando os sistemas a atuação, mesmo mantendo os medidores e sistemas dentro de sua vazão de dimensionamento e aprovação pelo INMETRO.</p> <p>O ideal seria categorizar os sistemas pela vazão máxima de operação em m<sup>3</sup>/h, como faz o INMETRO. Caso a ANP considere melhor manter as categorias em m<sup>3</sup>/dia, uma alternativa seria ao menos colocar uma cláusula permitindo, com justificativa, a operação acima da categoria em dias isolados, desde que não se ultrapasse a vazão maxima instantânea de calibração e aprovação pelo INMETRO.</p>
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	<p>10.1.3 Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites:</p> <p>a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m<sup>3</sup>/d;</p> <p>b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m<sup>3</sup>/d e menor que 1.000.000 m<sup>3</sup>/d;</p> <p>c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m<sup>3</sup>/d e menor que 50.000 m<sup>3</sup>/d;</p> <p>d) categoria D – vazão menor que 5.000 m<sup>3</sup>/d.</p>	<p>Categorizar os sistemas em função de vazão máxima instantânea (m<sup>3</sup>/h) em vez de volume medio diário (m<sup>3</sup>/dia) OU incluir</p> <p>10.1.7 Caso um sistema opere em algum dia com vazão diária média (m<sup>3</sup>/dia) fora de sua categoria esse evento deve ser justificado á ANP.</p> <p>10.1.8 Em nenhum caso o sistema de medição deverá operar fora da faixa de vazão instantânea de trabalho (m<sup>3</sup>/h) que foi aprovada pelo INMETRO.</p>	<p>O sistemas de medição e os medidores são dimensionados, calibrados e têm modelo aprovado pelo INMETRO em função da vazão máxima instantânea (m<sup>3</sup>/h) nos medidores, não do volume diário produzido. As vazões instantâneas de operação (m<sup>3</sup>/h) de cada medidor pode variar durante o dia em função das condições de operação e numeros de medidores em paralelo operando.</p> <p>Alem disso, como os medidores sao dimensionados para vazão máxima muito maior que a diária de operação em m<sup>3</sup>/24h, por este criterio e possivel manter a vazão diaria dentro da categoria operando com os medidores fora da faixa de vazão calibrada e aprovada pelo inmetryo em m<sup>3</sup>/h.</p> <p>O uso de volume produzido máximo diário como critério para a categoria de aprovação pode também provocar o risco de mudança inadvertida de categoria em dias isolados, sujeitando os sistemas a atuação, mesmo mantendo os medidores e sistemas dentro de sua vazão de dimensionamento e aprovação pelo INMETRO.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					O ideal seria categorizar os sistemas pela vazão máxima de operação em m <sup>3</sup> /h, como faz o INMETRO. Caso a ANP considere melhor manter as categorias em m <sup>3</sup> /dia, uma alternativa seria ao menos colocar uma cláusula permitindo, com justificativa, a operação acima da categoria em dias isolados, desde que não se ultrapasse a vazão máxima instantânea de calibração e aprovação pelo INMETRO.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	10.2.3 c) c) padrão de referência para medição fiscal;	10.2.3 c) c) padrão de referência e padrão de trabalho (fixo ou eventual) quando o padrão de referência for um provador compacto, para medição fiscal;	Quando o padrão de referência é um provador compacto, não é possível fazer um teste de integração conforme previsto nos RTM 291 do INMETRO. Alguns medidores de QMM mais elevado como ultrassônicos não são repetitivos em volumes pequenos e exigem um padrão de trabalho (master) tipo turbina. Dependendo do sistema o padrão não precisa ser fixo pode ser instalado somente no momento da calibração/teste de integração
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.2 "Os sistemas de medição devem operar com incerteza inferior às indicadas na Tabela 5 do Anexo III".	9.9.2 "Os sistemas de medição devem permitir medições com incerteza estimada inferior à indicada na Tabela 5 do Anexo III."	· Conforme ISO GUM e VIM, incerteza e um qualificador de uma medida não de um sistema ou instrumento. Não se define, portanto, estimar "incerteza de sistema de medição" · Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se determina ou estabelece incerteza se "estima incerteza" de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.3 Os componentes integrantes dos sistemas de medição devem operar com incerteza e repetibilidade inferiores às indicadas na Tabela 6 do Anexo III	9.9.3 Os componentes integrantes dos sistemas de medição devem operar com repetibilidade e permitir medições com incerteza estimada inferior às indicadas na Tabela 6 do Anexo III	· Conforme ISO GUM e VIM, incerteza e um qualificador de uma medida não de um sistema ou instrumento. Não se define, portanto, estimar "incerteza de sistema de medição" · Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se determina ou estabelece incerteza se "estima incerteza" de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.4 A incerteza relativa do volume total de produção, levando em consideração os sistemas de medição envolvidos e a equação de fechamento da produção, não deve exceder, em situação normal de operação, os limites da Tabela 5 do Anexo III.	9.9.4 A incerteza estimada do volume total de produção medido, levando em consideração os sistemas de medição envolvidos e a equação de fechamento da produção, não deve exceder, em situação normal de operação, os limites estabelecidos na Tabela 5 do Anexo III.	· Conforme ISO GUM e VIM, incerteza e um qualificador de uma medida não de um sistema ou instrumento. Não se define, portanto, estimar "incerteza de sistema de medição" · Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se determina ou estabelece incerteza se "estima incerteza" de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.5 a) memorial de cálculo de incerteza atualizado a cada calibração, inspeção ou qualquer alteração operacional que influencie no resultado da incerteza em até cinco dias úteis; ou	9.9.5 a) memorial do cálculo de estimativa de incerteza da medição atualizado a cada calibração, inspeção ou qualquer alteração operacional que possa influir na estimativa da incerteza em até cinco dias úteis; ou	· Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se determina ou estabelece incerteza se estima a incerteza de uma medida de vazão ou volume.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.5 As incertezas devem ser controladas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação:	9.9.5 As incertezas devem ser estimadas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação:	· Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se "controla", "determina" ou "estabelece" incerteza se estima a incerteza de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.5 b) memorial de cálculo de incerteza fixo estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar constantemente abaixo do limite pré-estabelecido.	9.9.5 b) memorial de cálculo de estimativa de incerteza da medição estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar constantemente abaixo do limite pré-estabelecido.	Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se "determina" ou "estabelece" incerteza, se estima a incerteza de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	SAMANA Serviços Ltda	Consultor Técnico especialista em sistemas de medição.	9.9.6 As incertezas dos sistemas de medição devem ser demonstradas em toda faixa de operação, sendo destacadas pelo menos nas vazões mínima, máxima e de operação.	9.9.6 As incertezas dos volumes medidos pelo sistema devem ser estimadas para toda faixa de operação, sendo destacadas pelo menos nas vazões mínima, máxima e de operação.	· Conforme ISO GUM e VIM, incerteza é um qualificador de uma medida não de um sistema ou instrumento. Não se define, portanto, estimar "incerteza de sistema de medição" · Conforme ISO GUM e ABNT NBR ISO 5168 Incerteza de medição de vazão é um processo estimativo não se "determina" ou "estabelece" incerteza se estima a incerteza de uma medida de vazão ou volume.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	10.4.4 A ANP e o Inmetro poderão permitir que, comprovadas as dificuldades logísticas, as calibrações sejam realizadas temporariamente em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam rastreáveis pelo Inmetro.	10.4.4 A ANP e o Inmetro poderão permitir que, comprovadas as dificuldades logísticas, as calibrações dos medidores de vazão sejam realizadas temporariamente em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam rastreáveis pelo Inmetro.	Entendemos que este item se aplica apenas aos medidores de vazão, pois varios instrumentos tais como analisadores, manômetros e termômetros, não são usualmente calibrados em laboratório.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	13.3 As verificações realizadas pelo Inmetro em sistemas de medição devem ser precedidas de calibrações dos respectivos instrumentos, realizadas por laboratório acreditado.	13.3 Quando solicitado pelo INMETRO, verificações realizadas pelo Inmetro em sistemas de medição devem ser precedidas de calibrações dos respectivos instrumentos, realizadas por laboratório acreditado. OU retirar item.	Normalmente o INMETRO, para as verificações iniciais e subsequentes, aceita que as verificações sejam feitas in situ desde que os padrões sejam calibrados e rastreados e as verificações sejam testemunhadas por um inspetor do IPEM. Acreditamos que esse item é desnecessário.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	ANEXO II: MATRIZ DE ATRIBUIÇÕES	ANEXO I: MATRIZ DE ATRIBUIÇÕES	A numeração dos anexos começa incorretamente, pelo anexo II. Será necessário acertar o texto do RTM de acordo.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	ANEXO III: Tabelas	ANEXO II: Tabelas	A numeração dos anexos está incorreta, esse deve ser o anexo II. Será necessário acertar o texto do RTM de acordo
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 1. Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo	Inserir Nota: Nota: caso os medidores utilizados forem do tipo Coriolis operando com saída em volume, as função "densidade" do medidor deve ser também calibrada no mesmo evento e periodicidade da calibração do medidor	Medidores tipo Coriolis medem a vazão do petróleo em massa e a sua densidade separadamente multiplicando as duas grandezas para apresentar a saídas em volume. Caso o medidor massico for calibrado direto em volume e ocorrer um erro na medição da densidade, esse erro acaba sendo compensado no ajuste do Fator K do medidor e qualquer medição futura com fluido de massa

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					especifica diferente incorrerá em um erro sistemático. A incerteza na medição de massa específica deve ser sempre considerada na estimativa de incertezas na medição de volume com medidores coriolis. O ideal e sempre utilizar o medidor tipo coriolis com saída em massa e fazer a Conversão para volume no computador de vazão.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 2 Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural Analisador em linha cromatógrafo - 12 meses	previamente a cada análise regulamentar	Cromatógrafos em linha são calibrados automaticamente no próprio local de operação, por comparação com mistura padrão certificada, periodicamente ou antes de análise, sendo um processo relativamente simples.. Como as análises de gás são mensais, recomenda-se que uma calibração preceda cada análise.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 2 Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural Analisador em linha densímetro	a cada analise regulamentar do gás ou eliminar item	a densidade de gás pode ser determinada a partir da composição pelo computador de vazão ou pelo cromatógrafo. Essa densidade calculada e usada para corrigir a vazão para as condições de referência. O densímetro não tem função metrológica em sistemas de gás se houver cromatografia em linha, se nao houver GC pode ser determinada a cada coleta e analise regulamentar
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 2 Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural: - Medidor padrão de trabalho Coriolis - Medidor em operação Coriolis com calibração externa - Medidor em operação coriolis com calibração na instalação	Incluir a palavra "(em massa)" após cada item ou colocar uma nota "medidores coriolis para gas devem ser sempre calibrados em massa"	É importante destacar que a medição de gás natural com medidores coriolis e sempre em massa pois o densímetro interno desses medidores não tem exatidão para permitir a saída do medidor em volume.
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição	Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis estimadas para volumes medidos	não se define "Incertezas de sistemas de medição". Incertezas são qualificadores estimativos de medidas
Jorge Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	Consultor   Técnico especialista em sistemas de medição de vazão.	Tabela 6: Incertezas máximas admissíveis dos componentes de sistemas de medição	Tabela 6: contribuição máxima á incerteza estimada dos volumes medidos, oriundos dos seguintes componentes do sistema de medição	não se define "Incertezas de componentes de sistemas de medição". Incertezas são qualificadores estimativos de medidas, no caso de volume
Jorge   Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	consultor tecnico especialista em sistemas de medição	ANEXO IV: NORMAS DE REFERENCIA	ANEXO III: NORMAS DE REFERENCIA	A numeração dos anexos está incorreto, esse deve ser o anexo III. Será necessário acertar o texto do RTM de acordo
Jorge   Gomez Sanchez	Samana serviços Ltda	consultor tecnico especialista em sistemas de medição	Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais	Tabela 7: Periodicidades mínimas para os sistemas de medição operacionais OU Tabela 7: intervalos máximos entre calibrações análise e verificações para sistemas de medição operacionais.	O título do item esta incorreto pois quanto maior o intervalo entre as calibrações menor a periodicidade
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras	Sociedade civil sem fins lucrativos	12.1.12. 12.1.12. Todos os resultados de medições expressos nos relatórios	12.1.12. Todos os resultados de medições expressos nos relatórios devem ter declaradas as incertezas e todos os dados complementares especificados na ISO GUM, tais como	Explicitar os dados que devem ser relatados no certificado visa corrigir uma prática errada dos laboratórios (ocultar algumas informações essenciais), a qual dificulta muito a estimativa de incerteza

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	de Gás Canalizado		devem ter declaradas as incertezas.	índice de confiança, fator de abrangência, graus de liberdade, etc..	(por exemplo demonstrar quais os graus de liberdade calculados no processo de medição no calibração).
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	6.2.3. (c) c) compressibilidade do líquido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição;	c) fator de compressibilidade do líquido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição;	A compressibilidade é uma condição de estado, não uma diferença entre dois estados. Em 101,235kPa haverá um valor de compressibilidade, nas condições de operação haverá outro valor. Caso o texto esteja se referindo à relação entre as compressibilidades nos dois estados, deve-se utilizar o termo "fator de compressibilidade".
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	8.1.5. (a) a) o ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor;	a) o ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do sistema de medição;	A instalação de uma derivação imediatamente antes ou após o medidor pode provocar uma perturbação no regime de escoamento, interferindo na precisão da medição. Utilizando o termo "sistema de medição" englobaria os trechos retos como parte integrante do sistema, dessa forma o ponto de amostragem seria imediatamente a montante ou a jusante do sistema como um todo, em um local onde não cause perturbações no fluxo.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	9.2.3.1. e 9.2.3.2 9.2.3.1. Calibração em uma única vazão: [...] 9.2.3.2. Calibração em múltiplas vazões: [...] b) a calibração deve ser realizada no mínimo em quatro vazões distintas;	(Incluir regra para quando devem ser utilizadas calibrações em uma única vazão e quando deverá ser realizada em múltiplas vazões)	No documento não é especificado quando que deve ser utilizada calibração em única vazão ou em múltiplas vazões. Caso a ausência de regra para a utilização enseje que é facultada a utilização de um ou outro método, não faz sentido a atribuição de quantidade de quantidade mínima de vazões, no caso de calibração em múltiplas vazões.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	9.5.1. (a) a) imediatamente a montante ou a jusante do medidor em operação;	a) imediatamente a montante ou a jusante do sistema de medição em operação;	Deve-se considerar os trechos retos para cada medidor instalado (em operação e padrão). Alterando o termo para "sistema de medição" o padrão seria instalado respeitando o trecho reto do medidor em operação (considerando que o trecho reto é parte integrante do sistema de medição).
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	9.6.1. (c) c) 1% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural;	c) $\pm 1\%$ quando o fluxo estiver entre a vazão mínima e a vazão de transição e $\pm 0,5\%$ quando o fluxo estiver entre a vazão de transição e a vazão máxima, para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural;	Compatibilizar com a Portaria INMETRO nº 150 de 03 de maio de 2020, item 6.3.3.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	9.9. 9.9. Erros e Incertezas	Incluir o seguinte item: 9.9.1. O cálculos de incerteza deverão estar de acordo com o Guia Para a Expressão de incerteza de Medição GUM de 2008 ou documento que vier a substituí-lo.	É necessário definir a metodologia que deve ser adotada para realizar os cálculos de incerteza.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Anexo III Tabela 2 Analisador em linha cromatógrafo ou densímetro - 12 meses - 12 meses - 12 meses	Analisador em linha cromatógrafo ou densímetro - 1 mês - 1 mês - 1 mês - 1 mês	Cromatógrafos são muito sensíveis a variações de temperatura e condições externas, podendo perder sua calibração. Devido a isso os fabricantes tem implementado processos muito simples para realização da calibração em campo utilizando um gás padrão. Tanto que é prática comum a realização desses calibrações em períodos muito inferiores a 12 meses.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Anexo III Tabela 4  Composição do gás natural - 1 mês - - - 3 meses	Composição do gás natural (através de coleta de amostra) - 1 mês - - - 3 meses  Composição do gás natural (através de cromatógrafos em linha) - 1 hora - 1 hora - 1 hora	O texto não está claro de que nos casos de cromatógrafos em linha a análise deverá ser realizada constantemente. Foi incluído também um tempo mínimo de realização de análise com equipamentos em linha (já que a quantidade de análises realizadas no dia é um parâmetro configurável do equipamento)
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Anexo III Tabela 6  1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	6 pulsos a cada 20.000 ou 0,03% durante a fase de transmissão de pulsos	Compatibilização com a Portaria INMETRO nº 499 de 02 de outubro de 2015, a qual estabelece os requisitos para aprovação de modelo de corretores de volume. Se for adotado um requisito mais restrito do que os testes realizados pelo INMETRO na aprovação de modelo, poderá ocorrer a aprovação de equipamentos para transferência de custódia que não podem ser aplicados na prática.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	7.3 (Medição de transferência de Custódia)/7.3.2.3  Nos tanques ou dutos de entrada e saída dos terminais de petróleo ou gás natural e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural;	Nos tanques, dutos, carretas (Iso-container) arqueadas ou balanças localizadas na entrada ou saída dos terminais de petróleo ou gás natural e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural;	Incluir a possibilidade de medição de Gás Natural Liquefeito através de balanças ou volumes de carretas (ou Iso-container) arqueadas. Maior flexibilidade para os contratos de aquisição de GNL pelas distribuidoras.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	9.1.2.1.  A periodicidade é contabilizada utilizando as datas de realização das calibrações ou inspeções.	9.1.2.1. A periodicidade é contabilizada utilizando as datas de instalação.  9.1.2.1.1 O período em que o medidor permanecer em estoque não poderá exceder o período de calibração estabelecido na Tabela 2 do Anexo 2.	Os medidores e as placas de orifício são armazenados em ambiente controlado após as calibrações/ inspeções dimensionais e ainda há tempo de transporte, principalmente quando realizado no exterior. Conflita também com o item 11.2 onde diz que: "Os medidores e instrumentos de medição que compõem o sistema de medição indisponível terão o vencimento da calibração, inspeção dimensional, teste de estanqueidade e amostragem suspensos durante o período de indisponibilidade.", pois nesses casos o sistema de medição fica exposto as intempéries e condições operacionais vizinhas.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Anexo III - Tabela 3  Trecho reto das outras tecnologias de medição (quando aplicável)	Incluir Trecho reto e condicionador de fluxo, das outras tecnologias de medição (quando aplicável)	Importante conhecer a adequação do condicionador de fluxo aplicável ao sistema de medição, pois o mesmo influencia na estabilidade do sistema e na sua precisão.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Anexo III Tabela 6  Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo - Repetitividade: 0,28% em 3 corridas sucessivas  Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis- Repetitividade: 0,40% em 3 corridas sucessivas	Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – turbina ou deslocamento positivo - Repetitividade: 0,40% em 3 corridas sucessivas  Medidor em operação de gás natural fiscal ou transferência de custódia – ultrassônico ou coriolis- Repetitividade: 0,40% em 3 corridas sucessivas	Não é correto aplicar valores de incerteza diferentes para cada tecnologia. O objetivo é ter um sistema com confiabilidade metrológica, as tecnologias adotadas devem se adequar aos requisitos expostos, independente do tipo de medidor. Inclusive podem haver outras tecnologias a serem desenvolvidas, as quais poderiam ser utilizadas desde que atendam aos requisitos metrológicos expostos na resolução.
Patrick de Souza Pinto	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sociedade civil sem fins lucrativos	Seção 6 (Tipos de medição de fluidos), item 6.2 ( Gás Natural Liquefeito)  6.2. Gás Natural em Tanque 6.2.1. Os tanques utilizados para medição de gás natural liquefeito devem atender aos seguintes requisitos: a) possuir Certificado de Arqueação emitido seguindo diretrizes do Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque; b) possuir bocas de medição e de amostragem do conteúdo, quando aplicável; c) possuir mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição, quando aplicável; d) manter todas as condições gerais exigidas pelo Inmetro.	i) Opcionalmente, a medição de GNL através de Iso-container poderá ocorrer através de carretas arqueadas ou balanças rastreáveis.	Incluir a possibilidade de medição de Gás Natural em tanque no estado Liquefeito (GNL) através de balanças ou volumes de carretas (ou Iso-container) arqueadas. Maior flexibilidade para os contratos de aquisição de GNL pelas distribuidoras.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	6.3. Petróleo em Linha 6.3.1. Os sistemas de medição de petróleo em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:	Incluir subitem: i) recursos adicionais para possibilitar as Verificações Iniciais e Subsequentes pelo INMETRO (ex.: medidor móvel padrão de referência)	Orientar o usuário para atender de forma completa o atendimento aos requisitos da Portaria INMETRO 291 de 7 de julho de 2021 - Regulamento Técnico Metrológico consolidado para sistemas de medição dinâmica equipados com medidores para quantidades de líquidos
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	8.3. Gás em Linha 8.3.2. Quando utilizado cromatógrafo em linha, fica dispensada a realização de coleta de amostra de gás natural.	- Deve ser esclarecido qual o procedimento em caso de falha do cromatógrafo em linha; - Deve ser previsto um sistema de condicionamento da amostra a montante do cromatógrafo em linha; - Incluir tomadas para amostragem manual no sistema de condicionamento de amostra do cromatógrafo em linha; - Deve ser esclarecido se os resultados da cromatografia em linha possam passar por uma validação (processo normal atualmente) antes	Possibilitar a continuidade do processo de amostragem do gás em caso de falha do cromatógrafo em linha e orientar o usuário quanto à boa prática na gestão dos resultados das análises da composição do gás natural.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				de sua atualização nos computadores de vazão.	
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	9. CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS	Criar item específico para calibração de medidores de gás do tipo linear: - A calibração in loco dos medidores de vazão de gás natural em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) 40% na massa específica e viscosidade; b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	Deixar claro que as calibrações são realizadas in loco. Os laboratórios de calibração de gás externos não possuem essas condições, mesmo nos laboratórios em nível internacional.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	9. CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS	- Deve ser criado um item para "calibração de medidores de vazão em laboratórios externos" com o fluido de calibração similar ao da operação com desvios inferiores a: a) óleo : 20% na massa específica e viscosidade; b) gás : 40 % na massa específica e viscosidade;	Deixar claro que há limitações nas condições de processo (pressão e temperatura) nos laboratórios externos de calibração de gás, mesmo em nível internacional.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	9. CALIBRAÇÕES E INSPEÇÕES DIMENSIONAIS subitem 9.2.2.	Mudar a redação para: 9.2.2. A calibração in loco dos medidores de vazão de óleo em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) 20% na massa específica e viscosidade; b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	Deixar claro que essas condições são para a calibração in loco. Tais condições não são encontradas nos laboratórios externos de calibração mesmo em nível internacional.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	9.3. Padrão de Referência	Incluir subitem: d) medidor padrão de referência (para Verificações Inicial e Subsequente pelo INMETRO).	Orientar o usuário para atender à Portaria INMETRO 291 de 7 de julho de 2021 - Regulamento Técnico Metroológico consolidado para sistemas de medição dinâmica equipados com medidores para quantidades de líquidos.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	Itens genéricos/definições	- Adotar "massa específica" no lugar de "densidade". - Definir "comprovação metrológica": Conjunto de operações necessárias para assegurar que um equipamento de medição atende aos requisitos para seu uso pretendido e que normalmente inclui sua calibração, a comparação dos resultados entre calibrações com diferentes fluidos ou condições de processo ou equivalência de Número de Reynolds, ou outras metodologias e se a extrapolação de resultados na calibração é permitida.	Uniformizar a terminologia com os demais documentos técnicos e regulatórios.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		Consultor Independente	NORMAS DE REFERÊNCIA	1. Inmetro Incluir: INMETRO 298/2021 - Computadores de vazão e conversores de volume	Completeza das normas de referência.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	1.2.2 b)	Proposta 1 (preferencial): Retirar esse item do novo RTM.  Proposta 2: Alterar o texto para : " a qualquer momento, devendo neste caso a adequação ser feita em prazo estipulado pela ANP, não inferior a trezentos e sessenta e cinco dias ."	N/A



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	4.2.2.1./4.2.2.2	Proposta: As atualizações, substituições ou inclusões de regulamentos ou normas devem ser solicitadas pela ANP, em prazo negociado, não inferior a 365 dias, entre a ANP/ Inmetro com a Transportadora, quando causarem impacto apenas em nível de procedimentos ou onde fique comprovado que a não alteração dos sistemas de medição trará prejuízos para terceiros e, terão seus efeitos devidamente reconhecidos na Base Regulatória de Ativos e/ou tarifas de transporte, quando aplicável.	Esta atividade será uma boa prática entre o transportador e o órgão regulador, tendo em vista que haverá maior robustez na definição de prazos com a transparência das atividades operacionais e de projeto.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	5.2.4	Comentários: Diferenciar a exigência da documentação para ativo novo e existente. Haverá algum procedimento específico para emissão da Autorização de uso ou será apenas por ofício e por qual superintendência?	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	5.2.4.1.	<p>Neste item sugerimos explicitar o que não deve ser considerado como modificação de projeto.</p> <p>a) substituição de instrumentos dos sistemas de medição (medidores de vazão, computadores de vazão, elementos secundários) por outro de mesmo modelo ou de outro modelo similar e (ou) fabricante, desde que sejam respeitados os requisitos regulatórios, como necessidade de portaria de aprovação de modelo de instrumentos de medição pelo INMETRO.</p> <p>a. Substituição de medidor de vazão por outro de mesma tecnologia e diâmetro, por outro de mesmo modelo ou de outro modelo similar e (ou) fabricante, desde que sejam respeitados os requisitos regulatórios, como necessidade de portaria de aprovação de modelo de instrumentos de medição pelo INMETRO.</p> <p>b. Substituição de placa de orifício por outra de diâmetro nominal e diâmetro orifício diferente.</p> <p>c. Substituição de elementos secundários sem alteração das variáveis medidas originalmente, incluindo instalação/remoção de splitrage, e alterações de protocolo de comunicação. por outro de mesmo modelo ou de outro modelo similar e (ou) fabricante, desde que sejam respeitados os requisitos metrológicos aprovados pelo Inmetro.</p> <p>d. Substituição ou Inclusão de trechos retos, válvulas porta-placa e condicionadores/retificadores de fluxo sem alteração das dimensões nominais de projeto;</p> <p>e. Substituição de computador de vazão por outro de mesmo modelo ou de outro modelo similar e (ou) fabricante, desde que sejam respeitados os requisitos</p>	<p>- A instalação de cromatografia em linha trata-se de uma prática de excelência operacional, que confere maiores exatidão e confiabilidade aos sistemas de medição e não representa qualquer impacto à operação ou alteração do projeto da instalação.</p> <p>- Propõe-se que, para medidores e computadores de vazão com o mesmo princípio de funcionamento, a mudança de modelo e (ou) fabricante não seja considerada mudança de projeto, desde que sejam respeitados os requisitos regulatórios, como necessidade de portaria de aprovação de modelo de instrumentos de medição pelo INMETRO. O mesmo se aplica a instalação de cromatografia em linha, que deve ser tratado como melhoria operacional e não alteração de projeto, quando o ponto de entrega já atende aos requisitos através de associação de cromatografia de outro ponto de entrega.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				regulatórios, como necessidade de portaria de aprovação de modelo de instrumentos de medição pelo INMETRO. f. Alteração de firmware do computador de vazão para outro autorizado em sua portaria de aprovação de modelo; g. A instalação de cromatógrafos mesmo que não exigido pela RANP 16 não necessitam de autorização a ANP. Uma vez que o sistema eletrônico de medição de um ponto de entrega já é dotado da funcionalidade de escrita da cromatografia a partir da associação, via sistema supervisorio, a um cromatógrafo de outra estação. A associação poderá ser feita através de metodologia definida pelo transportador, que garanta a maior representatividade do gás entregue no ponto de transferência de custódia. 5.2.4.2. Todas as atualizações listadas no item 5.2.4.1 dispensam a inspeção in loco para autorização. 5.2.4.3. Os demais casos serão analisados individualmente pela ANP no que se refere a alteração das características originais do projeto e quanto à necessidade de inspeção in loco.	
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	5.4.1.1	Os sistemas de medição do item 5.4.1 serão objeto de autorização de operação pela ANP, no âmbito da regulamentação vigente.	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	5.4.2 /5.4.3	Proposta de texto: - Para pontos operacionais que não sejam utilizados como redundância para os pontos de transferência de custódia, não será aplicada a exigência de documentação.	Justificativa: É um sistema utilizado para controle operacional e não envolve medição atrelada a faturamento."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	6.4.1.	Proposta de texto: - Para pontos operacionais que não sejam utilizados como redundância para os pontos de transferência de custódia, que exigem um menor rigor metrológico, ficam dispensadas as alíneas ""c"" , ""f "" . - O item ""h"" não é aplicável para as transportadoras de gás natural, devido não haver sistema de calibração em linha.	Justificativa: É um sistema utilizado para controle operacional e não envolve medição atrelada ao faturamento."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	6.4.4	Comentários : Esclarecer se o agente regulado deverá seguir a portaria 150-Inmetro, para atender a classe de exatidão dos medidores a gás.	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	7.3.3. & 7.3.3.1	Proposta de texto: 7.3.3. É vedada qualquer possibilidade de contorno não autorizada pela ANP dos sistemas de medição de transferência de custódia.  7.3.3.1. Ficam dispensados de nova autorização de uso de contornos, as situações onde forem definidos e	Garantir o transporte e entrega das refinarias, térmicas e CDL's e consequentemente ao consumidor final."

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>aprovados pela ANP, nos termos do Contrato de Transporte de Gás, os procedimentos de medição em casos de comprovada necessidade operacional para evitar interrupção de fluxo e desabastecimento.</p> <p>7.3.3.2. A possibilidade de contorno de medição, para os demais casos, poderá ser previamente autorizada pela ANP na medida de sua comprovada necessidade operacional. A autorização deve ser explícita, fundamentada e deve especificar as condições de aplicação no sistema de medição a que se refere.</p>	
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	Art. 3º	<p>Proposta 1 (preferencial): Retirar esse item do novo RTM.</p> <p>Proposta 2: Sugerimos a seguinte proposta de alteração do texto referente ao Art 3º:</p> <p>"A ANP poderá, justificadamente, exigir a adequação física dos sistemas de medição em operação, ou dos projetos já aprovados no âmbito da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013, para cumprimento dos requisitos previstos no Anexo I, mediante procedimento específico no qual será estipulado o prazo para a adequação, não inferior a trzentos e sessenta e cinco dias ."</p>	Justificativa: Dado que as instalações já operam em conformidade com a Autorização de operação já concedida pela ANP, entendemos não serem necessárias a adequação. Além disso, temos os custos envolvidos, prazos de importações de equipamentos e materiais, limitação do espaço físico das instalações existentes para aumento da área dos SKIDS, se tornando inviável a adequação destes ativos. Prazos maiores também permitirão que as transportadoras garantirão a eficiência e competitividade das tarifas de transporte conforme presente no artigo 13, da lei 14134 de 2021 bem como a qualidade dos projetos.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	8.1.4 / 8.1.6 / 8.3.2	<p>Sugestão de texto:</p> <p>Para os pontos de transferência de custódia de gás natural, as propriedades do fluido devem ser determinadas por ao menos um dos seguintes métodos: a) amostragem automática proporcional à vazão; b) amostragem manual; e c) analisador em linha, de acordo com os requisitos estabelecido no Artigo 6º da Resolução ANP nº16/2008, itens I e II.</p> <p>Para os pontos de transferência de custódia com a ausência de obrigatoriedade conforme os requisitos RANP 16, devem ser mantidos os critérios de escrita remota mediante a realização da associação de cromatografia, sendo dispensada a obrigatoriedade de instalação de sistema de amostragem manual.</p>	Os dados de PCS e qualidade do gás natural, não sofrerão quaisquer impactos ao utilizarmos a a associação de qualidade e critérios de escrita remota para os pontos de transferência de custódia em que não sejam obrigatórios a utilização de cromatografia em linha.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	8.1.5.a)	Sugestão de texto: O ponto de amostragem deve estar localizado a montante ou a jusante do medidor, conforme estabelecido na norma API MPMS 14.1.	As transportadoras utilizarão a norma API MPMS 14.1 atendendo ao requisitos técnicos relacionados ao ponto de amostragem de gás natural."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGÁS	Órgão de Classe ou Associação	9.1	Proposta de texto: A calibração e a inspeção dimensional de instrumentos ou de sistemas de medição não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III, de acordo com sua aplicação. Sendo a frequência passível de pleito de extensão.	O pleito está de acordo com os critérios da Resolução ora vigente.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.1.2.1	<p>1- A utilização do medidor ultrassônico até a data da expiração do período entre calibrações quando só então seja segregado (impedido de operar) até que o processo de recalibração o coloque em condições de operação novamente.</p> <p>2. No caso de início de operação de um novo ponto de transferência de custódia, o tempo até a primeira calibração seja contado a partir do comissionamento do ponto e não a partir da calibração inicial (de fábrica);</p> <p>3. A alteração da data de início de contagem do prazo de calibração para a data da reinstalação do medidor com a condicionante de disponibilizarmos para a ANP evidências da data da reinstalação do medidor, com prazo máximo para a reinstalação de 1 (um) ano após a data de emissão do certificado de calibração anterior. A ATGÁS entende que a data de validade da calibração dos medidores ultrassônicos entra em vigor na data de reinstalação. Com prazo de reinstalação de 1 ano após a calibração.</p> <p>Sugestão de texto: A periodicidade é contabilizada utilizando as datas de realização das calibrações ou inspeções.</p> <p>(i) O prazo de validade de um certificado de inspeção dimensional de placa de orifício é 12 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 24 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.</p> <p>(ii) O prazo de validade de um certificado de inspeção dimensional de trecho reto é 36 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 72 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.</p>	Ganhos com exatidão, interoperabilidade, segurança, garantia integral do atendimento à periodicidade de calibração.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.1.5.	<p>Proposta de texto: Os resultados da calibração e inspeção dimensional devem ser implementados na configuração dos sistemas de medição:</p> <p>a) após a emissão de certificado e antes do retorno à operação do elemento calibrado ou inspecionado; ou</p> <p>b) em até 10 dias úteis da realização da calibração ou inspeção do elemento.</p> <p>Solicitamos esclarecer o entendimento do ""item b"": Poderemos parametrizar o sistema sem a emissão do certificado no prazo estipulado?</p>	Caso o entendimento, seja a parametrização do sistema sem a emissão do certificado no prazo estipulado, solicitamos a prorrogação de 5 para 10 dias úteis. Prazo mais dilatado para o atendimento dos laboratórios acreditados RBC.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.2.2 - c	Proposta: b) 10°C na temperatura c) Excluir.	Nenhum laboratório de calibração possui uma faixa que contemple todas as possibilidades de pressão de operação no campo. Caso seja mantido, os agentes deverão enviar seus medidores para diversos laboratórios em diversos contratos, onerando excessivamente o custo de calibração. Ademais, a maioria dos laboratórios trabalham e tem suas instalações em loops de gasodutos, sem controle de pressão, o que limita a calibração à pressão de operação do gasoduto de transporte. A sensibilidade do medidor à pressão deve ser declarada pelo fabricante, que deverá informar a faixa de operação de pressão possível para a calibração."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.2.3.2 d)	Proposta de texto: Turbinas: O setor não linear do medidor (<20%Qmax) apresenta comportamento específico individual o que sugere uma densidade de pontos diferente do setor linear (>20%Qmax).	Não é possível uma faixa de regularidade no range de vazão. Além disso, não há controle de vazão capaz de alterar o perfil de consumo do cliente."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.2.3.2 f)	Proposta: f) A vazão de operação não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima da última calibração. Para o caso de situações excepcionais, o transportador deverá notificar o carregador para adequação das condições de projeto.	Em situações excepcionais, instalações podem operar com vazões fora do limite calibrado. A ocorrência deste fato foge ao controle da transportadora.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.2.4	Proposta de texto: Limites ou procedimentos distintos dos estabelecidos nos itens 9.2.2 e 9.2.3 não necessitam ser autorizados pela ANP e Inmetro desde que haja comprovação metrológica.	As normas contidas no Anexo IV para calibração de medidores (como AGA7 / AGA9 / ISO-17089) já informam sobre os pontos a serem calibrados. Reescrever o item declarando que: não há necessidade de autorização da ANP para o item 9.2.3 pois as normas já orientam.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.6.1 - c	Proposta: Para o transporte de gás natural, serão considerados os limites estabelecidos na portaria 150/Inmetro, para classificação dos eventos de falha presumida nos medidores de vazão.	O limite estabelecido para a transferência de custódia de gás natural está conflitante com os requisitos estabelecidos na Portaria 150 Inmetro.
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		consultor independente	9.1.1. Todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração RBC, ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation), exceto nas seguintes situações: f) calibração de cromatógrafo;	Incluir um item orientando o usuário sobre como obter o gás padrão, sua composição, sua certificação.	Conforme o item 9.1.1.1. As calibrações referidas nos subitens do 9.1.1 devem garantir a rastreabilidade ao SI. Nada é dito sobre como obter o gás padrão, sua composição, sua certificação.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Jose Alberto Pinheiro da Silva Filho		consultor independente	NORMAS DE REFERÊNCIA	Incluir: INMETRO 188 / 2021 - Regulamento Técnico Metrológico consolidado para cromatógrafos a gás em linha.	Orientar o usuário.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	ANEXO III - Tabela 2	Tabela 2 Redução na periodicidade das calibrações externas dos medidores de gás (todas as tecnologias)	Hoje já temos no Brasil laboratório de vazão (RBC) de gás em fase final de construção para atendimento a estas demandas, com isso não há necessidade de longos prazos para realizar a logística para calibração no exterior.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	ANEXO III - Tabela 6	Tabela 6 Solicitamos seguir os mesmos critérios de repetibilidade definidos pela Portaria Inmetro nº 291/2021 para os medidores de vazão de petróleo. A minuta define como limite máximo a repetibilidade 0.05%, a Portaria Inmetro define como 0.12% (fiscal).	Seguir as definições do organismo metrologico legal do Brasil (Inmetro), assim como outras referencias internacionais.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	ANEXO IV	Normas de Referências	Solicitamos esclarecer se é permitido o uso de versões anteriores das normas citadas para os sistemas já aprovados pela ANP.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 10.2.1, 10.3.1, 10.4.1	Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia para petróleo e gás natural devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Solicitamos esclarecimento para a definição de "arranjo redundante", sobre necessidade de alteração dos pontos instalados e prazo para adequação.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 10.2.5	Entendemos que houve um erro de interpretação e o correto seria a palavra "permitido" no lugar da palavra "vedado"  10.2.5. Fica permitido o uso de sistemas de medição por diferencial de pressão para medição fiscal e transferência de custódia apenas para o fluido de gás natural previstas no item 1.2.1.1.	Se o entendimento estiver errado, Solicitamos esclarecimento sobre necessidade de alteração dos pontos instalados, prazo para adequação, tecnologias que podem ser aplicadas nestes pontos de medição.  Solicitamos esclarecer e confirmar se neste caso o entendimento não seria para vetar medição fiscal e transferencia de custódia para Petróleo?
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 10.4.2	Entendemos que houve um erro de digitação, no lugar de "9%" deverá ser "1%" 10.4.2. O limite máximo de BSW nas medições de petróleo fiscal e de transferência de custódia definido em 7.1.4 e 7.3.4 é de 1%,	Correção para erro de digitação
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 12.1.13.1	12.1.13.1. Os seguintes relatórios dos computadores de vazão dos pontos de medição obrigatórios do envio de registros de medição em arquivos tipo xml à ANP, devem ser armazenados diariamente: a) log de eventos; b) relatório de alarmes; c) configuração do dia; d) relatório de volume diário; e) relatório de volume horário.	Solicitamos esclarecimento quanto ao relatórios dos computadores de vazão citado no item 12.1.13.1, para atendimento a este item, considerar os arquivos com extensão XML?
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 8.1.6	8.1.6. Todos os sistemas de medição devem possuir sistema de amostragem manual, exceto medição de água.	Definir que não é necessário sistema de amostragem manual para medição de água

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Guilherme Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 8.1.7.1	8.1.7.1. Os procedimentos a serem seguidos para a coleta, lacre e envio de amostras previstos no item 8.1.7 serão definidos pelo agente regulado e autorizados pela ANP.	Esclarecendo melhor a ação da operadora e ANP.
Guilherme Quevedo Sette	Conaut Controles Automáticos Ltda	Laboratório RBC/Fabricante /Prestador de Serviços	Item 8.2.4	Esclarecer o significado da palavra imediatamente - ou identificar uma distância entre ponto de amostragem e misturador, evitando uso da palavra "imediatamente" neste caso.  8.2.4. O sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem.	Definir melhor a posição do ponto de amostragem.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	10.1.4	Sugestão de texto: Para aplicações de transferência de custódia, a estimativa do volume de gás natural transportado, entre o momento da falha e a saída de operação de um medidor em um ponto de entrega, será calculada, conforme previsto no contrato entre Transportador e Carregador, para todas as categorias de vazão do item 10.	As condições operacionais para o transporte de gás natural entre os pontos de transferência de custódia são definidas em contrato e validadas pela ANP."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	10.1.6.	Comentário: Como será o processo para expedição do ato específico?"	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	10.2.4 e 10.3.3	Proposta de texto: Solicitamos retirar o texto: ""e de transferência de custódia"" e substituir por: Os sistemas de medição fiscal de gás natural devem possuir: a) cromatógrafo em linha. b) padrão de trabalho: c) válvulas com controle automático	As partes envolvidas no contrato acompanham os valores medidos nos pontos de transferência de custódia e se auto fiscalizam. Desta forma, solicitamos que este item seja aplicado somente para medição fiscal. Seguem as justificativas item a item:  a) cromatógrafo em linha: De acordo com o artigo 6º inciso II da RANP n16/2008, O transportador fica obrigado a realizar a análise do produto e a emitir o Boletim de Conformidade com os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características: poder calorífico superior; índice de Wobbe; teores de metano, etano, propano e mais pesados; inertes (N2+CO2); dióxido de carbono e oxigênio; nos seguintes pontos : II em todos os pontos de entrega com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a 400 mil m³/d no intervalo máximo de 24 horas a partir da primeira entrega. Portanto, o requisito apresentado está em conflito com a RANP nº16/2008.  b) padrão de trabalho: O termo ""padrão de trabalho"" não está definido no RTM, não sendo aplicável caso as calibrações dos medidores sejam realizadas em laboratórios externos.  c) válvulas com controle automático: Nos pontos de transferência de custódia em operação, os projetos foram aprovados e implementados com válvula manual pela ANP. Além disso, devido tais

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					pontos estarem em sua grande maioria localizados em regiões de difícil acesso e infraestrutura, temos como princípio a autonomia desta instalação, dado que as questões relacionadas a energia (falta de suprimento da concessionária, Descarga atmosférica (Uso Sistema SPDA) e furtos e vandalismos (envolve segurança patrimonial) e energia reserva (UPS e banco de baterias) são inerentes a instalação. Desta forma, caso seja necessário implementar a válvula de controle automático em novos projetos, esse investimento será automaticamente inserido na BRA (base regulatório de ativos).
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	11.1	Proposta de texto: Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo e gás natural são considerados indisponíveis quando: a) o sistema de medição for mantido isolado por meio de bloqueios físicos feitos por meio de flange cego, raquete ou figura 8; b) em todos os bloqueios aplicados for mantido controle de lacres com padrão definido pelo transportador. c) cada operação de bloqueio ou desbloqueio for comunicada à ANP após o evento, utilizando padrão definido pela ANP. Sendo que, fica dispensada a comunicação para operações de rotina, como a retirada de medidores para calibração externa ou manutenção.	b) em todos os bloqueios aplicados for mantido controle de lacres com padrão definido pelo transportador. (O transportador utiliza seu próprio modelo de gerenciamento de lacres para atendimento ao RTM). c) cada operação de bloqueio ou desbloqueio for comunicada à ANP após o evento, utilizando padrão definido pela ANP. Sendo que, fica dispensada a comunicação para operações de rotina, como a retirada de medidores para calibração externa ou manutenção.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	13.4	Proposta de texto: Solicitamos retirar o texto: ""mas não se limitam a"" e substituir por: ""As fiscalizações ou as verificações podem incluir: ""	O texto atual não delimita todo o escopo de atividades necessárias para serem atendidas pelo transportador.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	13.5	Proposta: Excluir o item 13.5.	Pode onerar excessivamente os agentes. Os agentes teriam que prover pessoal e equipamentos que podem estar fora da dimensão de recursos atualmente disponíveis pelo operador.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	13.6.	Proposta de texto: Quando a ANP ou o Inmetro solicitar, durante a fiscalização ou verificação, acompanhamento de operações, o agente regulado deve providenciar a realização deste dentro de 10 dias corridos da data de solicitação.	Solicitamos a extensão do prazo devido a disponibilização mão de obra, recursos, viagens, que podem envolver visitas técnicas a campo, download de arquivos entre outros.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	6.4.4.1 / 9.9.2.	Sugestão: Proposta de alteração de texto: Os sistemas de medição utilizando medidores turbina e rotativos devem operar com as incertezas máximas de 1,5%. Solicitamos alteração para estas condições na tabela 5 do anexo III.	Segundo a norma construtiva do medidor tipo turbina, o limite de erro máximo considerando as recomendações dessa norma é de 1% no medidor primário. Na faixa abaixo de 20% Qmax o limite de erro é de 1,5%. Considerando a dificuldade de se atingir 1% de incerteza máxima de sistemas de medição compostos por medidores rotativos e turbinas, solicita-se que a incerteza máxima para estes sistemas sejam de 1,5%.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.9.3	"Proposta de texto: O limite de incerteza de calibração da malha em campo (análogo a modalidade de calibração nas instalações do cliente) deverá ser na temperatura de 1°C ). Quanto a pressão, o limite de incerteza de calibração, utilizar 0,5% de erro típico das malhas de CMC do laboratório).	O limite de incerteza de calibração da malha em campo (análogo a modalidade de calibração nas instalações do cliente) deverá ser na temperatura de 1°C (0,5°C adicionado a 0,5% de erro típico das malhas de CMC do laboratório). Medições de temperatura: Considerando o item 9.9.1.1 que exige incorporar erros a incerteza, o limite aqui proposto é cinco vezes menor que os limites contratuais. É possível obter as incertezas do transmissor de temperatura em laboratório sob condições controladas, entretanto, ao reinstalá-lo e submetê-lo as condições de campo a componente de temperatura ambiente impõe uma incerteza da medição maior. Os valores de incerteza máxima admissível segundo a tabela 6 são abaixo da capacidade de medição e calibração (CMC) que o laboratório acreditado RBC, alcança com a acreditação. Medição de pressão: Considerando o item 9.9.1.1 que exige incorporar erros a incerteza, o limite aqui proposto é menor que os limites contratuais. A tecnologia (especificação dos componentes) submetida as condições de campo tornam as incertezas resultantes além desses limites. (CMC 0,17%@35 kgf/cm²).
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	9.9.5	"Proposta de texto: As incertezas devem ser controladas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação: a) memorial de cálculo de incerteza atualizado a cada calibração, inspeção ou qualquer alteração operacional que influencie no resultado da incerteza em até cinco dias úteis da data de emissão do certificado de calibração ou inspeção. Caso o equipamento não entre em operação em até 10 dias úteis da emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional, o cálculo de incerteza deverá ser atualizado antes da entrada em operação do equipamento.	Sugerimos a extensão do prazo para garantir o atendimento da emissão do relatório de incerteza, levando em conta o período necessário para emissão dos certificados de calibração, em atendimento aos trâmites do laboratório acreditado e seguido os requisitos da Norma NBR-ISO/IEC 17025, de 2017, item 4.1.3."
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	5.5.3.2 - Prazo para envio de notificação de falha e notificação para sistemas de apropriação	Sugerimos que o prazo para notificação de eventos de falha nos sistemas de medição fiscal e apropriação seja 3 (três) dias úteis a partir da detecção do evento. Sugerimos também alteração do texto "apropriação" para "apropriação do tipo contínua" (conforme o item 1 do Ofício Circular nº 2/2021 de 19/05/2021).	Especialmente para os casos em que o sistema de medição seja operado por uma empresa afretada junto ao Agente Regulado, há um trâmite interno de comunicação entre o técnico de medição e engenheiro de medição da Afretada, seguido de comunicação e entendimento da falha entre a afretada e o Agente Regulado antes do envio da NFSM à Agência.  Quanto à alteração do texto para "apropriação do tipo contínua", isso se dá pelo fato de não haver sentido notificar uma falha de medição de um sistema de apropriação com separador de testes em momentos que não está havendo teste de poço ou em situações que o teste de poço não seja validado.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	8.1.6 - Pontos de amostragem manual	Sugerimos a exclusão deste item ou que seja autorizado a não instalação de ponto de coleta manual quando houver, comprovadamente, pontos de medição que tenham as mesmas características, conforme item 4.1.3 da resolução ANP52/2013 (para casos de medição de gás). A sugestão se aplica também para pontos de medição de óleo	É razoável a utilização da mesma análise cromatográfica em pontos com as mesmas características (exemplo: Gas Lift total ser utilizado também para os pontos de gás lift individual. Ou mesmo skid fiscal de óleo, o mesmo fluido que é derivado para 3 ou 4 tramos de medição, poderiam ter um único ponto de amostragem no header do skid fiscal).
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 3.52 - Vazão de Operação	Sugerimos que a definição de "Vazão de Operação" seja considerada a vazão média diária do ponto de medição para fins de atendimento aos limites de operação dentro da faixa (ref item 9.2.3.1 e 9.2.3.1.f). Considerar a vazão média em que o ponto esteve em operação no dia	Caso haja alguma instabilidade do processo, ou mesmo durante alinhamento de um ponto de medição, o sistema pode operar por períodos pequenos (situação pontual) fora da faixa calibrada. Caso seja adotada a vazão instantânea, o controle diário das condições de processo se torna ainda mais complexo e haverá um aumento significativo na emissão de NFSM. Dessa forma, sugerimos que seja adotada a média diária.
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 3.6 - Deriva do Medidor	Sugerimos que a variação considerada para determinação da deriva do medidor seja calculada pela variação ponto a ponto, ou seja, comparando cada faixa de vazão calibrada com a faixa mais próxima da calibração anterior (conforme item nº 11 da Carta Circular nº 01 de 20/05/2020).	Conforme o que já vem sendo realizado seguindo o item nº 11 da Carta Circular nº 01 de 20/05/2020.
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 5.1.4.1 - Auditorias da qualidade do sistema de gestão	Solicitamos esclarecimento quanto às tratativas que serão dadas pela Agência para desvios encontrados em auditorias internas, quando devidamente tratados em conformidade com o sistema de gestão adotado	Entendemos que desvios de qualidade identificados e registrados em auditoria, se devidamente tratados conforme o sistema de gestão, não devam ser utilizados como base para penalização do agente regulado em auditorias da Agência
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 6.6.2 - Instrumentos de pressão e temperatura na medição de água	Sugerimos exclusão das alíneas "b" e "c", de forma a não haver obrigatoriedade de compensação de pressão e temperatura para sistemas de medição de água.	Não entendemos haver ganho metrológico significativo que justifique a necessidade de compensação de temperatura e pressão para sistemas de medição de água.
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 7.2.4.10 - Massa específica utilizada em testes de poço	Sugerimos que a coleta e análise de densidade em testes de poço sejam realizadas imediatamente antes do início do teste de poço, após período mínimo de 2 horas de estabilização do poço alinhado ao Separador de Testes. Quanto à análise de BS&W, não entendemos haver necessidade de alteração no texto proposto, ou seja, as análises devem ser provenientes de coletas realizadas ao longo do teste de poço	Se massa específica do teste de poço precisar ser utilizado no próprio teste, haveria a necessidade de um recálculo do volume registrado pelo computador de vazão após o término do teste. Desta forma, é razoável e sem prejuízo à medição, uma análise realizada momentos antes do início do teste para determinação do valor que será configurado durante o teste
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 7.3.1.1 - Classificação da medição de gás exportado	Considerando o descrito no item 7.3.1.1, solicitamos esclarecimento sobre a classificação de sistemas de medição de gás exportado, se devem ser considerados como Fiscal ou Transferência de Custódia.	Usualmente são classificados como Fiscal, porém poderiam também ser enquadrados como Transferência de Custódia com o texto atual (gás natural transferido para outras instalações através de dutos).
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 8.3.2 - Situação de indisponibilidade temporária do cromatógrafo	Solicitamos esclarecimento sobre as ações que devem ser tomadas em caso de indisponibilidade (manutenção) do cromatógrafo em linha. Quais valores de cromatografia devem ser implementados durante o período em manutenção? Deve ser realizada coleta para análise em	Se um cromatógrafo entra em falha, há a possibilidade de utilizar o último valor válido, utilizar o valor médio do dia anterior a falha, etc. É importante que fique definida a ação nestes casos, assim como determinar o prazo para retorno até que tenha de ser tomada a decisão de fazer uma coleta manual (nesse caso,

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				laboratório?	deve ser ainda considerado que haverá o tempo para envio da análise para laboratório, ou seja, até 25 dias a partir da coleta).
Davi de Godoy Costa	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 9.1.5.b - Prazo para implementação de resultados de calibração e inspeção dimensional	Sugerimos que seja adotado o prazo de implementação dos resultados a partir da emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional (conforme itens 18 e 22 Carta Circular nº 01 de 20/05/2020).	Entendemos que os prazos que haviam sido considerados nos itens 18 e 22 da Carta Circular nº 01 de 20/05/2020) são mais razoáveis, considerando que existe um trâmite interno para emissão do certificado (3 dias úteis para calibrações/inspeções realizadas pelo Agente Regulado ou 10 dias úteis para laboratório externo), e a partir dão recebimento do certificado, um trâmite adicional de validação, aprovação e implementação do resultados no respectivo computador de vazão.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	Tabela 5	Proposta de alteração de texto: Os sistemas de medição utilizando medidores turbina e rotativos devem operar com as incertezas máximas de 1,5%. Solicitamos alteração para estas condições na tabela 5 do anexo III.	Segundo a norma construtiva do medidor tipo turbina, o limite de erro máximo considerando as recomendações dessa norma é de 1% no medidor primário. Na faixa abaixo de 20% Qmax o limite de erro é de 1,5%. Considerando a dificuldade de se atingir 1% de incerteza máxima de sistemas de medição compostos por medidores rotativos e turbinas, solicita-se que a incerteza máxima para estes sistemas sejam de 1,5%."
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	Tabela 6 (Analisador em linha - Cromatógrafo - Incerteza)	Proposta: Estimar a incerteza sobre um percentual da Massa Molar - 0,4% da MM.	Os cromatógrafos não determinam fator de compressibilidade. O fator de compressibilidade oficial não é oriundo do cromatógrafo.
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	Tabela 6 (Medidor em operação - gás natural - turbina ou deslocamento positivo)	Proposta: Turbina: Solicitamos a implementação de 1% conforme AGA-7.	Turbina: A incerteza de 0,7% é incompatível com norma AGA-7. A norma AGA-7 admite um erro de até 1% considerando todos os requisitos construtivos.
RICARDO NOGUEIRA SALABERT	CONAUT CONTROLES AUTOMÁTICOS LTDA	LABORATÓRIO ACREDITADO / FABRICANTE E PRESTADOR DE SERVIÇOS	Item 5.4.2	Alterar o texto para: 5.4.2. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP, para os novos sistemas antes da sua entrada em operação, com pelo menos 90 dias de antecedência.	Alteração no texto para melhor entendimento.
RICARDO NOGUEIRA SALABERT	CONAUT CONTROLES AUTOMÁTICOS LTDA	LABORATÓRIO ACREDITADO / FABRICANTE E PRESTADOR DE SERVIÇOS	Item 6.3.1 e 6.4.1	6.3.1 e 6.4.1 d) um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura de uso (substituir a palavra "dedicado" por exclusivo) e adjunto ao medidor; e) um instrumento ou dispositivo de medição de pressão de uso (substituir a palavra "dedicado" por exclusivo) exclusivo e adjunto ao medidor;	Alteração do texto para melhor entendimento.
RICARDO NOGUEIRA SALABERT	CONAUT CONTROLES AUTOMÁTICOS LTDA	LABORATÓRIO ACREDITADO / FABRICANTE E PRESTADOR DE SERVIÇOS	Item 8.1.5	8.1.5. Os analisadores e 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 conjunto de medição (medidor + trecho reto).	Definir melhor a posição do ponto de amostragem.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	3.15	Redefinir o termo incluindo outras grandezas	Não considera grandezas como massa ou massa específica
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	3.33	Sugestão: Mudar o termo Medidor Padrão de Referência para Padrão de Referência	Nem os provadores nem os tanques de calibração são medidores, pois segundo o item 3.31. Medidor (de vazão ou volume) - Instrumento destinado a

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					medir continuamente, computar e indicar o volume ou vazão do fluido que passa pelo sensor sob as condições de medição
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	3.45	Sistema de Calibração - Sistema incorporado a um sistema de medição composto de um medidor padrão de trabalho ou padrão de referência, e de dispositivos auxiliares, necessários para executar as operações de calibração de um medidor em operação.	Nem os provadores nem os tanques de calibração são medidores, pois segundo o item 3.31. Medidor (de vazão ou volume) - Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume ou vazão do fluido que passa pelo sensor sob as condições de medição
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	3.6	Sugestão: Deriva do Medidor – a variação máxima dentre todos os fatores de calibração de um medidor em vazões similares, definidos em calibrações sucessivas.	Considerando que os medidores de vazão apresentam um comportamento dependente da vazão, a comparação entre resultados sucessivos deve ser feito acima de vazão compatíveis.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	5.14	Sugestão: Deve ser aplicado um modelo de sistema de gestão da medição certificado em atendimento à norma ABNT-NBR ISO 10012/04: Sistemas de Gestão de Medição de forma a assegurar a eficácia e adequação dos sistemas ao uso pretendido, além de gerenciar o risco de resultados de medições incorretas.	Definição do modelo de gestão com base em documentos normativos e certificado por terceira parte para atendimento aos requisitos da norma de referência
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	6.6.2	Hoje a aprovação de modelo de computadores de vazão trata apenas de petróleo e gás natural.	O regulamento específico para aprovação de computadores de vazão não contempla a medição de água
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	8.2.4	Sugestão: Quando necessário, o sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem. A não utilização do misturador deve ser justificada mediante as sistemáticas descritas nas normas de referência.	Nem sempre é necessária a instalação de misturadores nos pontos de amostragem, as normas de referência estabelecem os critérios e sistemáticas a serem adotadas.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	9.1.1	Sugestão: Considerar que os instrumentos de medição de massa específica (densímetros) devem ser calibrados por laboratório acreditado.	A medição de massa específica é fundamental para a correção de volume, mais ainda na transformação de medições de massa para volume. A medição desta grandeza é crítica. Hoje já existe infraestrutura laboratorial acreditada para este serviço.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	9.2.2	Retirar a obrigatoriedade de: b) 5°C na temperatura; c) 10% na pressão.	Nas calibrações executadas em laboratórios acreditados, por utilizar fluidos diferentes aos destinados a serem medidos, não é possível alcançar ao mesmo tempo a equivalência entre a viscosidade, massa específica, temperatura e pressão. Pela influência das grandezas envolvidas, se preza sempre por calibrar dentro dos limites de viscosidade e densidade. Esta pratica é adotada internacionalmente.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	9.6.1.1	Sugestão: Será considerada falha presumida do padrão de referência sempre que o desvio máximo entre calibrações sucessivas for maior que 0,04%.	O limite de 0,02% não é compatível com as incertezas máximas exigidas para padrões de referência tabela 6. Adicionalmente, o limite aqui definido deve ser uma composição das incertezas declaradas em calibrações sucessivas do provador.
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	10.2.5	Reconsiderar este item.	Não existe no Brasil experiência nem infraestrutura para calibração de medidores de vazão de gás.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	10.4.4	Informar se as dificuldades logísticas são restritas à exportação e importação temporária de equipamentos para calibração fora do Brasil. Adicionalmente, informar se a falta de laboratório com o fluido adequado poderá ser substituído por um outro fluido ainda que com propriedades físico químicas diferentes (acima dos limites estabelecidos) ao que se pretende medir.	Maior clareza
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	9.2.5	Sugestão: Utilização de metodologia alternativa de calibração, como calibração em vazão mássica ou em Número de Reynolds, pode ser autorizada pela ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo internacional tais como OIML, ISO e API e comprovação metrológica.	É fundamental estarmos alinhados com a comunidade técnica internacional
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	9.9.1	Sugestão: Sempre que possível, os medidores e instrumentos de medição devem ser ajustados ou corrigidos para compensar os erros sistemáticos.	Não é adequado usar o termo sofrer
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	Tabela 6	1 pulso a cada 100.000 ou 0,001% durante a fase de transmissão de pulsos	Estabelecer este valor em função do RTM do Inmetro para aprovação de modelo de computadores de vazão
Francisco Javier Aguilera	Mensor Metrologia	Agente Econômico	Tabela 6	Diferença máxima de 0,1% entre MF consecutivos	Favor esclarecer ao que se refere este temo e como deve ser interpretado como incerteza
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	5.1.4.1. O agente regulado deve manter atualizada a documentação que comprove a realização periódica de auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição.	Esclarecer se a documentação deve obrigatoriamente ser armazenada em meio físico disponível na unidade, ou se meio eletrônico é aceitável	Hoje com amplo acesso a computador e internet a bordo das unidades de produção, se faz cada vez menos necessário a existência de documentos impressos.  O item por não explicitar, parece permitir que o armazenamento possa ser apenas em meio eletrônico, mas não estando específico, deixa margem para interpretação e exigência de apresentação tanto em meio físico como digital, obrigado o operador a manter ambos registros.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	5.4.3. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 30 dias de antecedência: a) plano de gerenciamento de lacres e proteções para a instalação de medição, relacionando todos os lacres instalados em instrumentos, sistemas, válvulas e outros dispositivos, a função de cada lacre e as operações para as quais é necessária a sua remoção. Devem também constar deste plano, senhas ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas eletrônicos em operações realizadas	Remover exigência de disponibilização de senha	Documentar senhas de proteção no documento de aprovação da unidade elimina toda a segurança que as senhas devem conferir aos sistemas.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
			através de programação ou configuração;		
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha nos sistemas de medição fiscal e de apropriação em até dois dias úteis da detecção do evento em padrão definido pela ANP.	Alterar redação para:  5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha nos sistemas de medição fiscal e de apropriação em até três dias úteis da detecção do evento em padrão definido pela ANP.	Prazo NFSM: com relação ao RTM 2013, o prazo está sendo alterado de 3 dias para 2 dias úteis. Em diversos cenários, o prazo está sendo desnecessariamente reduzido. A emissão de notificações de falha pode demandar bastante esforço para elaboração, especialmente quando se faz necessário recálculo de volumes ou quando a ocorrência se dá em múltiplos pontos de medição (comum quando há grandes distúrbios no processo, afetando diversos sistemas).  O envio da NFSM em período tão curto pode ocasionar novas falhas que poderiam ser evitadas, causando retrabalho para o Operador, para o Regulador e prejuízos para a União.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha nos sistemas de medição fiscal e de apropriação em até dois dias úteis da detecção do evento em padrão definido pela ANP.	Esclarecer "detecção do evento"	O termo como escrito deixa interpretação muito ampla.  1) Se há suspeita de falha de medição e inicia-se uma investigação que é concluída 5 dias depois, confirmando uma falha. A detecção foi no quinto dia ou no dia de início da suspeita?  2) Falha identificada e corrigida por time de manutenção, porém avaliada pela equipe de gestão para confirmação posteriormente. O momento da detecção considerado é quando a equipe de gestão confirmou a falha?
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	6.4.4. Os medidores de gás devem ser selecionados, instalados e calibrados para operar dentro das classes de exatidão conforme sua aplicação:	Definir bibliografia aplicável com definições de cada classe de exatidão	Não há regulamentação em vigor com definição das classes de exatidão para medição de gás
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	7.2.4.10. As coletas de amostra do poço para determinação de BSW e densidade devem ser realizadas a cada teste de poço, com aplicação do resultado no próprio teste.	Substituir redação por:  7.2.4.10. As coletas de amostra do poço para determinação de BSW e densidade devem ser realizadas a cada teste de poço, com aplicação do resultado no próximo teste.	O resultado das amostras de óleo coletadas durante teste de poço são emitidos em até 25 dias após realização da coleta, conforme Resolução 52.  O computador de vazão utiliza o valor de densidade configurado para cálculo dos volumes brutos corrigidos. Será necessário realizar o teste de poço utilizando a funcionalidade de batelada dos computadores de vazão para viabilizar o recálculo ou realizar o recálculo manualmente através de softwares auxiliares ou planilhas.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	8.2.1. Nas medições de petróleo, devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas para a determinação dos volumes líquidos e outros usos.	Definir "análises qualitativas e quantitativas"	O item, da forma como escrito, deixa margem para interpretação e exigência de uma quantidade infinita de análises, dado que qualquer é análise é ou qualitativa ou quantitativa.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	9.2.3. A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser realizada aplicando uma das seguintes	Necessário estabelecer procedimento caso se estrapole o limite estabelecido.	Hoje o Ofício Circular 01/2020 recomenda recalibração em até 5 dias.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
			metodologias: 9.2.3.1. Calibração em uma única vazão: a) a vazão de operação não poderá diferir em mais de 10% da vazão da última calibração.		
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	9.2.3.2. Calibração em múltiplas vazões: d) as vazões devem ser uniformemente distribuídas entre as vazões mínima e máxima da calibração;	Necessário estabelecer tolerância para a vazão calibrada	Em calibrações offshore, não é possível ter um controle fino do processo para que se atinja o ponto exato de vazão calculado conforme especificado item. Recomenda-se estabelecer um critério de +/- 10% de oscilação entre os pontos teóricos de vazão calculados
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	9.2.3.2. Calibração em múltiplas vazões: f) a vazão de operação não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima da última calibração.	Substituir por: f) a vazão de operação não poderá extrapolar em mais de 10% as vazões mínima e máxima da última calibração.	O item 9.2.3.1 (a) permite a operação em até 10% além do ponto calibrado. Incoerente não permitir que uma calibração com diversos pontos opere seguindo o mesmo critério, garantindo operação para 10% além do ponto máximo e mínimo calibrado
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	10.3.1.Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia, para petróleo e gás natural, devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Remover exigência de redundância para pontos de medição de gás queimado/ventilado	Dada a tecnologia ultrassônica utilizada nos medidores para gás queimado/ventilado, não se faz necessário redundância dos tramos, dado que tanto calibração quanto manutenção são realizadas no local.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	12.1.1. Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os cálculos efetuados, incluindo os parâmetros e fatores utilizados, para determinação do volume do fluido medido.	Detalhar ou remover o texto "todos os cálculos efetuados"	Os computadores de vazão realizam todos os cálculos para correção do volume de óleo e gás para as condições padrão e reportam o resultado final e alguns parâmetros/fatores. O item, da forma como escrito, sugere que todos os cálculos executados pelo computador de vazão (fator de compressibilidade, expansão etc) precisam ter o cálculo demonstrado no relatório de medição.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	12.1.14. Todos os relatórios, documentos, certificados e dados exigidos neste Regulamento devem ser armazenados por período não inferior a dez anos, devendo ser garantida a inviolabilidade destes.	Esclarecer se a documentação deve obrigatoriamente ser armazenada em meio físico disponível na unidade, ou se meio eletrônico é aceitável	Hoje com amplo acesso a computador e internet a bordo das unidades de produção, se faz cada vez menos necessário a existência de documentos impressos.  O item por não explicitar, parece permitir que o armazenamento possa ser apenas em meio eletrônico, mas não estando específico, deixa margem para interpretação e exigência de apresentação tanto em meio físico como digital.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	12.1.3.Os relatórios de medição fiscal e de apropriação contínua em linha devem incluir, pelo menos: h) identificação das falhas de medição e volumes adotados;	Remover o item (h)	Os relatórios de medição fiscal são emitidos em até 1 dia após o fechamento de produção e falhas podem ser identificadas apenas após grande tempo. Este item irá demandar dos operadores constantes revisões nos boletins de medição fiscal e apropriação a medida que falhas de medição forem encontradas. Na grande maioria das vezes, as falhas são detectadas após o

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					fechamento do dia de produção.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	12.1.5.1. Quando se tratar de transferência de custódia de petróleo, os relatórios deverão especificar um dia de movimentação ou um período de movimentação (batelada) quando esta tiver duração superior a 24 horas.	Substituir a redação para:  12.1.5.1. Quando se tratar de transferência de custódia de petróleo, os relatórios deverão especificar um período de movimentação (batelada) quando esta tiver duração superior a 24 horas.	Extremamente comum que mesmo operações pequenas, com duração de 8 ou 12 horas, ocorram na virada de um dia de produção para outro. Da forma como está a redação, este caso não se enquadra em nenhuma das opções.  A solicitação do item de gerar um relatório diário em determinadas circunstâncias e um relatório de batelada em outro adiciona excessiva e desnecessária complexidade aos sistemas de medição, que precisarão lidar com diferentes relatórios para produzir um mesmo conjunto de dados.  Por isso mais adequado que em casos de transferência de custódia, se produza relatórios de batelada apenas.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	12.1.6. Devem ser elaborados relatórios das calibrações dos medidores de vazão. Os relatórios de calibração devem incluir, pelo menos: o) máximo desvio entre fatores de calibração (deriva do medidor);	Esclarecer como cálculo deve ser feito para medidores calibrados em diversas vazões	No caso de calibrações realizadas em múltiplas vazões conforme item 9.2.3.2, recomendar que o cálculo dos desvios seja feito utilizando-se o desvio médio ou a vazão mais próxima da calibração anterior.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	9.6.1. Será considerada falha presumida do medidor de vazão sempre que a deriva do medidor estiver em valor absoluto acima dos seguintes limites: a) 0,6% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo; b) 2% para medição de apropriação de petróleo; c) 1% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural; d) 3% para medição de apropriação de gás natural.	Esclarecer como cálculo deve ser feito para medidores calibrados em diversas vazões	No caso de calibrações realizadas em múltiplas vazões conforme item 9.2.3.2, definir que o cálculo dos desvios seja feito utilizando-se o desvio médio ou a vazão mais próxima da calibração anterior.
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	9.9.5. As incertezas devem ser controladas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação: a) memorial de cálculo de incerteza atualizado a cada calibração, inspeção ou qualquer alteração operacional que influencie no resultado da incerteza em até cinco dias úteis; ou b) memorial de cálculo de incerteza fixo estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar	Esclarecer se o item 9.9.5.1 referente a alteração entre o método (a) e (b) ou utilização de um terceiro método	A redação está dúbia



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
			constantemente abaixo do limite pré-estabelecido. 9.9.5.1. A alteração de método deve ser previamente autorizada pela ANP.		
Henderson Rodrigues Méle	SBM Offshore	Agente Econômico	Anexo III tabela 1	Não reduzir intervalo e manter prazos de calibração conforme RTM 2013	<p>Estabelece 2 meses para o prazo de calibração de ""Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina com calibração na instalação"". Necessário diferenciar calibrações ""na instalação"" de calibração ""no ponto de medição"". Inviável atendimento de prazo de 2 meses para calibração em medidores que precisam ser removidos do ponto de operação e instalados no ponto onde localiza-se o provador/master para calibração, levando-se em conta que nestas situações, o trabalho de calibração consistirá das tarefas: remoção da linha de operação, instalação na linha de calibração, realização da calibração, remoção da linha de calibração e instalação na linha de operação. Com essa redução de frequência, os medidores poderão operar apenas por cerca de 30 dias.</p> <p>Além disso, a experiência particular deste agente regulado indica que com a frequência atual estabelecida de calibrações, a quantidade falhas presumidas reportadas é baixíssima, confirmando-se assim que as calibrações estão em intervalo adequado, já que não geram demanda de manutenção dos medidores.</p> <p>A ANP pode verificar através das NFSM de Falha Presumida recebidas se a experiência é abrangente para outros agentes regulados.</p>
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	9.2.3.2	Sugerimos a exclusão da alínea "b", de forma que a quantidade de faixas calibradas sejam apenas definidas com base na fórmula apresentada na alínea "a" deste mesmo item.	Existem situações em a faixa operacional varia mais que 10% (não justificando a calibração em um único ponto), mas a faixa não é tão abrangente a ponto de justificar 4 calibrações. Exemplo: Se a faixa operacional de um ponto é de aprox. 100 a 140 m <sup>3</sup> /h,
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	9.6.1.1	Sugerimos esclarecimento sobre o que será considerado como calibrações sucessivas com desvio máximo não superior a 0.02% na calibração de padrão de referência (prover).	Entendemos que este limite de 0.02% é referente às repetições sucessivas que são requeridas durante o processo de calibração corrente, conforme item 9.1 da API MPMS 12.2.4: For unidirectional provers, three or more consecutive passes are required for a calibration which shall meet the following criteria: a) The calibration shall be considered acceptable when the prover volumes (WDzb) at reference conditions of three or more consecutive passes exhibit a range of 0.02 percent or less. b) The flow rate between consecutive calibration passes shall have been changed by at least 25 percent or more"
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 10.1.3.h	Favor esclarecer como devem ser tratadas as situações em que falhas de medição são identificadas posteriormente à emissão do	Justificativa: Evitar retrabalho para situações em que a comunicação de falha (com ou sem ajuste de volume) foi emitida posteriormente à emissão do

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				relatório diário. Este deve ser corrigido ou deve ser mantido conforme emissão inicial, visto que falhas de medição são detalhadas em notificações específica?	relatório diário (BDMED).
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 10.2.2	Sugerimos mudar para "pode ser" ao invés de "deve ser".	Instrumentos de medição que comunicam por protocolo digital (HART, MODBUS, etc.) mas que podem ser configurados em 4-20 mA (ex: para instrumentos secundários) ou com saída de pulso (ex: medidores de vazão).
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 12.1.13.1.e	Sugerimos remover este item ou incluir possibilidade do relatório horário se emitido pela IHM.	Alguns modelos de computador de vazão não possuem relatório horário, mas apenas disponibilização dos volumes totalizados da hora anterior (Previous_Hourly). Dessa forma, a compilação dos dados e disponibilização do relatório é feito na IHM de medição.
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 10.1.5.k	A massa específica reportada deve ser referente ao valor utilizado na transferência ou o valor obtido na análise do óleo daquela transferência em questão?	A MODEC recebeu orientação por parte da Operadora de sempre utilizar o valor de massa específica do offloading anterior à batelada corrente, sem realização de recálculo para emissão do relatório final, de forma que o volume totalizado no dia anterior (no caso de offloading que compreende dois dias) fique coerente com os valores reportados no relatório de batelada. Esta pergunta não se aplica para BSW.
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 10.1.6	Favor esclarecer se estes itens são obrigatórios para qualquer calibração de medidores de vazão ou se é aplicável exclusivamente para relatórios de calibração de medidores calibrados em laboratório externo.	Em geral, os certificados de calibração emitidos por laboratório externo não atendem todos os requisitos por não serem aplicáveis e/ou não informações que competem ao laboratório: ex: identificação do ponto de medição (medidores que são enviados para terra às vezes são spare de mais de um ponto de medição, número de pulsos não faz parte do template do certificado de alguns laboratórios de calibração externos, horário do alinhamento do medidor não se aplica quando a calibração for realizada em laboratório externo).
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Item 10.2.5	Confirmar se pode ser utilizado um medidor bi-direcional para medição de dois sistemas distintos (ex: medidor ultrassônico bi-direcional para medição de exportação e importação de gás)	Redução no custo de projetos, redução de espaço (item crítico quando se trata de FPSO) e considerando haver essa funcionalidade em modelos de medição de vazão lineares.
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Itens 10.2.3.f / 10.2.3.2	O sistema de reprocessoamento deve ser projetado de forma que o óleo não especificado não passe pelo medidor fiscal e, posteriormente, após reprocessoamento, seja medido no skid fiscal de óleo? Pedimos que seja melhor esclarecido o entendimento da Agência. Neste caso, confirmar que o analisador de BSW e ponto de amostragem deve ficar fora do skid fiscal, a montante, de forma que seja projetada a deriva para os sistemas offspec ou skid fiscal de acordo com as análises laboratoriais.	Como se trata de uma mudança importante da fase de projetos das unidades e, em muitos casos, inviável adequar depois que a unidade já foi construída, é importante que este esclarecimento e que fique claro o entendimento.
Janaína Brescansin		Empresa do Setor O&G	Itens 9.2.2 e 9.4.2	Sugerimos a exclusão dos limites operacionais (pressão e temperatura) na calibração dos medidores padrão de trabalho quando calibrados em laboratório em terra. Sugerimos,	Os laboratórios de calibração em terra, em muitos casos, não consegue modular as condições de temperatura e pressão de forma a atender todas as possíveis condições de operação das diferentes

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				ainda, a exclusão da necessidade de atendimento da alínea "c" (10% na pressão) para todas as calibrações, sejam de medidores em operação ou medidores padrão de trabalho. Alteração do item 9.2.2 também resulta em alteração do item 9.4.2.	unidades. Além disso, quando se trata de calibrações in loco, em geral, não é viável manter as condições de pressão, principalmente quando utilizado provador padrão de referência.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	10.2.3	Sugerimos excluir o item "d".	Padrão de referência ou de trabalho ser um item obrigatório não faz sentido, já que não há a obrigatoriedade do órgão regulado executar a calibração dos seus equipamentos no local, podendo eles serem enviados para calibração externa.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	13.5	Sugerimos a exclusão do item.	Não haver nenhuma limitação no que deve ser fornecido aos fiscalizadores junto de não haver qualquer periodicidade ou estimativa de tempo para as fiscalizações, torna esse custo potencialmente muito alto. Sem falar que os instrumentos e equipamentos necessários pela fiscalização podem não ser de conhecimento comum pelo regulado, tendo então que ser adquiridos somente para essas fiscalizações da ANP e Inmetro, tornando essa exigência ainda mais questionável.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	6.1.3. Para determinação do volume de petróleo em tanque devem ser apurados os seguintes valores: e) BSW da emulsão	Sugiro a exclusão da letra "e) BSW da emulsão"	Não é possível na maioria dos casos realizar uma amostragem representativa da emulsão nos tanques com o intuito de determinar o BSW dela. Colocar esse ponto como essencial para determinação do volume de Petróleo nos tanques poderá levar a quantificações erradas devido a baixíssima precisão e qualidade das análises de BSW da emulsão. O método atual considerando os nível de Petróleo, emulsão e água livre, e considerando o BSW da linha para o Petróleo, gera resultados mais precisos.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	9.1.2.1	Sugerimos que a periodicidade seja contabilizada a partir da instalação do equipamento no campo ou do reinício da operação do mesmo.	Há diversos casos de calibrações tendo que ser realizadas em outros estados (devido a falta de laboratório RBC na região) ou até mesmo no exterior, o que leva a prazos alongados de transporte e liberação alfandegária. Se contarmos o prazo de calibração a partir da data que o equipamento ou instrumento efetivamente entra em operação, o impacto logístico das calibrações é diminuído consideravelmente, e sem prejuízo para a qualidade da medição, já que o medidor não estava em uso nesse período.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	9.5.4	Adicionar exceção para os casos em que os tanques não operarem em todo o seu range durante o período.	É normal termos tanques que não operam na sua capacidade máxima durante 6 meses, ou então nunca tenham o nível chegando próximo do mínimo ou, ainda mais comum, não param próximo da metade em momento algum, sendo então impossível cumprir o item em questão. A recomendação é que haja uma observação no item falando que não há a necessidade de comparação entre o medidor automático e a trena em um dos três níveis caso não haja histórico do nível de produto do tanque parando próximo o nível em questão nos últimos 6 meses.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	9.6.1	Exclusão do item "a".	Já existem normas para avaliar derivas nos medidores, com métodos bem mais completos e eficientes para determinar se há a necessidade de intervenção em um medidor, considerando não apenas um desvio absoluto único em um ponto. Colocar apenas esse critério de 0,6% pode levar a mais interferências no medidor do que é o recomendado pelo fabricante e pelas normas, e muitas vezes sem necessidade pois uma medição única (ou um par de medições) não tem a representatividade necessária para o processo como um todo, que tem diversas variáveis que podem afetar a medição.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	Anexo III - Tabela 1	Alterar a periodicidade do provador móvel de 12 para 24 meses.	Provadores móveis são idênticos ao provadores compactos na sua construção, tecnologia e uso e são tratados com a mesma periodicidade de calibração pela API. Caso haja uma desconfiança maior devido a serem móveis, uma periodicidade um pouco menor, de 24 meses, já seria o suficiente, ainda mais considerando os testes de vazamento que são feitos em uma periodicidade menor além das próprias verificações indiretas a cada calibração dos medidores usando o provador móvel. Devido a dificuldade de montagem e contratação, uma periodicidade de 12 meses pode deixar o provador inativo por muito tempo a cada ano, além de aumentar bastante o custo operacional dele e dos sistemas de medição que ele integra, tornando seu uso até inviável em diversas situações.
Marcus Vinicius Favi Baptistella	Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Empresa de óleo e gás	Anexo III - Tabela 7	Alterar para 12 meses a periodicidade de calibração da instrumentação	12 meses é um prazo mais usual e simples de controlar, que também funciona melhor em conjunto com os as periodicidades dos outros instrumentos do sistema. Fora isso, na nossa experiência a instrumentação tem variação extremamente baixa entre calibrações, então 12 meses é mais do que o suficiente para acompanhamento do desempenho deles, em especial para medição operacional.
Janaina Brescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 10.1.6 - Relatório de calibração	Favor esclarecer se estes itens são obrigatórios para qualquer calibração de medidores de vazão ou se é aplicável exclusivamente para relatórios de calibração de medidores calibrados em laboratório externo.	Em geral, os certificados de calibração emitidos por laboratório externo não atendem todos os requisitos por não serem aplicáveis e/ou não informações que competem ao laboratório: ex: identificação do ponto de medição (medidores que são enviados para terra às vezes são spare de mais de um ponto de medição, número de pulsos não faz parte do template do certificado de alguns laboratórios de calibração externos, horário do alinhamento do medidor não se aplica quando a calibração for realizada em laboratório externo).
Janaina Brescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 10.1.3.h - Boletim de medição	Favor esclarecer como devem ser tratadas as situações em que falhas de medição são identificadas posteriormente à emissão do relatório diário. Este deve ser corrigido ou deve ser mantido conforme emissão inicial, visto que falhas de medição são detalhadas em	Evitar retrabalho para situações em que a comunicação de falha (com ou sem ajuste de volume) foi emitida posteriormente à emissão do relatório diário (BDMED).

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				notificações específica?	
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 10.1.5.k - Relatório de transferência de custódia	A massa específica reportada deve ser referente ao valor utilizado na transferência ou o valor obtido na análise do óleo daquela transferência em questão?	A MODEC recebeu orientação por parte da Operadora de sempre utilizar o valor de massa específica do offloading anterior à batelada corrente, sem realização de recálculo para emissão do relatório final, de forma que o volume totalizado no dia anterior (no caso de offloading que compreende dois dias) fique coerente com os valores reportados no relatório de batelada. Esta pergunta não se aplica para BSW.
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 10.2.2 - Protocolo de comunicação	Sugerimos mudar para "pode ser" ao invés de "deve ser".	Instrumentos de medição que comunicam por protocolo digital (HART, MODBUS, etc.) mas que podem ser configurados em 4-20 mA (ex: para instrumentos secundários) ou com saída de pulso (ex: medidores de vazão).
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 10.2.5 - Medidor linear de gás	Confirmar se pode ser utilizado um medidor bi-direcional para medição de dois sistemas distintos (ex: medidor ultrassônico bi-direcional para medição de exportação e importação de gás)	Redução no custo de projetos, redução de espaço (item crítico quando se trata de FPSO) e considerando haver essa funcionalidade em modelos de medição de vazão lineares.
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 12.1.13.1.e - Relatório horário	Sugerimos remover este item ou incluir possibilidade do relatório horário se emitido pela IHM.	Alguns modelos de computador de vazão não possuem relatório horário, mas apenas disponibilização dos volumes totalizados da hora anterior (Previous_Hourly). Dessa forma, a compilação dos dados e disponibilização do relatório é feito na IHM de medição.
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 9.2.3.2 - Limitação de faixas calibradas	Sugerimos a exclusão da alínea "b", de forma que a quantidade de faixas calibradas sejam apenas definidas com base na fórmula apresentada na alínea "a" deste mesmo item.	Existem situações em a faixa operacional varia mais que 10% (não justificando a calibração em um único ponto), mas a faixa não é tão abrangente a ponto de justificar 4 calibrações. Exemplo: Se a faixa operacional de um ponto é de aprox. 100 a 140 m <sup>3</sup> /h,
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Item 9.6.1.1 - Limite desvio máximo padrão de referência	Sugerimos esclarecimento sobre o que será considerado como calibrações sucessivas com desvio máximo não superior a 0.02% na calibração de padrão de referência (prover).	Entendemos que este limite de 0.02% é referente às repetições sucessivas que são requeridas durante o processo de calibração corrente, conforme item 9.1 da API MPMS 12.2.4: For unidirectional provers, three or more consecutive passes are required for a calibration which shall meet the following criteria: a) The calibration shall be considered acceptable when the prover volumes (WDzb) at reference conditions of three or more consecutive passes exhibit a range of 0.02 percent or less. b) The flow rate between consecutive calibration passes shall have been changed by at least 25 percent or more"
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Itens - 9.2.2 e 9.4.2 - Limites operacionais da calibração de medidores padrão de trabalho	Sugerimos a exclusão dos limites operacionais (pressão e temperatura) na calibração dos medidores padrão de trabalho quando calibrados em laboratório em terra. Sugerimos, ainda, a exclusão da necessidade de atendimento da alínea "c" (10% na pressão) para todas as calibrações, sejam de medidores em operação ou medidores padrão de trabalho. Alteração do item 9.2.2 também resulta em alteração do item 9.4.2.	Os laboratórios de calibração em terra, em muitos casos, não consegue modular as condições de temperatura e pressão de forma a atender todas as possíveis condições de operação das diferentes unidades. Além disso, quando se trata de calibrações in loco, em geral, não é viável manter as condições de pressão, principalmente quando utilizado provador padrão de referência.
Janaina Bescansin	Modec Serviços de Petróleo Ltda.	Agente Econômico	Itens 10.2.3.f / 10.2.3.2 - Reprocessamento de óleo	O sistema de reprocessamento deve ser projetado de forma que o óleo não especificado não passe pelo medidor fiscal e, posteriormente,	Como se trata de uma mudança importante da fase de projetos das unidades e, em muitos casos, inviável adequar depois que a unidade já foi

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				após reprocessamento, seja medido no skid fiscal de óleo? Pedimos que seja melhor esclarecido o entendimento da Agência. Neste caso, confirmar que o analisador de BSW e ponto de amostragem deve ficar fora do skid fiscal, a montante, de forma que seja projetada a deriva para os sistemas offspec ou skid fiscal de acordo com as análises laboratoriais.	construída, é importante que este esclarecimento e que fique claro o entendimento.
Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	Modec Serviços de Petróleo do Brasil	Afretada	Tabela 3, Anexo III	Solicitamos explicitar prazo limite de 12 meses para placa de orifício após instalação ou 24 meses após a inspeção dimensional, o que for menor, conforme item 21 do Ofício Circular nº 2/2021 de 19/05/2021). Solicitamos explicitar os prazos de 36 meses para inspeção dimensional de trechos retos de medição após instalação ou 72 meses após a inspeção dimensional, o que for menor, conforme item 21 do Ofício Circular nº 2/2021 de 19/05/2021).	Manter o RTM alinhado com os prazos estabelecidos no Ofício
Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	Modec Serviços de Petróleo do Brasil	Afretada	Tabela 3, Anexo III	Esclarecer se para novos projetos o tempo de instalação de trechos retos é contabilizado a partir da montagem do trecho no sistema, ou, neste caso como não há aprovação do ponto para uso o tempo de certificação é contabilizado a partir da emissão do certificado, e o tempo de instalação após a aprovação do de uso do ponto.	Esclarecer pontos de entendimento
Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	Modec Serviços de Petróleo do Brasil	Afretada	Tabela 5, Anexo III	Incerteza de 3% para medição operacional de gás. Sugerimos possibilidade de incerteza >3% para medidores tipo Cone.	Evitar necessidade de envio dos medidores para calibração em laboratório em terra, utilizando apenas os dados de Coeficiente de Descarga (Cd) do relatório original ou adotar C = 0.82, conforme item 5.5.2. Dessa forma, para os medidores que atendem os requisitos especificados na norma e com Beta <0.75, podem ser submetidos apenas à inspeção dimensional, conforme item 5.1 da norma de referência ISO 5167-5.
Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	Modec Serviços de Petróleo do Brasil	Afretada	Tabelas 5 e 6, Anexo III	Alterar a linha referente ao medidor de vazão de Flare que está na tabela 5 seja transferida para a tabela 6.	O limite de incerteza de 5% para gás natural ventilado ou queimado em tocha (Medidor de Flare) é referente ao Medidor, sendo ainda acrescentadas demais componentes na incerteza do sistema de medição
Marcelo Roberto Monteiro Bortolan	Modec Serviços de Petróleo do Brasil	Afretada	XML	Gostaria de verificar a necessidade do envio do XML 004	O arquivo XML 004 é algo difícil de ser extraído dos computadores de vazão por requerer a sua leitura em modbus enron e limita o uso de outras interfaces para o tratamento desta informação.
Alberto Shiromo Oka Filho	Equinor	Concessionária	"7.1.2. Os pontos de medição fiscal devem estar localizados imediatamente após as instalações de separação utilizadas para especificar o BSW, estabilizar o petróleo e garantir a remoção de líquidos na corrente de gás natural." "7.1.2.1. Os pontos de	A medição fiscal de petróleo pode ser combinada com a medição de transferência de custódia na exportação de petróleo de uma instalação. O conteúdo da carga no início e no final de cada mês deve ser levado em consideração para a quantificação da produção mensal. O conteúdo da carga pode ser retirado do sistema operacional para quantificação do volume de óleo nos tanques.	Considerando a nossa experiência no Mar do Norte, o arranjo proposto considera que o conteúdo do tanque de carga somado àquele medido na transferência de custódia pode ser utilizado para medir a produção de petróleo mensalmente para fins fiscais.  O sistema de medição nesse arranjo funciona da seguinte forma, utilizando-se como exemplo o mês de março:  [[Cargo verdadeiro em 1º de abril 00:00

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
			<p>medição fiscal de petróleo devem estar localizados antes de instalações de estocagem e transporte, tais como tanques de navio e dutos de transporte."</p> <p>"7.1.1.1. Os pontos de medição fiscal são todos aqueles utilizados no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais."</p> <p>E "7.1.1.2. Qualquer instrumento, componente ou sistema de medição cujos resultados façam parte dos cálculos da medição fiscal da produção deverão atender aos requisitos exigidos para medição fiscal."</p>		<p>+ falha de medição) – cargo 1º de março 00:00]</p> <p>Alteração no conteúdo do cargo em Abril = [cargo 1º maio 00:00 – (cargo verdadeiro 1º Abril 00:00 + falha de medição)]</p> <p>Uma falha de medição no conteúdo do cargo é subtraída e portanto eliminada no mês seguinte. Assim, qualquer erro de medição será deduzido no mês seguinte sendo, portanto, eliminado.</p> <p>O arranjo proposto supõe que, ao invés de ter um sistema dedicado para medição fiscal e outro para transferência de custódia, teríamos um sistema unificado de medição fiscal e transferência de custódia.</p> <p>Dessa forma, reduziríamos a complexidade e número de componentes na planta, reduzindo os riscos de segurança com a diminuição de potenciais pontos de vazamento.</p>
Alberto Shiromo Oka Filho	Equinor	Concessionária	10.2.1 ; 10.2.4 b)	<p>Um arranjo com 2 medidores ultrassônicos em série pode ser considerado e aprovado. Neste arranjo, um medidor deve ser o operacional e o outro pode servir com as funções de ambos medidores, redundante e padrão. Sinais de ambos os medidores devem ser utilizados para monitoramento de integridade. O monitoramento da diferença entre os medidores deve ser estabelecida depois que as estações de medição entrarem em operação. Recalibração deve ser somente requerida se a diferença entre os medidores for maior do que 0,35% durante o monitoramento de integridade ou se um defeito for detectado. Um medidor reserva calibrado deve estar disponível para instalação no caso de ocorrência de defeito.</p>	<p>Por mais de 20 anos, configuração com dois medidores ultrassônicos em série estão em operação na Noruega. O design é o padrão da empresa para medição da qualidade do gás de vendas, gás rico, sistemas de medição de gás combustível e sistemas de medição de apropriação. Há grandes benefícios com este design, pois o medidor operacional é monitorado continuamente. Qualquer defeito significativo com um medidor é rapidamente detectado.</p> <p>A experiência é que este design é robusto e fornece excelente monitoramento/confirmação de que nenhuma mudança ocorreu desde a calibração. As experiências de mais de 20 anos não deram origem a qualquer reconsideração do design. Na prática, o sistema é configurado como dois sistemas de medição independentes colocados em série em um trecho de medição. Existe redundância total para cada instrumento e computador de vazão. A substituição de um medidor pode ser realizada em paradas ou paradas planejadas, se necessário. Os medidores raramente são substituídos.</p> <p>A Gassco é a operadora de rede de gás norueguesa para o Mar do Norte. A Gassco aprovou o projeto descrito para estações de medição de transferência fiscal/custódia que medem o gás na rede de dutos. A Gassco informou que o arranjo com dois medidores em série também foi utilizado na estação de medição para medição de Gás do Mar do Norte na chegada a Emden na Alemanha. Os requisitos de capacidade e regularidade são muito elevados.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					<p>Portanto, existem trechos de medição em paralelo. Na Alemanha, há uma exigência de recalibração dos medidores de vazão ultrassônicos a cada 8 anos. No entanto, dois medidores em série foram aceitos como alternativa à recalibração programada. Os requisitos da autoridade alemã Physikalisch Technische Bundesanstalt (PTB) são indicados na referência [1].</p> <p>Os medidores ultrassônicos estão em desenvolvimento há pelo menos 40 anos. Medidores ultrassônicos de alta qualidade estão sendo fornecidos por vários fornecedores. A última geração de medidores ultrassônicos provou ser muito confiável e estável. Mesmo os medidores instalados há 20 anos estão em operação desde então sem qualquer desvio significativo entre os medidores. Com relação à necessidade de recalibração, a ISO 17089 afirma: “O tempo entre a calibração inicial e as recalibrações subsequentes pode variar, pois pode depender das regras legais, legislação local, acordos contratuais, circunstâncias de medição e impacto financeiro. Para um único medidor, o tempo de recalibração varia entre 1 e 8 anos na maioria dos países.” Pode-se notar que o desvio não é identificado como um motivo provável para a recalibração. Deve-se notar também que a afirmação está relacionada a um único trecho reto e medição enquanto o projeto aqui proposto é um trecho reto de medição com dois medidores em série.</p> <p>A estabilidade dos medidores ultrassônicos é explicitamente declarada na ISO 12242: “Em geral, os eletrônicos usados nos modernos USMs [Medidores Ultrassônicos] não estão sujeitos a desvios significativos”. A ISO 12242 é para líquidos. No entanto, a tecnologia de medição é basicamente a mesma para líquido e gás. A ISO 12242 continua afirmando: “Portanto, a calibração geralmente não é necessária em função do tempo, mas pode ser necessária para reduzir outras influências no fator de calibração. Tais influências podem incluir a) a c).</p> <p>a) Efeitos de instalação - Recalibração onshore não trás benefícios em relação aos efeitos de instalação;</p> <p>b) Propriedades do fluido e, em particular, mudança de viscosidade - Propriedades dos fluidos não são relevantes para o gás;</p> <p>c) Corrosão, erosão e deposição na tubulação a montante ou seção de medição - Podem ser evitadas utilizando ligas resistentes à corrosão e erosão ;</p> <p>[1] Technische Richtlinien G 18 „Messgeräte für Gas; Anforderungen an Dauerreihenschaltung von zwei Ultraschallgaszählern“. Ausgabe 11/13; Repositório: <a href="https://oar.ptb.de">https://oar.ptb.de</a></p>



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					/resources/show/10.7795/510.20151214P  Documento: <a href="https://oar.ptb.de/files/download/56d6a9eab9f3f76468b463b">https://oar.ptb.de/files/download/56d6a9eab9f3f76468b463b</a>
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	3.30	Proposta de redação: Medição de Transferência de Custódia Compartilhada - Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de interconexão entre transportadores distintos, ou nos pontos, objeto de acordo entre as partes ou contrato de interconexão, nos quais terceiros compartilham com o transportador dados primários de medição nos prazos e especificações necessários para atendimento ao disposto na regulamentação vigente.	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	5.2.1.1.	Proposta de Redação: Todos os sistemas de medição indicados no item 1.2.1.2 instalados ou modificados pelo transportador a partir da publicação desta norma e objeto de autorização de construção ou aprovação pela ANP, terão seus investimentos devidamente incorporados na Base Regulatória de Ativos do Sistema de Transporte, bem como demais custos, despesas e tributos associados à sua operação e manutenção incorporados no cálculo das tarifas de transporte, de acordo com os critérios previstos na Resolução ANP 15/2014 ou outra que venha a substituí-la.	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	7.3.2.3.	Proposta de Redação: Nos tanques ou dutos de entrada e saída dos terminais de petróleo ou gás natural e nas unidades de estocagem, liquefação e regaseificação de gás natural;	N/A
Rogério Almeida Manso da Costa Reis	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás	Órgão de Classe ou Associação	7.3.5. / 7.3.5.1. /7.3.5.2.	7.3.5. O Transportador deverá ter a propriedade dos sistemas de MEDIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA nos Pontos de Entrada e Saída do sistema de transporte. 7.3.5.1. Nos Pontos de Recebimento que já possuam medição realizada pelo carregador ou terceiros na data da publicação deste regulamento, fica facultada ao Transportador assumir a responsabilidade da medição com base em um prazo e custos a serem submetidos e aprovados pela ANP, para fins de construção ou aquisição, e inclusão na Base Regulatória de Ativos do Sistema de Transporte. 7.3.5.2. Também ficará facultado ao Transportador assumir a responsabilidade da medição, nos termos do item 7.3.5.1, nos casos em que o processo de medição realizado pelo carregador ou terceiro, não atender aos critérios deste regulamento.	N/A

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	10.2.4	<p>10.2.4. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir:</p> <p>a) cromatógrafo em linha;  b) padrão de trabalho *; e  c) válvulas com controle automático com registro de lacre/selo eletrônico;</p> <p>* casos Dry Calibration e kit de Calibração Dimensional, em que há pouca frequência de uso in loco ao longo do tempo, poderá ficar sob guarda em laboratório adequado ou mantido como reserva em outras instalações, com disponibilidade em até 20 dias para o local de calibração</p>	<p>Deve manter um kit de padrão de trabalho disponível, não necessariamente a bordo da unidade. Motivo: usa-se pouco tempo a bordo destes padrões de trabalho, o que aumentaria enormemente o custo da manutenção destes padrões a bordo por parte da operadora e dos fornecedores.</p> <p>"3.34. Medidor Padrão de Trabalho - Padrão utilizado rotineira e exclusivamente para calibrar ou controlar instrumentos ou sistemas de medição."</p>
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	5.5.2.4 e 5.5.2.5	<p>5.5.2.4. Para operações realizadas através de linguagens de programação, devem ser incluídas senhas ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.</p> <p>5.5.2.5. No caso de operações realizadas através de linguagens de programação, configuração ou outros meios, deve ser obedecida a hierarquização das senhas e os acessos devem ser auditáveis através de relatórios de acessos.</p>	<p>Esclarecendo melhor o uso da palavra "programação", evitar confundir com os demais sinônimos, como por exemplo: planejamento prévio ou agendamento de atividades.</p>
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	6.4.4	<p>6.4.4. Os medidores de gás devem ser selecionados, instalados e calibrados para operar dentro das classes de exatidão conforme sua aplicação:</p> <p>a) medição fiscal, classe de exatidão 0.5;  b) medição para transferência de custódia, classe de exatidão 0.5;  c) medição de apropriação, classe de exatidão 1.5;  d) medição operacional, classe de exatidão 1.5*.</p> <p>para a medição operacional, é necessário o cálculo de estimativa de incerteza na primeira calibração (no projeto) para definição do ponto. Demais recálculos serão necessários apenas em caso de troca de instrumentos.</p>	<p>Esclarecer que a necessidade de cálculo de incerteza para pontos operacionais se dá apenas para início da operação ou troca dos instrumentos, não sendo necessário a cada calibração.</p> <p>Não será necessário calculo de incerteza para medidores de água.</p>
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	8.1.5	<p>8.1.5. Os analisadores e sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos:</p> <p>a) o ponto de amostragem deve estar localizado a montante ou a jusante do medidor, em uma distância de até 5D da instalação das válvulas de bloqueio sem derivações (jusante) ou convergências de fluxo (montante) em relação ao medidor, garantindo a adequada amostragem e estanqueidade do ponto de medição;</p>	<p>Esclarecer estimativa de distanciamento máximo entre ponto de amostragem e ponto de estanqueidade dos medidores. Uso da palavra imediatamente não especifica distanciamento, podendo ser mal interpretado ao estabelecer sistemas de coletas dentro de trechos de medição, o que pode causar interferências na medição de vazão.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	8.1.7.1	8.1.7.1. Os procedimentos a serem seguidos para a coleta, lacre e envio de amostras previstos no item 8.1.7 serão definidos pela operadora e autorizados pela ANP.	Esclarecendo melhor a ação da operadora e ANP.  Caso não seja este o caminho, não está esclarecido neste RTM qual seria o prazo que a ANP irá definir os procedimentos.
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	9.1.1	9.1.1. Todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração RBC, ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation), exceto nas seguintes situações:	Grafia adequada da palavra em inglês Laboratory
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	9.2.3.2	9.2.3.2. Calibração em múltiplas vazões: a) a quantidade de vazões distintas de calibração deverá seguir a seguinte regra, arredondada para o número inteiro superior:  (Vazão Máxima na Calibração / Vazão Mínima na Calibração)/2 + 1  b) a calibração deve ser realizada no mínimo em quatro vazões distintas; c) a partir de oito vazões distintas torna-se opcional a utilização de vazões adicionais; d) as vazões devem ser uniformemente distribuídas entre as vazões mínima e máxima da calibração; e) os resultados da calibração em cada vazão devem ser implementados individualmente no computador de vazão; f) a vazão de operação não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima da última calibração, exceto quando não for possível calibrar com uma margem de 10% acima da vazão máxima operacional, ou ficar comprovado que há perda de carga com redução de vazão no alinhamento entre medidor em operação e o medidor padrão de trabalho (master meter ou provador compacto), neste caso considera-se 10% acima da vazão máxima calibrada como limite superior; g) o intervalo de tempo para cumprimento das calibrações dos medidores em operação pode ser de até 3 dias úteis, considerando as dificuldades de controle operacional para todas as vazões definidas no item a);	Esclarecimento para definição de tempo para adequação à quantidade de pontos de calibração.  Sobre o item f) haverá um problema operacional, pois quando colocar vazão máxima para calibração do medidor em operação contra seu padrão de trabalho, fatalmente em algum momento da operação esta vazão pode ser superada. Ponto de atenção devido a questão de possível aumento da perda de carga quando do alinhamento do medidor em operação ao padrão de trabalho (master meter ou provador compacto).  É provável precisar definir uma faixa mais estreita que ampla faixa para permitir um número menor de calibrações em múltiplas vazões, tornando exequível a calibração em medidores em operação.
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	9.6.1.2	9.6.1.2. Deverá ser considerada falha de medição presumida sempre que não for possível a calibração do medidor, nos termos deste Regulamento, sem antes fazer a manutenção deste, exceto quando em parada ou indisponibilidade do ponto de medição.	Esclarecendo que nem sempre a impossibilidade de calibração é considerada falha presumida.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	Anexo III / Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural	Retirar opções Prazos para uso de placas de orifício e porta-placas na medição de Petróleo	<p>Procurar esclarecer, se existe, quais seriam as condições de uso de elementos e sistemas de diferencial de pressão em medição de Petróleo para Transferência de Custódia e de produção.</p> <p>Esclarecendo retirar as periodicidades de itens não pertinentes à medição Fiscal e Transferência de Custódia de Petróleo na tabela 3 do Anexo III.</p>
Felippe M Fattori Gonçalves	Conaut Controles Automaticos	Consumidor ou Usuário de Serviços	NOVO ITEM	2.15 - ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017 - Requisitos Gerais para Competência de Laboratórios de Ensaio e Calibração	<p>Solicitamos avaliar inserir norma ABNT NBR ISO 17025 em sua revisão mais recente, de forma a auxiliar na gestão dos sistemas e laboratórios de serviços,</p> <p>"5.1.4. Deve ser aplicado um modelo de sistema de gestão da medição de forma a assegurar a eficácia e adequação dos sistemas ao uso pretendido, além de gerenciar o risco de resultados de medições incorretas."</p>
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	-	Esclarecer se os pontos de medição já aprovados pela ANP deverão ser adequados à nova norma e em qual prazo.	Mitigar quaisquer duvidas referente ao requisito legal, evitando possíveis não-conformidades.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	3.29. Medição de Transferência de Custódia	Esclarecer em quais casos é considerada transferência de custódia.	Por experiência com o NFP, foram questionados os pontos de entroncamento de dutos onde mudava-se a propriedade do duto, sem exatamente alterar a propriedade do fluido. Identificar se nestes casos será considerada transferência de custódia. Estes pontos foram questionados em caso de consórcio. Ex: produção de um campo consorciado entronca na produção de um campo não consorciado, ambos campos operados pela mesma empresa. O NFP apontou que este caso poderia configurar transferência de custódia, porém não entende-se pertinente, já que o operador do campo continua sendo o mesmo.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	6.1 Petróleo em Tanque / 6.1.1	-	Esclarecer se os serviços de arqueação podem ser realizados por qualquer empresa que preste o serviço, desde que atenda as diretrizes do Inmetro ou se apenas cabe ao Inmetro e aos IPERs. Mitigar quaisquer duvidas referente ao requisito legal, evitando possíveis não-conformidades.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	6.1 Petróleo em Tanque / Item 6.1.2.1	A utilização de régua externa só poderá ser aplicada em casos de medição operacional ou situações especiais, mediante autorização da ANP.	A mudança deste item regulatório causará grande impacto na rotina operacional dos campos, bem como implicará em aumento de custos significativos associados a medições que são apenas para acompanhamento interno da operadora.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	6.3. Petróleo em Linha / Item 6.3.4.	f) sistemas de medição operacional, classe de exatidão 1.5.	Questionar a metodologia que considerou que a medição operacional deva possuir a mesma classe de exatidão dos pontos de medição fiscal e transferência de custódia. Essa mudança gera aumento nos custos em sistemas operacionais, visto que será necessário a

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					revisão técnica de alguns equipamentos para atender a exatidão.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	6.6. Água / Item 6.6.2.	Excluir dispositivo d) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metroológicos estabelecidos pelo Inmetro	Entender quais os cenários que devem ser instalados computadores de vazão para medição de água. Se esse item contempla a medição de água produzida, injetada e descartada, visto que no próprio regulamento informa que a ANP pode autorizar a estimativa do volume de água produzida. Essa mudança gera aumento de custos em sistemas operacionais.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	9.9 Erros e Incertezas/ Item 9.9.5	-	Esclarecer qual o prazo de emissão do cálculo de incerteza e do certificado de calibração dos sistemas de medição. Esclarecer qual o prazo de emissão do Cálculo de incerteza, visto que no documento de Esclarecimentos RTM a ANP informa que a emissão do relatório de incerteza deverá ser emitido 5 dias úteis após a emissão do certificado de calibração (este deverá ser emitido para calibrações in loco, em até 3 dias úteis após a calibração ou 10 dias para serviços em bancada) porém na Minuta não faz menção ao certificado de calibração, apenas informa que deverá ser emitido em até 5 dias úteis após a calibração.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	Apropriação da produção aos poços / Item 7.2.3	Incluir a possibilidade de realização testes de poço de forma agrupada para campos de pequena produção, com o agrupamento de poços do mesmo reservatório e mesmo superficialiário.	Conseguir realizar testes com volumes maiores e faixas de vazão onde os instrumentos conseguem realizar melhor leitura e com menor incerteza.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	Periodicidade de coletas de amostra / Item 7.2.4.8	As coletas de amostra do reservatório para determinação das propriedades do petróleo, como razão de solubilidade e fator de encolhimento, devem seguir a periodicidade de 1 ano.	Dada a quantidade de poços em campos maduros, não há diferença significativa na composição do fluido entre poços de um mesmo reservatório, bem como essa mudança não é observada por longos períodos de tempos. Esta medida contribuirá para reduzir custos com coleta e análise em campos maduros localizados nos ambientes onshore e offshore.
Anabal Santos Jr	ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	Órgão de Classe ou Associação	Petróleo em Linha / Item 6.4.4.	d) medição operacional, classe de exatidão 2.	Questionar a metodologia que considerou que a medição operacional deva possuir a mesma classe de exatidão dos pontos de medição de apropriação. Essa mudança gera aumento nos custos em sistemas operacionais, visto que será necessário a revisão técnica de alguns equipamentos para atender a exatidão.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	5.2.4.1.	Contemplar neste tópico itens que não são considerados alterações de projeto, conforme esclarecimentos do RTM, e incluir o seguinte: - A inclusão da produção de novos campos em pontos de medição já aprovados não configura mudança de projeto de medição.	Situações que já aconteceram internamente e o NFP apontou que estes casos não configurariam mudança de projeto, uma vez que o ponto já está aprovado.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	7.1.4.	Incluir §1º O petróleo medido pelo sistema de medição fiscal em campos maduros não deve conter mais de 6% de água e sedimentos.	O RTM autoriza que pequenas acumulações exportem óleo com até 6% de BSW. Campos maduros também poderiam ser favorecidos com uma flexibilidade semelhante, sem ter que cumprir o 1% máximo de BSW no óleo exportado por eventuais falhas no processo, ou no tratamento do óleo para

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					exportação.  Portanto, sugerimos a equivalência para campos maduros do percentual de BSW no óleo de exportação de pequenas acumulações, para garantir uma flexibilidade ao operador destes ativos cujo volume de BSW é altíssimo, principalmente na Bacia de Campos/RJ.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	7.1.6.	Dispositivo "a"	Esclarecer se o padrão definido pela ANP será objeto de consulta pública
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	7.1.6.	Dispositivo "b"	Esclarecer se, caso a medição ocorre no terceiro dia, se a produção até esta data será considerada do mês anterior ou deverá ser discriminada entre mês atual e mês anterior, para fins de fechamento de produção.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	7.2.2.1.	-	Esclarecer em que casos a medição não afeta o montante das participações governamentais nem a distribuição entre os municípios
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	Critérios Gerais de Categoria/ Item 10.1.2.	a) categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 2.500 m <sup>3</sup> /d e menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 50 m <sup>3</sup> /d e menor que 2.500 m <sup>3</sup> /d; categoria D - vazão menor que 50 m <sup>3</sup> /d.	O range escolhido para a categoria B parece ser muito grande. Existirá um prejuízo para as novas entrantes no mercado, cujas instalações adquiridas da Petrobras muitas vezes possuem sistemas projetados para volumes muito maiores que o atual, gerará necessidade de adequação, ainda que a vazão atual não condiz com o projeto. Além disso, poderá ensejar que empresas dividam seus pontos de medição para que sejam utilizados critérios mais simplificados que os de um ponto unificado.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	Critérios Gerais de Categoria/ Item 10.1.3.	a) categoria A – vazão igual ou maior que 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 500.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 50.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 500.000 m <sup>3</sup> /d; categoria D – vazão menor que 50.000 m <sup>3</sup> /d.	O range escolhido para a categoria B parece ser muito grande. Existirá um prejuízo para as novas entrantes no mercado, cujas instalações adquiridas da Petrobras muitas vezes possuem sistemas projetados para volumes muito maiores que o atual, gerará necessidade de adequação, ainda que a vazão atual não condiz com o projeto. Além disso, poderá ensejar que empresas dividam seus pontos de medição para que sejam utilizados critérios mais simplificados que os de um ponto unificado.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	Item 4.2.1.2.	Na ocorrência de mais de uma norma sobre o mesmo assunto, deverá ser utilizada integralmente uma única norma, a critério do agente regulado.	As normas já constam no anexo IV e já estão aprovadas pela ANP, não parece necessária nova aprovação para utilização destas normas. O critério para utilização de outras normas também já consta no item 4.2.1.1.
Anabal Santos Jr	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	Item 5.4	Foram identificadas divergências com o esclarecimento do RTM já publicado. O esclarecimento deixará de ser vigente?	Foram identificadas divergências com o esclarecimento do RTM já publicado. O esclarecimento deixará de ser vigente?
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Art. 2º	Art. 2º Ficarão sujeitos a esta Resolução Conjunta o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação 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 referem o inciso IV do art. 3º, o art. 4º e o art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do	No segmento de E&P, existem diversas dificuldades enfrentadas pelas empresas para extrair e transportar os fluidos produzidos desde o reservatório até a instalação de produção. Uma das dificuldades, comum na produção de petróleo em águas profundas/ultra profundas, consiste em evitar a formação de hidratos nas linhas, que pode resultar na redução das vazões ou até mesmo impedir totalmente o escoamento dos fluidos. Para prevenir a ocorrência desses eventos, faz se

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010;</p> <p>II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de apropriação do petróleo ou do gás natural produzido em todo o território nacional;</p> <p>III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes produzidos, consumidos, injetados, transferidos e transportados no território nacional;</p> <p>IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes importados e exportados em pontos de aduana;</p> <p>V - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de transferência de custódia do petróleo ou do gás natural;</p> <p>VI - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados; e</p> <p>VII - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais de diesel utilizado para serviço em poços.</p>	<p>necessária a circulação de diesel nas linhas dos poços em algumas situações.</p> <p>O diesel circulado nas linhas dos poços é escoado juntamente com o óleo produzido até a unidade de produção, sendo realizada a medição fiscal da mistura de óleo e diesel após a separação do gás e água produzidos. A contabilização do diesel injetado permite ao operador definir a quantidade de óleo efetivamente extraída do campo/poço, possibilitando ao mesmo e à ANP o gerenciamento adequado do reservatório, a correta determinação dos volumes fiscais e o adequado pagamento das Participações Governamentais.</p> <p>Vale ressaltar que a Portaria Inmetro 64/2003 (revisada por meio da Portaria Inmetro 291/2021) é destinada a sistemas para medição de petróleo e seus derivados líquidos.</p> <p>“2.5. _____. Inmetro nº 64/2003: Sistemas de medição de petróleo, seus derivados líquidos, e álcool anidro e álcool hidratado carburante. Rio de Janeiro, 2003. 43 p.”</p> <p>É possível verificar que a Portaria Inmetro 64/2003 é também aplicável aos derivados de petróleo, de maneira que cabe ao Inmetro a avaliação metrológica de sistemas de medição de vazão para fluidos do tipo diesel, incluindo, quando necessário, a Portaria de Aprovação de Modelo (PAM) de sistemas de medição de diesel, bem como a verificação inicial e subsequente destes sistemas. Seguem trechos adicionais da Portaria:</p> <p>“Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico Metrológico, que com esta baixa, estabelecendo os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição equipados com medidores de fluido, utilizados na medição de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.</p> <p>4.1.23 Provedor: recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.</p> <p>4.2.1 Sistema de medição em um duto: sistema de medição instalado em um duto fixo, ligado a dois ou mais tanques fixos, utilizado para produtos derivados líquidos, álcool anidro, álcool hidratado carburante e óleo cru estabilizado.”</p> <p>O sistema de injeção de fluidos para serviço no poço é um sistema fundamental em diversas unidades de produção offshore, pois realiza serviços importantes como teste de estanqueidade com água quando da interligação de novas linhas (risers), inertização e limpeza das linhas com diesel, garantindo que não haja</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					<p>formação de hidratos. A formação de hidratos pode ser catastrófica, levando a entupimentos e eventualmente até a perda do poço de produção. O fluido que é injetado na linha de serviço é direcionado até a árvore de natal (ou manifold) e acaba retornando pela linha de produção, de maneira que se mistura ao óleo produzido do reservatório, impossibilitando sua diferenciação, o que leva a sobrestimar a produção do campo.</p> <p>Portanto, em resumo, em alguns cenários a injeção de diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&amp;P. A ausência de um ponto de medição fiscal de diesel gera um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Art. 7º	Art. 7º Esta Resolução entra em vigor em [DIA] de [MÊS] de [ANO] (preencher com data correspondente a 6 meses após a data de sua publicação no Diário Oficial da União).	Esta revisão traz alterações significativas ao processo de medição. Como referência, foi proposto o prazo dado na última revisão do RTM ocorrida em 2013.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	1.2.2.	1.2.2. A determinação específica da ANP prevista nos itens 1.2.1.1 e 1.2.1.2 pode ser comunicada ao agente regulado: a) durante o processo de aprovação do projeto do sistema de medição; ou b) a qualquer momento, devendo neste caso a adequação ser feita em prazo definido em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	Entende-se que divergências quanto a finalidade do sistema de medição devem ser tratadas entre ANP e agente regulado durante o processo de aprovação do projeto do sistema de medição. Adicionalmente, solicitações extraordinárias para sistemas de medição já em operação podem resultar em adequações físicas de sistemas de medição, envolvendo obras e aquisição de equipamentos, com prazos geralmente longos, especialmente no cenário offshore.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	4.2.1.2.	4.2.2.2. A ANP ou o Inmetro, a qualquer tempo, pode determinar a modificação do projeto de sistemas de medição, de forma a aplicar qualquer alteração ou substituição que venha a ocorrer nas normas e regulamentos utilizados. Para projetos de sistemas de medição já aprovados, os prazos para a adequação serão definidos em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	Solicitações extraordinárias para alteração de sistemas de medição já em operação podem resultar em adequações físicas que envolvem obras e aquisição de equipamentos. Neste cenário, é proposto que o prazo para adequação seja negociado com o agente regulado e não seja inferior a 12 meses, em consonância com os demais prazos previsto neste Regulamento.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.1.2.	5.1.2. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ser submetidos ao controle metrológico legal pelo Inmetro.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle operacional nas instalações do agente regulado. Desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.1.3.	5.1.3. Os sistemas de medição devem ser projetados, instalados e operados para atender: a) as especificações do fabricante vigentes no momento do projeto dos sistemas de medição e aquisição dos equipamentos; b) o estabelecido nas portarias de aprovação de modelo vigentes no momento da aquisição dos equipamentos; c) as normas pertinentes indicadas no Anexo IV; d) os requisitos estabelecidos neste regulamento; e) faixa calibrada.	Os sistemas devem ser avaliados com base nos requisitos e especificações associados ao projeto e aquisição dos equipamentos aprovados. O agente regulado não tem controle sobre eventuais mudanças realizadas posteriormente. Neste caso, entende-se que compete a ANP ou o Inmetro solicitar em prazo a ser negociado com o agente regulado qualquer alteração nos sistemas de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.1.4.1.	Remover	A realização de auditorias é uma premissa do sistema de gestão da medição. Trata-se de um processo interno cujo objetivo é a melhoria contínua. Entende-se que não deve se tornar uma exigência legal. A ANP já realiza suas inspeções de rotina a fim de avaliar a adequação dos sistemas de medição aos regulamentos e normas pertinentes. Adicionalmente, não há definição do que representa "auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição"
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.2.1.	5.2.1. O projeto de medição deve ser apresentado para aprovação da ANP, preferencialmente, antes da construção dos sistemas de medição.	Atualmente, não há um prazo para resposta quanto a solicitação de autorização do projeto do sistema de medição realizada pelo agente regulado. Dado que a construção de um novo sistema de medição envolve diversas outras disciplinas, entende-se que é apenas um risco assumido pelo agente regulado (e não um fato impeditivo) iniciar a construção do sistema antes da apresentação e autorização do mesmo.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.2.1.1.	5.2.1.1. O projeto dos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia dos itens 1.2.1.1. e 1.2.1.2. deverá ser avaliado e aprovado no âmbito da regulamentação vigente no momento da solicitação de aprovação do projeto.	Atualmente, não há um prazo para resposta quanto a solicitação de autorização do projeto do sistema de medição realizada pelo agente regulado. Dado que a construção de um novo sistema de medição envolve diversas outras disciplinas, entende-se que é apenas um risco assumido pelo agente regulado (e não um fato impeditivo) iniciar a construção do sistema antes da autorização do mesmo. Pode-se assumir que o agente regulado será avaliado conforme os requisitos válidos no momento da submissão do pleito .  Projetos submetidos pelo agente regulado para aprovação da ANP em data anterior à entrada em vigor deste regulamento devem ser avaliados conforme regulamentação vigente no momento de submissão da solicitação de aprovação encaminhada a partir de carta específica.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.2.2.	5.2.2. A ANP poderá solicitar alterações no projeto de medição para garantir o atendimento integral a este regulamento, caso tenha sido submetido após a entrada em vigor deste regulamento. Caso o projeto seja submetido à ANP antes da entrada em vigor deste regulamento,	Projetos submetidos pelo agente regulado para aprovação da ANP em data anterior à entrada em vigor deste regulamento devem ser avaliados conforme regulamentação vigente no momento de submissão da solicitação de aprovação encaminhada a partir de carta específica.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				deverá ser avaliado conforme regulamentação vigente no momento de submissão.	
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.2.x.	5.2.x. A ANP, em até 60 dias a contar do recebimento da documentação prevista no item 5.2.3., deverá avaliar e se posicionar quanto à autorização do projeto de um sistema de medição. Caso não haja resposta dentro deste prazo, o projeto poderá ser considerado aprovado.	De forma a mitigar eventuais prejuízos às partes envolvidas, uma vez que é necessário realizar contratação de bens e serviços para construção de um sistema de medição, e mitigar os impactos no cronograma dos projetos de desenvolvimento da produção, propõe utilizar como referência o prazo da Resolução ANP nº808/2020 para avaliação dos pleitos de autorização de projeto de sistema de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.4.3.	5.4.3. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 20 dias de antecedência: a) plano de gerenciamento de lacres e proteções dos sistemas de medição, contendo, no mínimo, a identificação de cada sistema de medição e equipamento protegido. b) memorial de cálculo das incertezas estimadas de medição para os volumes medidos no ponto onde o sistema será instalado, destacando as incertezas previstas para as faixas limites de vazão (mínima, operação e máxima) para cada elemento primário; c) relatórios de configuração dos computadores de vazão com as principais variáveis destacadas; d) relatório de configuração da eletrônica dos medidores de vazão com as principais variáveis destacadas, quando aplicável; e) certificados de calibração dos elementos primários e secundários; f) relatórios de teste de estanqueidade das válvulas dos sistemas de medição fiscal, apropriação e transferência de custódia.	O prazo para apresentação do documento deste item atualmente é 20 dias conforme ofício circular e-ANP/NFP 0001/20. Existem 2 documentos associados a gestão de lacres: o plano de gestão de lacres e o relatório contendo o histórico de instalação/remoção de lacres. Em novas unidades de produção, é comum a necessidade de rompimento de lacres até a partida da unidade pelos mais diversos fins. Desta forma, propõe que seja disponibilizado em até 20 dias o plano de gerenciamento de lacres, e que o relatório de lacres esteja disponível durante a inspeção para autorização do sistema. Adicionalmente, a senha para acesso a equipamentos e sistema é algo sigiloso para evitar o acesso não autorizado; logo, entende-se que tal informação não deva estar em um documento de domínio público. Os relatórios de configuração da eletrônica são apenas aplicáveis a algumas tecnologias de medição e dependem do modelo do medidor. Atualmente, os computadores de vazão (elementos terciários) não são passíveis de calibração.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.4.3.1.	5.4.3.1. O relatório de controle de lacres, contendo a identificação de cada lacre instalado para proteção dos sistemas de medição deverá ser disponibilizado para ANP até a inspeção para autorização de entrada em operação do sistema de medição.	Existem 2 documentos associados a gestão de lacres: o plano de gestão de lacres e o relatório contendo o histórico de instalação/remoção de lacres. Em novas unidades de produção, é comum a necessidade de rompimento de lacres até a partida da unidade pelos mais diversos fins. Desta forma, propõe que seja disponibilizado em até 20 dias o plano de gerenciamento de lacres, e que o relatório de lacres esteja disponível durante a inspeção para autorização do sistema.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.5.2.2.x.	5.5.2.2.x. Não é obrigatória a instalação de lacres nos seguintes locais: a) drenos fechados de sistemas de medição de petróleo; b) drenos de sistemas de medição de gás natural; c) pontos de amostragem manual de petróleo e gás natural; d) válvulas associadas aos sistemas de medição de apropriação.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	5.5.3.2.	5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha conforme legislação específica da ANP em até 3 dias úteis da detecção do evento.	Equalização do prazo de comunicação de eventos de falha com o prazo para envio das informações de produção dos sistemas de medição através de arquivos XML, visando a simplificação dos processos.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	6.1.5.	6.1.5. Todos os dutos de entrada e saída de sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia em tanque, bem como dutos de interconexão a outros sistemas e drenos, devem ser providos de válvulas que possam ser lacradas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque, de forma a garantir a operação de medição.	Entende-se ser necessário definir o escopo de sistemas que devem ser lacrados, uma vez que, sistemas de medição de apropriação ou operacional não fazem parte do mesmo, conforme definições do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	6.3.4.	6.3.4. Os sistemas de medição de petróleo devem ser projetados, instalados, operados e mantidos em atendimento às seguintes classes de exatidão conforme sua aplicação: a) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s, classe de exatidão 0.3; b) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C, classe de exatidão 1; c) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s, classe de exatidão 0.3; d) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C, classe de exatidão 1; e) sistemas de medição de apropriação, classe de exatidão 1; f) sistemas de medição operacional, classe de exatidão 1.	Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº 291/2021 e OIML R117. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	6.4.x.	6.4.x. A utilização de medidores bidirecionais é condicionada à autorização específica da ANP durante a aprovação do projeto, devendo o medidor atender a todos os requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro para medição em ambos os sentidos do escoamento.	O uso de sistemas de medição de gás bidirecional é uma prática da indústria e não acarreta prejuízos à qualidade da medição, uma vez que, para fins metrológicos, o medidor tem funcionamento similar a dois medidores, devendo ser obtida uma curva de calibração distinta para cada um dos sentidos. Adicionalmente, essa configuração pode simplificar projetos e reduzir custos.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	6.6.2.	6.6.2. Os sistemas de medição de água devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) medidor de vazão compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo Inmetro; b) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor para sistemas de medição de apropriação; c) instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor para sistemas de medição de apropriação. d) um dispositivo de cálculo de volumes.	Os sistemas de medição de água conforme este Regulamento são operacionais. Seus resultados são utilizados para acompanhamento do desempenho do processo de produção. Desta forma, entende-se que seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Entende-se que a ausência de instrumentos de temperatura e pressão não impacta de forma significativa a qualidade da medição. Alternativamente, caso esta Agência não esteja de acordo, pode-se considerar correção de P e T apenas nos sistemas

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					de medição de água de saída do separador de testes, e correção de P nos sistemas de medição de alta pressão (ex: injeção de água). Entende-se que por se tratar de um sistema de medição operacional, o uso de um dispositivo de cálculo é suficiente para garantir a qualidade de medição. Além disso, atualmente não há computador de vazão com Portaria de Aprovação de Modelo para medição de água.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.1.3.x.	7.1.3.x. Não é necessária autorização prévia da ANP para contorno de sistemas de medição que contribuam negativamente para a produção, desde que estes volumes não sejam descontados do volume produzido.	Permitir existência de contornos em sistemas de medição em que haja desconto de volumes (ex: importação de gás, injeção de óleo nos poços, etc), já que este cenário não acarreta prejuízos ao recolhimento de Participações Governamentais.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.1.1.	7.2.1.1. Qualquer instrumento, componente ou sistema de medição, cujos resultados façam parte dos cálculos da apropriação da produção aos poços ou ao campo, deverão atender aos requisitos exigidos para medição de apropriação. No caso de instrumentos de medição submarinos (subsea), estes deverão atender a critérios e requisitos específicos a serem definidos pela ANP.	Considerar requisitos flexíveis para instrumentos submarinos utilizados para apropriação da produção, considerando as dificuldades de acesso, realização de calibração, inspeção, etc.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.3.x.	7.2.3.1. Para poços de baixa produção que produzem para instalações marítimas, é possível realizar o teste de poço em conjunto com um poço de alta vazão, mediante a autorização específica da ANP, desde que: a) O potencial de produção do poço de baixa produção seja inferior a 5% do potencial de produção da instalação na qual este poço está vinculado; ou b) O cenário de apropriação seja classificado como apropriação simples, segundo os critérios deste Regulamento.	Há situações nas quais os poços podem não ter vazão suficiente para produzir de forma isolada, como em casos de poços conectados a manifolds submarinos. Em situações de poços de baixa vazão, dificilmente há viabilidade econômica para adequações da instalação, e a possibilidade de teste em conjunto se torna uma alternativa viável e que mantém qualidade similar ao potencial obtido em testes convencionais.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.4.2.	7.2.4.2. As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação do poço. Caso as condições de teste sejam diferentes das condições usuais de operação, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação utilizando método reconhecido pela indústria do petróleo.	Em geral, no cenário offshore, as condições de teste e condições de operação podem ser diferentes, sendo aplicáveis modelos matemáticos reconhecidos pela indústria para realização desta conversão, sem qualquer prejuízo para a qualidade dos resultados obtidos. Neste sentido, por se tratar de uma prática mundialmente utilizada e consolidada, entende-se que não seja necessária autorização para sua utilização.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.4.5.	7.2.4.5. Os volumes de condensado e diesel para serviço nos poços devem ser apropriados como produção de petróleo.	Em alguns cenários, a injeção de Diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&P. A ausência de um ponto de medição fiscal de Diesel gera um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.4.6.1	7.2.4.6.1. Nas medições de apropriação de petróleo realizadas em sistemas de medição em tanque (testes de poços em tanques), fica dispensada a coleta de petróleo para	Em sistemas de medição de petróleo em tanque, a medição dos volumes ocorre em condições atmosféricas após tempo de residência, o que garante liberação de toda a parcela de gás associada ou

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				determinação de fator de encolhimento e razão de solubilidade.	<p>que essa parcela remanescente seja bastante reduzida, de forma que o impacto da realização de análise de fator de encolhimento pode ser considerado inexistente ou desprezível.</p> <p>Além disso, como o volume de gás associado ao petróleo e direcionado aos tanques é ventilado, não se aplica a análise de razão de solubilidade neste casos.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.4.8.y.	7.2.4.8.y. A determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade pode ser realizada a partir de coleta de uma corrente contendo diversos poços com características similares, mediante autorização prévia da ANP. Outras metodologias também podem ser utilizadas, desde que previamente aprovadas pela ANP.	Em campos de baixa produção e com muitos poços, a variação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade é de baixa relevância no resultado das medições. Adicionalmente, existem dificuldades técnicas para realização de coletas de petróleo pressurizado para poços de baixa produção e elevado BSW. Desta forma, entende-se que os poços possam ser agrupados, evitando assim a necessidade de coleta para vários poços e gerando otimização dos recursos.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.2.4.x.	7.2.4.x. As coletas de petróleo para determinação do massa específica devem ser realizadas a cada teste de poço com a implementação do resultado no computador de vazão no próprio teste ou no próximo teste a ser realizado.	Adequação aos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20. A coleta durante um teste com o resultado sendo aplicado durante o próprio teste pode ser inviável em algumas situações, pois aumentaria significativamente o tempo mínimo em que um poço permaneceria alinhado para o sistema de testes. Adicionalmente, existem cenários de instalações marítimas onde a análise de massa específica é feita em laboratório em terra.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	7.3.4.	Remover	É possível a ocorrência de transferência de custódia de petróleo com BSW superior a 1% em casos extraordinários onde possa ter ocorrido medição fiscal com BSW acima deste limite. Além disso, pode haver transferência com BSW superior a 1% em situações específicas, como no início dos processos de offloading em FPSOs, em que a quantidade de água presente no óleo é maior. Por se tratar de uma medição relacionada a uma transferência comercial, entende-se que tal cenário não acarretaria prejuízos a União e este requisito pode ser removido deste Regulamento.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	8.1.6.	8.1.6. Todos os sistemas de medição devem possuir sistema de amostragem manual, com exceção dos sistemas de medição ultrassônica de gás queimado ou ventilado, que podem considerar análises do gás a partir de pontos de amostragem associados a outros pontos de medição da instalação.	<p>Considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impacto da composição na medição ultrassônica de gás queimado ou ventilado é desprezível, já que opera em baixas pressões (compressibilidade próxima de 1).</li> <li>- Pode haver dificuldades técnicas na realização de amostragem de gás nesses sistemas de medição, devido às baixas pressões.</li> </ul> <p>Propõe-se que seja permitida no RTM a utilização de pontos de amostragem alternativos para sistemas de medição de gás queimado ou ventilado.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	8.2.2.x.	8.2.2.x. Em sistemas de medição redundantes (em paralelo), é permitida a utilização de apenas um sistema de amostragem e análise, devendo, neste cenário, os resultados serem compartilhados entre todos os sistemas de medição.	Entende-se que, em cenários onde uma corrente é dividida para fins de medição (ex.: atendimento a faixa de operação dos medidores), não há mudança nas propriedades do fluido. Desta forma, propõe-se a formalização quanto a realização de coleta única em sistema de amostragem compartilhado sem que haja qualquer prejuízo à qualidade da medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	8.2.x.	8.2.x. Para sistemas de medição sem fluxo ou com fluxo insuficiente para realização de amostragem em atendimento às normas pertinentes para determinação do BSW e da massa específica, considera-se que não é necessária a realização das coletas e, portanto, os prazos para coleta e implementação dos resultados previstos neste Regulamento não são aplicáveis.	Propõe a formalização da isenção da necessidade de coleta sem que haja necessidade de comunicação prévia para a ANP ou indisponibilização do ponto de medição, em casos de impossibilidade técnica para realização da coleta. Neste cenário, compete ao agente regulado armazenar as evidências desta impossibilidade técnica para apresentação à ANP, quando solicitado.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	8.2.4.	8.2.4. O sistema de amostragem deve garantir a representatividade da amostra de petróleo coletada em atendimento às normas e regulamentos pertinentes. Quando necessário, o sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem.	Equalização com as normas contidas neste Regulamento referentes à amostragem de fluidos, onde o uso de misturador não é obrigatório. Entende-se que deve-se garantir a representatividade da coleta, sendo o uso de misturador apenas recomendável, a depender da configuração do ponto de amostragem.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	8.3.1.	8.3.1. Para sistemas de medição de gás natural, deve ser determinada a composição do gás para permitir a obtenção dos volumes na condição padrão ou para outros usos, conforme solicitação da ANP em negociação com o agente regulado.	Em termos de propriedades, o cálculo dos volumes de gás realizado pelos computadores de vazão depende da composição do gás. Demais parâmetros são calculados pelo próprio computador de vazão ou não impactam no cálculo dos volumes, devendo ser objeto de regulamentação específica associada à qualidade do gás.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.1.1.	9.1.1. Todas as calibrações e inspeções deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração (RBC), ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation), exceto nas seguintes situações: a) calibração de medidores em operação realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando sistemas de calibração autorizados pela ANP compostos de padrão de referência ou de padrão de trabalho; b) calibração de medidores padrão de trabalho realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando sistemas de calibração autorizados pela ANP compostos de padrão de referência; c) validação a seco do medidor de vazão em sistemas de medição de gás queimado ou ventilado (dry calibration); d) calibração de analisador em linha de BSW; e) calibração de analisador em linha de densidade (massa específica); f) calibração de cromatógrafo em	Adequação textual. Entende-se que procedimentos realizados pelo próprio agente regulado conforme previsto neste Regulamento (novos itens i, j, k, l) devem ser explicitados.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>linha;</p> <p>g) calibração de sistema eletrônico de medição de nível;</p> <p>h) calibração de medidores e instrumentos associados a sistemas de medição operacional;</p> <p>i) inspeção de sistemas de amostragem automática de petróleo proporcional à vazão;</p> <p>j) teste de estanqueidade de válvulas;</p> <p>k) teste de não vazamento interno de provadores;</p> <p>l) inspeção dimensional de trecho de reto para sistemas de medição que não utilizem medidor por placa de orifício.</p>	
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.1.2.1.x.	<p>9.1.2.1.x. O prazo de validade de um certificado de inspeção dimensional para sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia em operação é:</p> <p>a) para placa de orifício, 12 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 24 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.</p> <p>b) para trechos retos e válvulas porta-placa, 36 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 72 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.</p>	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.1.2.1.z.	<p>9.1.2.1.z. Para novos sistemas de medição, caso o medidor em operação ou medidor padrão de trabalho seja calibrado na instalação pelo agente regulado, este pode entrar em operação com o prazo de calibração em desacordo com os prazos previstos no Anexo III, mas deve ser calibrado em até 10 dias da entrada em operação do sistema de medição. Caso seja um medidor calibrado em sistemas de medição e calibração com fluxo não contínuo, a calibração deve ser realizada até a 2ª transferência feita pelo sistema de medição.</p>	<p>Formalização de prazo comumente adotado na entrada em operação de novos sistemas de medição cuja calibração é realizada na instalação pelo próprio agente regulado.</p> <p>Válido para sistemas de medição fiscal, apropriação e transferência de custódia. Como exemplo de sistema de medição com fluxo não contínuo, pode-se citar o sistema de medição de transferência de custódia no offloading de FPSOs.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.1.5.	<p>9.1.5. Os resultados da calibração e inspeção dimensional devem ser implementados na configuração dos sistemas de medição:</p> <p>a) para calibrações de medidores de vazão realizadas na própria instalação, seja pelo próprio agente regulado ou laboratório externo: 3 dias úteis a partir da emissão do certificado de calibração para implementação dos resultados de calibração nos computadores de vazão.</p> <p>b) para inspeções dimensionais de placas de orifício e trechos retos realizadas na própria instalação por laboratório externo: 3 dias úteis a partir da emissão do certificado para implementação dos resultados de inspeção dimensional nos computadores de vazão.</p> <p>c) para os demais casos, a implementação do resultado deve ser</p>	<p>Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.</p> <p>É inviável realizar a implementação dos resultados em em até cinco dias úteis da realização da calibração ou inspeção do elemento, já que é necessário prazo para emissão dos certificados contendo os resultados.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				realizada antes da entrada em operação do equipamento.	
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.2.2.	9.2.2. A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) massa específica: 20%; b) viscosidade menor que 100cP: 20cP (absoluto) c) viscosidade igual ou maior que 100cP: 20% (relativo). <del>b) 5°C na temperatura;</del> <del>e) 10% na pressão.</del>	O atendimento do referido item com relação aos critérios de temperatura e pressão é de grande dificuldade, haja vista a limitação física dos laboratórios de calibração acreditados existentes. Entende-se que a alteração da pressão e temperatura é refletida no valor da massa específica e da viscosidade do fluido utilizado para calibração. Como a massa específica e a viscosidade, bem como a vazão, são as variáveis que podem impactar diretamente nos resultados da calibração, entende-se ser suficiente que as condições de contorno de uma operação de calibração de medidores de vazão estejam definidas apenas em torno dessas três variáveis. Com relação à viscosidade, a definição de um limite absoluto de 20% para petróleo de baixa viscosidade como, por exemplo, os encontrados no pré-sal brasileiro (10 cP), gera uma condição de atendimento bastante restritiva, sem que haja comprovadamente um ganho real na qualidade das medições.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.2.3.1.	9.2.3.1. Calibração em até 3 vazões: a) as vazões nas quais o medidor irá operar não poderá diferir em mais de 10% das vazões calibradas.	Entende-se que o texto atual inviabiliza a calibração em 2 ou 3 vazões. Desta forma, propõe a manutenção dos critérios previstos para calibração em um única vazão para que a realização de uma calibração em 2 ou 3 vazões, uma vez que não há prejuízo com relação à qualidade das medições. A adoção de tal procedimento otimizaria o uso dos recursos, reduzindo o número de alinhamentos para calibração do medidor de vazão e ocorrência de cenários de operação fora dos limites metrológicos estabelecidos por este regulamento.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.2.3.2.	9.2.3.2. Calibração em mais de 3 vazões: a) a quantidade mínima de vazões nas quais o medidor será calibrado deverá atender a seguinte regra, arredondada para o número inteiro superior, sendo o mínimo de vazões a serem calibradas igual a 4: $\text{Quantidade de Vazões} = \lceil (\text{Vazão Máxima da Calibração} / \text{Vazão Mínima da Calibração}) / 2 \rceil + 1$ <del>b) a calibração deve ser realizada no mínimo em quatro vazões distintas;</del> c) a partir de oito vazões distintas torna-se opcional a utilização de vazões adicionais; d) as vazões calibradas devem ser distribuídas entre as vazões mínima e máxima da calibração; <del>e) os resultados da calibração em cada vazão devem ser implementados individualmente no computador de vazão;</del>	Adequação textual. Entende-se que a não adoção de um limite de 10% nos extremos da faixa calibrada do medidor em operação não acarreta ganho na qualidade de medição. Além disso, tal cenário é previsto para calibrações realizadas em um única vazão. Propõe-se que a implementação no computador de vazão dos resultados de calibração seja tratada em item específico.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>f) a vazão de operação do medidor em operação poderá extrapolar em até 10% as vazões mínima (10% inferior à vazão mínima) e máxima (10% superior à vazão máxima) na qual ele foi calibrado;</p> <p>g) a vazão de operação do medidor padrão de trabalho não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima na qual ele foi calibrado.</p>	
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.2.5.x.	9.2.5.x. Para sistemas de medição de vazão de condensado, ANP poderá autorizar a calibração dos medidores de vazão em condições diferentes das previstas neste Regulamento em função das características específicas deste fluido.	O condensado possui propriedades diferente do petróleo. Desta forma, propõe formalizar o uso de critérios específicos (ex.: faixas de viscosidade maiores, fluidos e condições alternativos para calibração).
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.6.1.	9.6.1. Será considerada falha de medição sempre que a deriva do medidor em operação estiver em valor absoluto acima dos seguintes limites: a) 0,6% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s; b) 2% para medição de apropriação de petróleo; c) 1% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural; d) 3% para medição de apropriação de gás natural. e) 2% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C;	Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº291/2021 e OIML R117.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.6.1.1.	Remover	Entende-se que não é necessário avaliar desvio entre calibrações sucessivas de medidor padrão de referência. Não foi verificado requisito similar explícito para medidor padrão de trabalho. Além disso, critério de desvio máximo é bastante restritivo (0,02%), podendo indicar falha de medidor que está adequado. Neste caso, se o requisito for mantido, propõe-se que seja definido limite maior e seja indicada a referência normativa para o critério de desvio máximo.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.6.1.3.	9.6.1.3. Na ocorrência de falha de medição nos termos dos itens 9.6.1 e 9.6.1.1., a causa raiz da falha deverá ser avaliada. Quando aplicável, o medidor deverá ser retirado de operação, mantido e passar por uma nova calibração antes do retorno à operação.	Entende-se que a obrigatoriedade de remoção do medidor irá acarretar prejuízos ao agente regulado sem ganho real na qualidade da medição, uma vez que a diferença elevada entre calibrações pode ser resultante das calibrações terem sido realizadas em condições muito diferentes da calibração anterior, como por exemplo, em uma vazão distinta ou em um outro laboratório acreditado.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.8.x.	9.8.x. Deve ser verificada a estanqueidade das seguintes válvulas: a) válvulas utilizadas nos alinhamentos para calibração de medidores de vazão; b) válvulas que garantam o isolamento dos medidores fiscais, de	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20. Adicionalmente, temos: 1) Válvulas de isolamento de sistemas de medição de gás com tramo único podem ser excluídas do escopo de válvulas necessárias para realização de teste de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>apropriação e de transferência de custódia de óleo ou gás linear (exceto nos sistemas de medição de queima ou vent), utilizadas em pontos de medição que operam de forma contínua;</p> <p>c) Válvulas que garantam o isolamento de medidores físicos, de apropriação e de transferência de custódia associadas a sistemas de medição com placa de orifício que não permitam sua retirada em fluxo, ou que sejam utilizadas em pontos de medição com mais de um tramo em paralelo e que operam de forma contínua em ao menos um dos tramos;</p> <p>d) válvulas de entrada, saída e interconexão de tanques fiscais, de apropriação e transferência de custódia;</p> <p>e) válvulas associadas à contorno de sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia.</p>	<p>estanqueidade em sistemas de medição de gás com placa de orifício. Nestes casos, as intervenções são realizadas em fluxo (ex: retirada de placas de orifício para inspeção) ou apenas em paradas programadas (ex: inspeção de trechos retos). Portanto, não há nenhum ganho em se realizar o teste de estanqueidade das válvulas.</p> <p>2) Válvulas de isolamento de sistemas de medição em pontos de medição cujo uso não é contínuo podem ser excluídas do escopo de válvulas necessárias para realização de teste de estanqueidade. Neste caso, eventuais intervenções podem ser realizadas durante o período em que os pontos de medição estiverem fora de uso. Ex: pontos de medição na saída de separadores de teste e pontos de medição de offloading em FPSOs. Portanto, não há nenhum ganho em se realizar o teste de estanqueidade das válvulas.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.9.4.	Remover	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição, pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gás lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções. Por fim, propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.9.5.	<p>9.9.5. As incertezas dos sistemas de medição devem ser monitoradas e atualizadas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação:</p> <p>a) Método 1:</p> <p>a.1) Em até 5 dias úteis após a emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional ou qualquer alteração na condição de operação que influencie no resultados de medição; ou</p> <p>a.2) Antes da entrada em operação, caso o equipamento não entre em operação em até 5 dias úteis após a emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional.</p> <p>b) Método 2: memorial de cálculo de incerteza fixo estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar constantemente abaixo do limite pré-estabelecido.</p>	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	9.x.	<p>9.x. A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos pode ser realizada a partir da data de instalação desses equipamentos ou após 12 meses da realização da calibração, o que for menor, desde que estejam acondicionados em condições adequadas até a sua instalação.</p>	<p>Equipamentos tendem a preservar as características metrológicas quando não há fluxo e estejam preservados de forma adequada. Alternativamente, caso ANP não esteja de acordo, pode-se considerar as opções:</p> <p>9.x.a) A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos sem partes móveis, incluindo transmissores, placas de orifício, trechos retos, medidores de vazão ultrassônicos ou coriolis, pode ser realizada a partir da data de instalação desses equipamentos ou após 12 meses da realização da calibração, o que for menor, desde que estejam acondicionados em condições adequadas até a sua instalação.</p> <p>9.x.b) A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos em novas instalações de produção pode ser iniciada a partir do início de operação da instalação (1º óleo).</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.1.1.	<p>10.1.1. Os sistemas de medição serão classificados pela ANP em categorias de acordo com a vazão máxima de projeto, considerando a média mensal ou anual esperada. Caso a operação prevista para o sistema de medição não seja contínua, poderá ser calculada a vazão máxima real ponderando períodos esperados sem fluxo, em base mensal ou anual, de forma a definir a classificação do sistema de medição.</p>	<p>Permitir o enquadramento mais realista de sistemas de medição que podem possuir picos pontuais de vazão (ex: medição de gás de queima) ou que não operam de forma contínua, como medição de apropriação na saída de separadores de teste e medição de transferência de custódia de óleo em FPSOs. Ex: pode-se ter uma instalação com cinco poços com teste de poços a cada 12 meses, o que levaria à realização de menos de 01 teste por mês em média. Neste caso, entende-se ser desnecessário projetar um sistema de medição extremamente robusto (categoria A), considerando que sua operação será apenas eventual, ainda que o sistema de medição seja projetado para medir alta vazão de um determinado poço.</p> <p>Portanto, deve-se avaliar o acúmulo de volume ao longo do tempo (avaliação mensal ou anual) e não vazões máximas pontuais.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.1.2.	10.1.2. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites: a) categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 500 m <sup>3</sup> /d e menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5 m <sup>3</sup> /d e menor que 500 m <sup>3</sup> /d; d) categoria D - vazão menor que 5 m <sup>3</sup> /d.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.1.3.	10.1.3. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites: a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 50.000 m <sup>3</sup> /d; d) categoria D – vazão menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.1.x.	10.1.x. Os sistemas de medição utilizados em testes de formação devem seguir legislação específica da ANP.	Os sistemas de medição utilizados em teste de formação possuem características especiais associadas ao curto período de operação e devem ser tratados por meio de regulamentação específica.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.1.	10.2.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo que operam de forma contínua devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional. Para melhor detalhamento do item, propõe-se a criação de novo item específico para sistemas de medição de gás.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.x.	10.2.x. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural que operam de forma contínua e que não permitam a remoção do medidor de vazão sem a parada do fluxo devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada ou que permitam a retirada do medidor em operação (ex.: sistema de medição com placa de orifício e válvula porta-placas; sistema de medição com sensores retráteis) podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.3.	10.2.3. Os sistemas de medição de petróleo devem possuir: a) sistema de amostragem automática proporcional à vazão para medição fiscal, exceto para sistemas de medição de condensado;	Adequação textual. a) Em sistemas de medição de condensado pressurizado, pode haver a impossibilidade técnica de realizar a coleta de condensado para determinação do BSW utilizando sistema

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>b) analisador em linha de BSW para medição fiscal e de transferência de custódia;</p> <p>c) sistema de calibração com padrão de referência para medição fiscal;</p> <p>d) sistema de calibração com padrão de referência ou com padrão de trabalho disponível na instalação para calibração de medidores de vazão de apropriação e de transferência de custódia;</p> <p>e) válvulas com atuação automática local ou remota para medição fiscal e de transferência de custódia;</p> <p>f) sistema de reproprocessamento de petróleo desenquadrado para medição fiscal.</p>	<p>de amostragem automática e proporcional à vazão devido às características do fluido (casos de impossibilidade técnica). Também pode haver dificuldade técnica em sistemas de medição de apropriação, especialmente devido à existência de gás dissolvido no óleo. Além disso, entende-se que a amostragem manual não prejudica a qualidade da medição nesses casos.</p> <p>b) Entende-se que analisador em linha não deve ser obrigatório, ficando sob decisão do usuário a sua utilização, já que geralmente não representa o método oficial de determinação do BSW.</p> <p>d) Sistema de calibração não necessita estar diretamente associado aos sistemas de medição nesses casos, mas necessita estar disponível na instalação (ex: considerar a possibilidade de calibração de medidor de apropriação de óleo no skid de offloading em FPSOs).</p> <p>e) As válvulas utilizadas para controle operacional têm atuação automática, porém podem necessitar de intervenção humana local ou remota para operarem.</p> <p>f) Entende-se que a existência de recurso para reproprocessamento de petróleo desenquadrado seja um aspecto da instalação e não um requisito do sistema de medição. Portanto, sugere-se a remoção ou inclusão em item específico. Caso requisito seja mantido, é necessário esclarecimento: requisito se refere à necessidade de desvio do óleo para retratamento antes da medição fiscal caso o óleo fique desenquadrado ou se refere à necessidade de reprocessar qualquer volume de óleo não medido encaminhado para tanques?</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.3.1.	10.2.3.1. Para determinação de volume líquido de petróleo em sistemas de medição fiscal e de apropriação deve ser utilizado o resultado das análises de laboratório a partir de coleta utilizando-se sistema de amostragem automática proporcional à vazão	Adequação textual. Pode haver dificuldade técnica em sistemas de medição de apropriação, especialmente devido à existência de gás dissolvido no óleo. Além disso, entende-se que a amostragem manual não prejudica a qualidade da medição nesses casos.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.3.2.	Remover	A obrigatoriedade de analisador em linha de BSW pode não trazer ganho real à qualidade da medição, uma vez que o método oficial para determinação do BSW em muitos casos é a análise de laboratório a partir de sistemas de amostragem (automática e/ou manual). Dessa forma, a decisão de inclusão de analisador de BSW, como método oficial de determinação do BSW ou apenas para o acompanhamento operacional, caberia ao usuário, sendo opcional.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.4.	10.2.4. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir: a) cromatógrafo em linha para medição de gás exportado; b) sistema de calibração com medidor padrão de trabalho; e c) válvulas com atuação automática local ou remota.	Adequação textual. a) Propõe-se que cromatógrafos em linha sejam considerados apenas em pontos de exportação de gás, não havendo ganho relevante nos demais pontos de medição. c) As válvulas utilizadas para controle operacional têm atuação automática, porém podem necessitar de intervenção humana local ou remota para operarem.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.2.5.	Remover o item. Caso seja mantido, considerar: 10.2.5. Sistemas de medição com medidor deprimogênio (por diferencial de pressão) para medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural só poderão ser utilizados caso seja demonstrada a inviabilidade técnica de utilização de medidor linear pelo agente regulado, mediante autorização da ANP.	Sistemas de medição fiscais e de transferência de custódia com medidor deprimogênio (ex.: placa de orifício) tem sido largamente utilizados pela indústria. A proibição de seu uso não traz ganhos significativos à qualidade de medição. Adicionalmente, destaca-se a inexistência de laboratório de calibração de medidores de vazão de gás no Brasil capaz de atender as vazões e condições operacionais previstas para esta categoria ou, eventualmente, inexistência de laboratório de calibração no mundo, a depender das condições operacionais, de forma a garantir o atendimento ao item 9.2.2. Adicionalmente, verifica-se que a oferta de modelos de medidores de vazão é bastante limitada ou mesmo inexistente atualmente, especialmente se considerar medidores com aprovação de modelo pelo Inmetro, a depender das condições operacionais (ex: alta vazão, alta pressão, presença de contaminantes, etc). Dessa forma, propõe-se a remoção do requisito. Caso seja mantido, considerar a possibilidade de utilização de medidores deprimogênios em algumas situações em que não haja possibilidade de utilização de medidores lineares (indisponibilidade de modelos, por exemplo) ou não seja possível o cumprimento dos requisitos de calibração/manutenção.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.3.1.	10.3.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo que operam de forma contínua devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional. Para melhor detalhamento do item, propõe-se a criação de novo item específico para sistemas de medição de gás.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.3.x.	10.3.x. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural que operam de forma contínua e que não permitam a remoção do medidor de vazão sem a parada do fluxo devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada ou que permitam a retirada do medidor em operação (ex.: sistema de medição com placa de orifício e válvula porta-placas; sistema de medição ultrassônica de gás de queima com sensores retráteis) podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.3.2.	10.3.2. Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem possuir: a) sistema de amostragem automática proporcional à vazão, exceto para sistemas de medição de condensado; b) sistema de calibração com padrão de referência ou com padrão de trabalho.	Adequação textual. a) Em sistemas de medição de condensado pressurizado, pode haver a impossibilidade técnica de realizar a coleta de condensado para determinação do BSW utilizando sistema de amostragem automática e proporcional à vazão devido às características do fluido (casos de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<del>e) sistema de reprocessamento de petróleo desenquadrado.</del>	impossibilidade técnica). c) Entende-se que a existência de recurso para reprocessamento de petróleo desenquadrado seja um aspecto da instalação e não um requisito do sistema de medição. Portanto, sugere-se a remoção ou inclusão em item específico. Caso requisito seja mantido, é necessário esclarecimento: requisito se refere à necessidade de desvio do óleo para retratamento antes da medição fiscal caso o óleo fique desenquadrado ou se refere à necessidade de reprocessar qualquer volume de óleo não medido encaminhado para tanques?
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	10.4.2.	10.4.2. O petróleo medido em sistemas de medição fiscal pode conter até 9% de BSW.	Adequação textual. Pode-se considerar a ocorrência de transferência de custódia de petróleo com BSW superior a 9% em casos extraordinários onde possa ter ocorrido medição fiscal com BSW acima deste limite. Além disso, pode haver transferência com BSW superior a 9% em situações específicas, como no início das transferências, em que a quantidade de água presente no óleo pode ser maior. Por se tratar de uma medição relacionada a uma transferência comercial, entende-se que tal cenário não acarretaria prejuízos a União e este requisito pode ser removido deste Regulamento.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	11.1.	11.1. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo e gás natural são considerados indisponíveis quando: a) o sistema de medição for mantido isolado por meio de válvulas ou bloqueios físicos feitos por meio de flange cego, raquete ou figura 8; b) em todos os bloqueios aplicados for mantido controle de lacres em padrão definido pela ANP; c) cada operação de bloqueio ou desbloqueio for comunicada à ANP após o evento, utilizando padrão definido pela ANP.	Entende-se que o uso de válvulas com estanqueidade comprovada por teste e com controle de lacres também poderia representar a indisponibilidade do sistema de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	11.3.y.	11.3.y. As válvulas cujo teste de estanqueidade seja realizado na própria instalação pelo agente regulado e que tenha vencido durante o período de indisponibilidade poderão ser testadas em até cinco dias do retorno à disponibilidade.	Os testes de estanqueidade normalmente necessitam que haja fluxo nas válvulas para que sejam realizados. Propõe-se a adoção dos mesmos prazos para calibração de medidores de vazão e analisadores em linha.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	11.a.	11.a. Fica dispensada a realização de coleta de amostras de petróleo para realização de análises de BSW e massa específica caso não haja fluxo no sistema de medição no dia de produção ou o fluxo seja insuficiente para a coleta em pontos de medição fiscal e de apropriação contínua, não sendo necessário atender os critérios do item 11.1. para indisponibilidade do sistema de medição.	Formalizar que não é necessário indisponibilizar o sistema de medição para interromper as coletas de amostra com periodicidade diária, caso não haja fluxo ou seja insuficiente.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	12.1.4.	<p>12.1.4. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos:</p> <p>a) nome do agente regulado;</p> <p>b) identificação do campo;</p> <p>c) identificação da instalação;</p> <p>d) data de elaboração do relatório;</p> <p>e) identificação do poço;</p> <p>f) identificação dos sistemas de medição, incluindo medidor de vazão e equipamentos associados, utilizados no teste;</p> <p>g) data e hora de alinhamento do poço para teste;</p> <p>h) data e hora de início do teste;</p> <p>i) data e hora de finalização do teste;</p> <p><del>j) valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) horários e no início e no fim do teste, por sistema de medição;</del></p> <p>k) volumes brutos, corrigidos e líquidos de petróleo, gás natural e água, por sistema de medição;</p> <p>l) BSW, massa específica, fator de encolhimento e razão de solubilidade do petróleo utilizado no teste e identificação dos relatórios de análises físico-químicas a que se referem;</p> <p>xxx) composição do gás natural utilizada no teste e identificação do relatório de análises físico-químicas a que se refere;</p> <p>m) fatores de correção utilizados, <del>parâmetros</del> e métodos de cálculo;</p> <p>n) RGO;</p> <p><del>o) data de realização do último teste do poço;</del></p> <p><del>p) identificação das análises utilizadas no último teste do poço;</del></p> <p>q) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>j) Entende-se que a inclusão de valores horários leva a uma grande quantidade de informações nos relatórios, sem ganhos significativos, podendo o relatório conter apenas os dados mais relevantes. Dessa forma, esse item seria não obrigatório.</p> <p>l) Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados a inclusão da data de realização das análises, uma vez que os relatórios estarão identificados.</p> <p>o) e p) Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição a identificação dos relatórios de análises físico-químicas utilizadas no teste anterior ou a data em que o teste anterior foi realizado, uma vez que estas informações não são relevante para o relatório de teste, gerando assim mais uma fonte de erro material e uma maior complexidade na elaboração do relatório. Desta forma, propõe-se os itens "p" e "o" sejam suprimidos.</p> <p>q) Propõe-se que seja necessário apenas a identificação unívoca dos responsáveis pelo relatório de teste (ex.: nome e CPF), uma vez que a obrigatoriedade de assinatura destes documentos requer a impressão e posterior digitalização de um arquivo atualmente já em formato digital.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	12.1.5.	<p>12.1.5. Os relatórios de medição de transferência de custódia devem incluir, pelo menos:</p> <p>a) identificação da instalação;</p> <p><del>b) identificação do(s) ponto(s) de medição do sistema de medição;</del></p> <p>c) nome do agente regulado que está entregando o fluido;</p> <p>d) nome da empresa que está recebendo o fluido;</p> <p>e) identificação dos sistemas de medição, incluindo medidor de vazão e instrumentos associados, utilizados na transferência;</p> <p>f) período da medição do fluido, por sistema de medição;</p> <p>g) volumes brutos, corrigidos e líquidos para cada sistema de medição;</p> <p><del>h) fatores dos medidores;</del></p> <p><del>i) quantidade (acumulada) de horas, por medidor em operação, desde a última calibração;</del></p> <p><del>j) identificação (TAG) dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição;</del></p> <p>k) BSW e massa específica para cada sistema de medição de petróleo no</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>Entende-se que a inclusão neste relatório da quantidade de horas que o medidor está em operação deste a última calibração (item i) e da identificação de eventos operacionais (item l) não traz ganhos à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados, sendo essas informações sem relevância para o relatório de medição de transferência de custódia.</p> <p>Adicionalmente, tais informações constituem uma fonte de erro material e aumentam a complexidade na elaboração do relatório. Desta forma, propõe-se que estes itens sejam suprimidos.</p> <p>Propõe-se que os relatórios de medição fiscal e de transferência de custódia possuam formato similar, uma vez que as informações relevantes são praticamente as mesmas, com exceção da empresa que irá receber o fluido no caso de transferência de custódia.</p> <p>Entendemos não ser necessário haver maior complexidade no relatório de transferência de custódia.</p> <p>n) Propõe-se que seja necessário apenas a identificação unívoca dos responsáveis pelo relatório (ex.: nome e CPF), uma</p>



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>período da transferência;  <del>xxx) composição do gás para cada sistema de medição de gás natural no período de transferência;</del>            l) eventos operacionais de impacto nos sistemas de medição (período de duração da ocorrência de falhas ou não conformidades), para cada ponto e por medidor;            m) data de elaboração do relatório;            n) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.            xxx) volumes declarados e identificação das falhas de medição, quando aplicável;</p>	<p>vez que a obrigatoriedade de assinatura destes documentos requer a impressão e posterior digitalização de um arquivo atualmente já em formato digital.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	12.1.6.	<p>12.1.6. Os relatórios de calibrações de medidores de vazão realizadas pelo agente regulado na instalação devem incluir, pelo menos:            a) nome do agente regulado;            b) identificação da instalação;            c) identificação do sistema de calibração utilizado;            d) número de série do medidor calibrado;            e) número de série do medidor padrão de referência ou padrão de trabalho utilizado;            f) data e hora de alinhamento do medidor para calibração;            g) data e hora de início das corridas de calibração;            h) data e hora de finalização das corridas de calibração;            i) data de elaboração do relatório;            j) valores medidos por corrida (vazão, volume, pressão e temperatura);            k) fatores do medidor antes da calibração por vazão (fator k);            l) fatores do medidor obtidos durante a calibração por corrida e por vazão (fator do medidor e fator k);            m) repetibilidade do medidor por vazão;            n) incerteza dos resultados obtidos na calibração;  <del>e) máximo desvio entre fatores de calibração (deriva do medidor);</del>            p) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.</p>	<p>Adequação textual.            Entende-se que este item é específico para calibração de medidores pelo agente regulado. Para calibrações realizadas por laboratório acreditado, o conteúdo do relatório de calibração é definido pelo Inmetro em regulamentação específica.            Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados a inclusão de desvios dos fatores dos medidores, não devendo ser informação obrigatória nos certificados.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	12.1.6.x.	<p>12.1.6.x. Os relatórios de calibração e inspeção dimensional emitidos por laboratórios acreditados devem seguir modelo definido pelo Inmetro.</p>	<p>Propõe-se a criação de item específico para calibração realizada por laboratório acreditado, uma vez que o conteúdo do relatório de calibração para este cenário é definido pelo Inmetro em regulamentação específica.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 1	<p>Considerar periodicidade de calibração de medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo, turbina ou outras tecnologias como 12 meses para medição fiscal.</p>	<p>Definir prazo similar de calibração para todas as aplicações (fiscal, apropriação e transferência de custódia), considerando que medidor padrão normalmente só tem fluxo durante a calibração dos medidores em operação, preservando suas características metrológicas por maior tempo.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 1	<p>Remover diferenciação de prazos para calibração de medidores de vazão na instalação e em laboratório, mantendo os prazos atualmente considerados na minuta para calibração em laboratório.</p>	<p>Entende-se que a adoção de prazos menores para a calibração de medidores de vazão na própria instalação em comparação aos prazos para calibração em laboratório acreditado não traz ganho significativo na qualidade de medição, além de gerar um aumento de</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					<p>custos e de complexidade na gestão dos prazos. Desta forma, propõe-se um prazo único, tendo como referência os prazos para calibração em laboratório acreditado propostos na minuta atual. Entende-se ainda que a calibração na instalação é feita com o próprio fluido medido, nas condições mais próximas possíveis das condições de operação, não cabendo maior rigor ou "penalização" nos prazos de calibração. Além disso, apesar de haver maior facilidade na realização do procedimento de calibração na instalação, essa atividade gera custos e requer recursos para sua realização, avaliação, geração de certificado, realização de análise crítica, alimentação dos computadores de vazão, avaliação de falhas, etc.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 2	<p>Remover diferenciação de prazos para calibração de medidores de vazão na instalação e em laboratório, mantendo os prazos atualmente considerados na minuta para calibração em laboratório.</p>	<p>Entende-se que a adoção de prazos menores para a calibração de medidores de vazão na própria instalação em comparação aos prazos para calibração em laboratório acreditado não traz ganho significativo na qualidade de medição, além de gerar um aumento de custos e de complexidade na gestão dos prazos. Desta forma, propõe-se um prazo único, tendo como referência os prazos para calibração em laboratório acreditado propostos na minuta atual. Entende-se ainda que a calibração na instalação é feita com o próprio fluido medido, nas condições mais próximas possíveis das condições de operação, não cabendo maior rigor ou "penalização" nos prazos de calibração. Além disso, apesar de haver maior facilidade na realização do procedimento de calibração na instalação, essa atividade gera custos e requer recursos para sua realização, avaliação, geração de certificado, realização de análise crítica, alimentação dos computadores de vazão, avaliação de falhas, etc.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 2	<p>Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural</p> <p>Medidor em operação tipo cone com calibração externa: considerar 18 meses para todas as aplicações e considerar o mesmo prazo para medição fiscal.</p>	<p>Entende-se que medidores de vazão do tipo Cone não possuem partes móveis, o que facilita a manutenção das características metrológicas, se comparado a medidores com partes móveis. Desta forma, entende-se que é razoável manter os prazos de calibração do v-cone similares aos prazos de medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina. Além disso, prazos de calibração para medição fiscal podem ser iguais aos prazos referentes às demais aplicações.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 2	<p>Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural</p> <p>Incluir observação que métodos alternativos de calibração e inspeção podem ser utilizados para medidor tipo cone, conforme normas aplicáveis, mediante aprovação da ANP.</p>	<p>Normas atuais (ex: ISO 5167) permitem calibrações com similaridade de N<sup>o</sup> de Reynolds ou mesmo inspeções dimensionais, devendo deixar prevista a possibilidade de sua utilização pelo usuário.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 2	<p>Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural</p> <p>Incluir observação que prazos de calibração podem ser estendidos ou pode-se considerar condições operacionais alternativas de calibração, caso não haja estrutura laboratorial que permita a realização das calibrações nos prazos e condições definidos.</p>	Considerar dificuldades atuais e falta de estrutura laboratorial para atender à demanda necessária e às condições operacionais de calibração previstas.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 5	<p>Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição</p> <p>Medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C;</p>	Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº291/2021 e OIML R117.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 5	<p>Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição</p> <p>Incerteza máxima admitida: 1,5%..</p>	Entende-se que os limites de incerteza devem ser definidos pela aplicação, e não pelas tecnologias de medição utilizadas. Dessa forma, propõe-se que a incerteza de medição fiscal em medidor linear de gás seja equivalente à do medidor por diferença de pressão.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 5	Remover	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição, pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gas lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções. Por fim, propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 5	Remover	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição, pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gas lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções. Por fim, propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown.</p>
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 6	Remover tabela, com exceção da coluna de repetibilidade.	Entende-se que os critérios de erro e incerteza definidos no item 9.9 e na tabela 5, combinados com os critérios de repetibilidade definidos na tabela 6 e critérios definidos nas Portarias do Inmetro (ex: Portaria Inmetro nº 291/2021), são suficientes para garantir a qualidade de medição e atendimento aos limites de incerteza dos sistemas de medição.
	IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo	Órgão de Classe ou Associação	Anexo III - Tabela 7	Remover tabela.	Deixar a definição dos prazos de calibração/inspeção sob decisão do usuário, conforme previsto no RTM em vigor (Resolução Conjunta nº 01 ANP/Inmetro de 2013), já que não há impactos na obtenção dos volumes produzidos, e na distribuição aos poços e campos.
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 1º	Art. 1º Ficam aprovados, na forma dos Anexos I a IV, as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo, gás	Sistemas de medição de água fazem parte do escopo do RTM

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				natural e água deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.	
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 2º	<p>Art. 2º Ficarão sujeitos a esta Resolução Conjunta o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação dos seguintes sistemas de medição:</p> <p>I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos a que se referem o inciso IV do art. 3º, o art. 4º e o art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010;</p> <p>II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de apropriação do petróleo ou do gás natural produzido em todo o território nacional;</p> <p>III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes produzidos, consumidos, injetados, transferidos e transportados no território nacional;</p> <p>IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes importados e exportados em pontos de aduana;</p> <p>V - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de transferência de custódia do petróleo ou do gás natural;</p> <p>VI - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados; e</p> <p>VII - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais de diesel utilizado para serviço em poços.</p>	<p>No segmento de E&amp;P, existem diversas dificuldades enfrentadas pelas empresas para extrair e transportar os fluidos produzidos desde o reservatório até a instalação de produção. Uma das dificuldades, comum na produção de petróleo em águas profundas/ultra profundas, consiste em evitar a formação de hidratos nas linhas, que pode resultar na redução das vazões ou até mesmo impedir totalmente o escoamento dos fluidos. Para prevenir a ocorrência desses eventos, faz se necessária a circulação de diesel nas linhas dos poços em algumas situações.</p> <p>O diesel circulado nas linhas dos poços é escoado juntamente com o óleo produzido até a unidade de produção, sendo realizada a medição fiscal da mistura de óleo e diesel após a separação do gás e água produzidos. A contabilização do diesel injetado permite ao operador definir a quantidade de óleo efetivamente extraída do campo/poço, possibilitando ao mesmo e à ANP o gerenciamento adequado do reservatório, a correta determinação dos volumes fiscais e o adequado pagamento das Participações Governamentais.</p> <p>Vale ressaltar que a Portaria Inmetro 64/2003 (revisada por meio da Portaria Inmetro 291/2021) é destinada a sistemas para medição de petróleo e seus derivados líquidos.</p> <p>“2.5. _____. Inmetro nº 64/2003: Sistemas de medição de petróleo, seus derivados líquidos, e álcool anidro e álcool hidratado carburante. Rio de Janeiro, 2003. 43 p.”</p> <p>É possível verificar que a Portaria Inmetro 64/2003 é também aplicável aos derivados de petróleo, de maneira que cabe ao Inmetro a avaliação metrológica de sistemas de medição de vazão para fluidos do tipo diesel, incluindo, quando necessário, a Portaria de Aprovação de Modelo (PAM) de sistemas de medição de diesel, bem como a verificação inicial e subsequente destes sistemas. Seguem trechos adicionais da Portaria:</p> <p>“Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico Metrológico, que com esta baixa, estabelecendo os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição equipados com medidores de fluido, utilizados na medição de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.</p> <p>4.1.23 Provedor: recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					<p>4.2.1 Sistema de medição em um duto: sistema de medição instalado em um duto fixo, ligado a dois ou mais tanques fixos, utilizado para produtos derivados líquidos, álcool anidro, álcool hidratado carburante e óleo cru estabilizado.”</p> <p>O sistema de injeção de fluidos para serviço no poço é um sistema fundamental em diversas unidades de produção offshore, pois realiza serviços importantes como teste de estanqueidade com água quando da interligação de novas linhas (risers), inertização e limpeza das linhas com diesel, garantindo que não haja formação de hidratatos. A formação de hidratatos pode ser catastrófica, levando a entupimentos e eventualmente até a perda do poço de produção. O fluido que é injetado na linha de serviço é direcionado até a árvore de natal (ou manifold) e acaba retornando pela linha de produção, de maneira que se mistura ao óleo produzido do reservatório, impossibilitando sua diferenciação, o que leva a sobrestimar a produção do campo.</p> <p>Portanto, em resumo, em alguns cenários a injeção de diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&amp;P. A ausência de um ponto de medição fiscal de diesel gera um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 2º	<p>Art. 2º Ficarão sujeitos a esta Resolução Conjunta o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em condições normais de operação dos seguintes sistemas de medição:</p> <p>I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos a que se referem o inciso IV do art. 3º, o art. 4º e o art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010;</p> <p>II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de apropriação do petróleo ou do gás natural produzido em todo o território nacional;</p> <p>III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes produzidos, consumidos, injetados, transferidos e transportados no território nacional;</p> <p>IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes importados e exportados em pontos de aduana;</p> <p>V - sistemas de medição onde serão</p>	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				realizadas as medições volumétricas de transferência de custódia do petróleo ou do gás natural; e VI - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.	
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 3º	Art. 3º A ANP poderá, justificadamente, exigir a adequação física dos sistemas de medição em operação, ou dos projetos já aprovados no âmbito da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 de junho de 2013, e da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 19 de junho de 2000, para cumprimento dos requisitos previstos no Anexo I, mediante procedimento específico no qual será estipulado o prazo para a adequação em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	Atualmente, existem sistemas de medição autorizados com base na Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº1/2000. Adicionalmente, a adequação física de sistemas de medição envolve obras e aquisição de equipamentos o que torna o prazo original de 180 dias muitas vezes inexecutável.
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 4º	Art. 4º Os sistemas de medição não categorizados pela ANP na forma do item 10 do Anexo I, incluindo projetos e sistemas de medição submetidos à ANP e aprovados conforme versões anteriores deste Regulamento, deverão seguir os prazos estipulados nas tabelas do Anexo III.	Esclarecer quais são os sistemas de medição não categorizados pela ANP na forma do item 10 do Anexo I.
	Petrobras	Agente Econômico	Art. 7º	Art. 7º Esta Resolução entra em vigor em [DIA] de [MÊS] de [ANO] (preencher com data correspondente a 6 meses após a data de sua publicação no Diário Oficial da União).	Esta revisão traz alterações significativas ao processo de medição. Como referência, foi proposto o prazo dado na última revisão do RTM ocorrida em 2013.
	Petrobras	Agente Econômico	Art. Xº	Art. Xº Os prazos previstos no Anexo III deste Regulamento são válidos a partir da entrada em vigor desta Resolução, considerando a data de referência definida para cada procedimento.	Esclarecer que com a entrada em vigor deste Regulamento, os prazos previstos já devem estar adequados. Por exemplo, um equipamento com prazo atualmente é de 6 meses para calibração, porém a partir da revisão do RTM irá ser reduzido para 3 meses. Caso na entrada em vigor do RTM, o equipamento tenha sido calibrado há 4 meses, o mesmo estaria não conforme.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo I	ANEXO I (a que se referem os arts. 1º, 2º, 3º, 4º e 5º da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº XXXX, de XXX de 202X)	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	1.1.1.	1.1.1. Este Regulamento estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo, gás natural e água devem observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.	Sistemas de medição de água fazem parte do escopo do RTM.
	Petrobras	Agente Econômico	1.2.1.	1.2.1. Este Regulamento se aplica ao projeto, instalação e operação de todos os sistemas destinados a medir, computar, armazenar e indicar o volume de petróleo, gás natural e água produzidos, injetados, processados, movimentados, acondicionados ou estocados que venham a ser utilizados para:	Sistemas de medição de água fazem parte do escopo do RTM.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	1.2.1.1.	<p>1.2.1.1. Medição em instalações de produção:</p> <p>a) medição fiscal da produção de petróleo e gás natural;</p> <p>b) medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor;</p> <p>c) medição para fins de transferência de custódia, exportação e importação de petróleo e gás natural;</p> <p>d) medição para controle operacional de fluidos produzidos não classificados nos subitens a) e b), mediante determinação específica da ANP;</p> <p>e) medição para controle operacional de fluidos movimentados no escoamento, mediante determinação específica da ANP;</p> <p>f) medição para controle operacional de água inerente aos processos de produção, injeção, processamento, movimentação, acondicionamento ou estocagem de petróleo e gás natural, mediante determinação específica da ANP.</p> <p>g) medição fiscal de diesel utilizado para serviço nos poços.</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>Em alguns cenários, a injeção de Diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&amp;P. A ausência de um ponto de medição fiscal de Diesel pode gerar um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	1.2.2.	<p>1.2.2. A determinação específica da ANP prevista nos itens 1.2.1.1 e 1.2.1.2 pode ser comunicada ao agente regulado:</p> <p>a) durante o processo de aprovação do projeto do sistema de medição; ou</p> <p>b) a qualquer momento, devendo neste caso a adequação ser feita em prazo definido em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.</p>	<p>Entende-se que divergências quanto a finalidade do sistema de medição devem ser tratadas entre ANP e agente regulado durante o processo de aprovação do projeto do sistema de medição.</p> <p>Adicionalmente, solicitações extraordinárias para sistemas de medição já em operação podem resultar em adequações físicas de sistemas de medição, envolvendo obras e aquisição de equipamentos, com prazos geralmente longos, especialmente no cenário offshore.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	1.2.3.	<p>1.2.3. Este Regulamento não se aplica:</p> <p>1.2.3.1. Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;</p> <p>1.2.3.2. Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural, exceto sistemas de medição fiscal de diesel para serviço em poços;</p> <p>1.2.3.3. Aos sistemas de medição relacionados à distribuição de gás natural canalizado; e</p> <p>1.2.3.4. Aos sistemas de medição de gás natural veicular.</p>	<p>Em alguns cenários, a injeção de Diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&amp;P. A ausência de um ponto de medição fiscal de diesel pode gerar um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	3.3.	<p>3.3. Computador de vazão - dispositivo que computa, integra e armazena parâmetros de entrada e dados ligados à medição de qualquer fluido de hidrocarboneto, tais como temperatura, pressão, pressão diferencial, etc. e processa cálculos com o objetivo de prover indicações de vazão e de totalização de quantidades, por meio da</p>	<p>Adequação textual, mantendo a padronização da legislação metrológica pertinente, conforme a definição adotada na Portaria Inmetro 298/2021, bem como a definição de "condição de base" estipulada na Portaria INMETRO 150/2020.</p>



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				integralização de dados de vazão (tanto na condição de base como na condição de operação).	
	Petrobras	Agente Econômico	3.4.	3.4. Condição de Operação - condição de temperatura e pressão do fluido na qual o volume está para ser mesurado, num ponto de medição.	Manter a coerência com a definição do item 3.3 (Computador de Vazão) e a Portaria INMETRO 150/2020.
	Petrobras	Agente Econômico	3.5.	Condição Padrão de Medição ou Condição Base de Medição - Condição em que a pressão absoluta é de 101,325 kPa e a temperatura de 20°C, para a qual o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido.	Considerar termo padronizado na legislação metrológica pertinente (Condição Base), adotado na Portaria Inmetro nº 298/2021, na Portaria Inmetro nº 150/2020 e na Portaria Inmetro nº 291/2021, e também estar alinhado às referências técnicas internacionais (como API MPMS 14.3.1 e OIML R 137) e nomenclatura utilizada nos computadores de vazão comercializados no Brasil. Por fim, estar alinhado à definição do item 3.3 (computadores de vazão).
	Petrobras	Agente Econômico	3.6.	3.6. Deriva do Medidor - Variação da indicação ao longo do tempo, contínua ou incremental, devida a variações nas propriedades metrológicas do medidor. Para fins deste regulamento, deve ser considerada a variação máxima dentre todos os fatores de calibração de um medidor, ainda que em distintas vazões, definidos em calibrações sucessivas.	Manter a coerência com a definição estabelecida no VIM de 2012, no seu item 4.21.
	Petrobras	Agente Econômico	3.13.	3.13. Falha de Medição - Evento sem previsibilidade que impacte no resultado da medição, no enquadramento de petróleo ou no envio de dados para ANP, conforme legislação específica da ANP.	Adequação da definição com base na Resolução ANP nº18/2014
	Petrobras	Agente Econômico	3.26.	3.26. Medição Operacional - Medição de fluidos para controle de processo, tanto de produção quanto de movimentação e estocagem de petróleo, gás natural e água, que não se enquadrem como medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia.	Sistemas de medição de água fazem parte do escopo do RTM
	Petrobras	Agente Econômico	3.27.	3.27. Medição de Apropriação - Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.28.	3.28. Medição de Apropriação Contínua - Medição de apropriação realizada por sistema de medição dedicado a uma determinada corrente de petróleo ou gás natural, cujos resultados são registrados continuamente.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.32.	3.32. Medidor em Operação - Medidor utilizado para registro dos volumes fiscais, de apropriação, de transferência de custódia ou operacionais.	O sistema de medição em operação é aquele utilizado para medir os volumes conforme aplicação, independentemente de possuírem ou não fluxo durante determinado período.
	Petrobras	Agente Econômico	3.34.	3.34. Medidor Padrão de Trabalho - Medidor utilizado para calibração de medidores em operação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.35.	3.35. Petróleo Estabilizado - Petróleo com pressão de vapor Reid inferior a 70 kPa, no ponto de medição.	Historicamente e na literatura, a estabilização de petróleo é referenciada com a PVR (Pressão de Vapor Reid), conforme estabelecido nas normas ASTM D323 ou ASTM D6377.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	3.37.	3.37. Ponto de Medição - Localização em uma planta de produção, processo, sistema de transferência, transporte ou estocagem onde fica instalado um sistema de medição de petróleo ou gás natural utilizado com objetivo de medição fiscal, de apropriação, de transferência de custódia ou operacional.	Adequação textual para englobar todos os sistemas de medição, incluindo água e diesel.
	Petrobras	Agente Econômico	3.45.	3.45. Sistema de Calibração - Sistema de medição composto por um medidor padrão de trabalho ou um medidor padrão de referência, e de dispositivos auxiliares, necessários para executar as operações de calibração de um medidor em operação ou de um medidor padrão de trabalho.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.46.	3.46. Sistema de Medição - Conjunto de um ou mais instrumentos de medição e frequentemente outros dispositivos, compreendendo, se necessário, reagentes e insumos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de naturezas especificadas.	Adequação a definição do VIM.
	Petrobras	Agente Econômico	3.47.	3.47. Sistema Supervisório - Sistema de Supervisão e Controle composto de equipamentos eletrônicos e sistemas computacionais que monitoram e registram dados e informações de pressão, temperatura, vazão e volume relacionados com a produção, processamento, transferência, transporte, estocagem de fluidos, a partir do qual se tem o controle operacional de uma instalação industrial, além do gerenciamento e registro de eventos de alarmes e falhas.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.49.	3.49. Tanque de Calibração - Medida materializada de volume utilizada como medidor padrão de referência para calibração de medidores de vazão.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	3.51.	3.51. Validação a seco do medidor (Dry Calibration) - Procedimento operacional de comparação sem vazão entre os parâmetros encontrados em condições definidas e os valores esperados.	Adequação textual. O termo "dry calibration" é largamente utilizado pela indústria para se referir a este procedimento.
	Petrobras	Agente Econômico	3.54.	3.54. Volume Bruto Corrigido - Volume bruto de petróleo ou gás natural convertido para a condição base de medição. Para sistemas de medição de petróleo em tanques, este volume não considera o volume de água livre.	Adequação textual. Além disso, Volume Bruto também já contempla fator de correção do medidor (quando se tratar de medição em linha).
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Diagrama Esquemático - documento de engenharia contendo, no mínimo, as principais correntes de petróleo, gás natural, GNL, diesel e água de uma instalação, incluindo a localização e classificação dos sistemas de medição.	Este termo é recorrente ao longo do Regulamento. Sua definição evita a repetição do seu conteúdo.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Memorial Descritivo do Sistema de Medição - documento contendo, no mínimo, a localização dos sistemas de medição, sua aplicabilidade, descrição dos equipamentos que o compõem e sua arquitetura, além da equação de fechamento da produção da instalação, quando aplicável.	Este termo é recorrente ao longo do Regulamento. Sua definição evita a repetição do seu conteúdo.
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Faixa calibrada - intervalo entre o maior e o menor valor calibrado para um dado instrumento de medição.	Este termo é recorrente ao longo do Regulamento. Sua definição evita a repetição do seu conteúdo.
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Gás Natural ou Gás - Todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais.	Criação da definição com base na Lei 14134/2021 para complementar as definições de Gás Natural Processado, Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito.
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Condensado de Gás Natural - Mistura de hidrocarbonetos leves no estado líquido, formado pela condensação de gás natural devido à alteração nas condições de pressão e temperatura.	Incluir definição de condensado que, devido às condições de densidade, viscosidade e pressão de vapor, pode levar a dificuldades para realização das medições ou mesmo inviabilidade de cumprimento de todos os requisitos estabelecidos neste regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Gás Natural Comprimido (GNC) - Todo gás natural processado e acondicionado para o transporte em ampolas ou cilindros à temperatura ambiente e a uma pressão que o mantenha em estado gasoso.	Este termo é recorrente ao longo do Regulamento. Sua definição evita a repetição do seu conteúdo.
	Petrobras	Agente Econômico	3.x.	3.x. Gás Natural Liquefeito (GNL) - Gás natural submetido a processo de liquefação para estocagem e transporte, passível de regaseificação em unidades próprias.	Este termo é recorrente ao longo do Regulamento. Sua definição evita a repetição do seu conteúdo.
	Petrobras	Agente Econômico	4.1.1.	4.1.1. As grandezas vazão, volume, pressão, temperatura e dimensional devem ser expressas em unidades do Sistema Internacional de Unidades - SI.	Apenas as grandezas fundamentais para um sistema de medição de volumes necessitam estar expressas no SI. Outras grandezas derivadas muitas vezes são definidas utilizando padrão da indústria.
	Petrobras	Agente Econômico	4.1.2.	4.1.2. As indicações volumétricas de petróleo ou gás natural devem ser referidas às condições base ou padrão de medição.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	4.2.1.2.	4.2.1.2. Na ocorrência de mais de uma norma sobre o mesmo assunto, deverá ser utilizada integralmente uma única norma para cada sistema de medição, a critério do agente regulado. A alteração da norma utilizada pelo agente regulado, quando implicar em alterações físicas do sistema de medição, só poderá ocorrer mediante autorização da ANP.	Normas que versam sobre procedimentos operacionais podem ser alteradas sem necessidade de alteração física do sistema de medição. Em alguns cenários, apesar de não afetar a qualidade do sistema de medição, a mudança da norma de referência utilizada pode implicar em alterações físicas e uma nova autorização do sistema de medição. Esclarecer que o uso integral de uma única norma se aplica a cada ponto de medição, podendo o Operador ou cada instalação definir qual norma será seguida em cada sistema de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	4.2.1.2.	4.2.2.2. A ANP ou o Inmetro, a qualquer tempo, pode determinar a modificação do projeto de sistemas de medição, de forma a aplicar qualquer alteração ou substituição que venha a ocorrer nas normas e regulamentos utilizados. Para projetos de sistemas de medição já aprovados, os prazos para a	Solicitações extraordinárias para alteração de sistemas de medição já em operação podem resultar em adequações físicas que envolvem obras e aquisição de equipamentos. Neste cenário, é proposto que o prazo para adequação seja negociado com o agente regulado e não seja inferior a 12 meses, em consonância com os demais prazos

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				adequação serão definidos em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	previsto neste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	5.1.1.	5.1.1. Os sistemas de medição previstos no campo de aplicação deste Regulamento devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para a realização da medição, dentro das condições de utilização, atendendo às exigências técnicas e metrológicas aplicáveis.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	5.1.2.	5.1.2. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ser submetidos ao controle metrológico legal pelo Inmetro.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle operacional nas instalações do agente regulado. Desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	5.1.3.	5.1.3. Os sistemas de medição devem ser projetados, instalados e operados para atender: a) as especificações do fabricante vigentes no momento do projeto dos sistemas de medição e aquisição dos equipamentos; b) o estabelecido nas portarias de aprovação de modelo vigentes no momento da aquisição dos equipamentos; c) as normas pertinentes indicadas no Anexo IV; d) os requisitos estabelecidos neste regulamento; e) faixa calibrada.	Os sistemas devem ser avaliados com base nos requisitos e especificações associados ao projeto e aquisição dos equipamentos aprovados. O agente regulado não tem controle sobre eventuais mudanças realizadas posteriormente. Neste caso, entende-se que compete a ANP ou o Inmetro solicitar em prazo a ser negociado com o agente regulado qualquer alteração nos sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	5.1.3.x	5.1.3.x. Em caso de conflito nos requisitos estabelecidos pelos diversos documentos em questão, deve-se sempre considerar os requisitos definidos nas portarias de aprovação de modelo.	Por representar o documento legal de aprovação dos equipamentos de medição, os requisitos estabelecidos nas portarias de aprovação de modelo devem se sobrepôr aos requisitos estabelecidos nos demais documentos, em caso de haver conflitos.
	Petrobras	Agente Econômico	5.1.4.1.	Remover o item.	A realização de auditorias é uma premissa do sistema de gestão da medição. Trata-se de um processo interno cujo objetivo é a melhoria contínua. Entende-se que não deve se tornar uma exigência legal. A ANP já realiza suas inspeções de rotina a fim de avaliar a adequação dos sistemas de medição aos regulamentos e normas pertinentes. Adicionalmente, não há definição do que representa "auditorias da qualidade no sistema de controle dos processos de medição".
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.1.	5.2.1. O projeto de medição deve ser apresentado para aprovação da ANP, preferencialmente, antes da construção dos sistemas de medição.	Atualmente, não há um prazo para resposta quanto a solicitação de autorização do projeto do sistema de medição realizada pelo agente regulado. Dado que a construção de um novo

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					sistema de medição envolve diversas outras disciplinas, entende-se que é apenas um risco assumido pelo agente regulado (e não um fato impeditivo) iniciar a construção do sistema antes da apresentação e autorização do mesmo.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.1.1.	5.2.1.1. O projeto dos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia dos itens 1.2.1.1. e 1.2.1.2. deverá ser avaliado e aprovado no âmbito da regulamentação vigente no momento da solicitação de aprovação do projeto.	Atualmente, não há um prazo para resposta quanto a solicitação de autorização do projeto do sistema de medição realizada pelo agente regulado. Dado que a construção de um novo sistema de medição envolve diversas outras disciplinas, entende-se que é apenas um risco assumido pelo agente regulado (e não um fato impeditivo) iniciar a construção do sistema antes da autorização do mesmo. Pode-se assumir que o agente regulado será avaliado conforme os requisitos válidos no momento da submissão do pleito .  Projetos submetidos pelo agente regulado para aprovação da ANP em data anterior à entrada em vigor deste regulamento devem ser avaliados conforme regulamentação vigente no momento de submissão da solicitação de aprovação encaminhada a partir de carta específica.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.2.	5.2.2. A ANP poderá solicitar alterações no projeto de medição para garantir o atendimento integral a este regulamento, caso tenha sido submetido após a entrada em vigor deste regulamento. Caso o projeto seja submetido à ANP antes da entrada em vigor deste regulamento, deverá ser avaliado conforme regulamentação vigente no momento de submissão.	Projetos submetidos pelo agente regulado para aprovação da ANP em data anterior à entrada em vigor deste regulamento devem ser avaliados conforme regulamentação vigente no momento de submissão da solicitação de aprovação encaminhada a partir de carta específica.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.3.	5.2.3. Para a aprovação do projeto de medição, deverão ser enviados, em anexo ao pedido de aprovação, os seguintes documentos: a) Diagrama esquemático da instalação da qual os sistemas de medição fazem parte; b) Memorial descritivo da instalação da qual os sistemas de medição fazem parte; c) Procedimento de apropriação da produção aos poços e aos campos, quando aplicável.	Adequação textual. Os termos foram definidos no capítulo 3 deste regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.3.1.	5.2.3.1. Durante a aprovação do projeto de medição, a ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados acima, cujo prazo de apresentação será definido em negociação com o agente regulado.	Adequação textual. Adicionalmente, de forma a não haver prejuízo para as partes envolvidas, sugere-se uma negociação prévia dos prazos para atendimento dado que trata-se de solicitação de documentos originalmente não previstos no Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.x.	5.2.x. A ANP, em até 60 dias a contar do recebimento da documentação prevista no item 5.2.3., deverá avaliar e se posicionar quanto à autorização do projeto de um sistema de medição. Caso não haja resposta dentro deste prazo, o projeto poderá ser considerado aprovado.	De forma a mitigar eventuais prejuízos às partes envolvidas, uma vez que é necessário realizar contratação de bens e serviços para construção de um sistema de medição, e mitigar os impactos no cronograma dos projetos de desenvolvimento da produção, propõe utilizar como referência o prazo da Resolução ANP nº808/2020 para avaliação dos pleitos de autorização de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					projeto de sistema de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.4.	5.2.4. Alterações nos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia já instalados devem ser motivadas e precedidas de processo de aprovação do novo projeto e autorização de uso.	Adequação textual para evidenciar os tipos de sistema de medição cuja autorização da ANP é prevista.
	Petrobras	Agente Econômico	5.2.4.1.	5.2.4.1. A critério da ANP, alterações de baixa relevância que não impliquem modificação nas características originais do projeto poderão ser previamente dispensadas do processo de aprovação e de autorização de uso, incluindo: 1.1. Substituição de medidor de vazão por outro de mesmo modelo e diâmetro; 1.2. Substituição de placa de orifício por outra de diâmetro nominal do orifício diferente. 1.3. Substituição de elementos secundários sem alteração das variáveis medidas originalmente, incluindo instalação/remoção de splitrange e alterações de protocolo de comunicação. 1.4. Substituição de trechos retos, válvulas porta-placa e condicionadores/retificadores de fluxo sem alteração das dimensões nominais de projeto; 1.5. Substituição de computador de vazão por outro de mesmo modelo. 1.6. Alteração de firmware do computador de vazão para outro autorizado em sua portaria de aprovação de modelo.	Incorporação dos esclarecimentos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.1.	5.4.1. Antes do início de operação dos pontos de medição, os sistemas de medição a serem utilizados para medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia devem estar autorizados pela ANP. A avaliação para início de operação será realizada conforme projeto anteriormente aprovado.	Projetos submetidos pelo agente regulado para aprovação da ANP em data anterior à entrada em vigor deste regulamento devem ser avaliados conforme regulamentação vigente no momento de submissão da solicitação de aprovação encaminhada a partir de carta específica. Avaliação para autorização de início de operação deverá refletir as condições em que o projeto foi aprovado.
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.1.1.	5.4.1.1. Os sistemas de medição do item 1.2.1.2.b serão objeto de autorização de operação pela ANP, no âmbito da regulamentação vigente.	Necessidade de autorização não se aplica a pontos de medição operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.2.	5.4.2. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 90 dias de antecedência: a) memorial descritivo atualizado da instalação da qual o sistema de medição faz parte; b) P&IDs, PFDs e Diagramas Isométricos contendo as informações pertinentes para cada sistema de medição a ser autorizado; c) documentos relativos ao controle legal realizado pelo Inmetro pertinentes para cada sistema de medição a ser autorizado; d) documentos relativos aos procedimentos de calibração de medidores de vazão, caso a calibração seja realizada pelo agente	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>regulado na instalação;</p> <p>e) especificações, manuais e folhas de dados dos componentes de cada sistema de medição a ser autorizado;</p> <p>f) manual de operação dos sistemas de medição, contendo, no mínimo, os procedimentos de medição e amostragem de fluidos;</p> <p>g) modelo do Relatório de Medição e Relatório de Teste de Poço, quando aplicável;</p> <p>h) Massa específica do petróleo e composição do gás a ser implementada no computador de vazão antes da entrada em operação, para cada sistema de medição a ser autorizado;</p> <p>i) vazões esperadas (mínima, de operação e máxima) para cada sistema de medição a ser autorizado;</p> <p>j) certificados de inspeção dimensional de placas de orifício, válvulas porta-placas e trechos retos, quando aplicável.</p>	
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.3.	<p>5.4.3. Os seguintes documentos deverão ser enviados à ANP com pelo menos 20 dias de antecedência:</p> <p>a) plano de gerenciamento de lacres e proteções dos sistemas de medição, contendo, no mínimo, a identificação de cada sistema de medição e equipamento protegido.</p> <p>b) memorial de cálculo das incertezas estimadas de medição para os volumes medidos no ponto onde o sistema será instalado, destacando as incertezas previstas para as faixas limites de vazão (mínima, operação e máxima) para cada elemento primário;</p> <p>c) relatórios de configuração dos computadores de vazão com as principais variáveis destacadas;</p> <p>d) relatório de configuração da eletrônica dos medidores de vazão com as principais variáveis destacadas, quando aplicável;</p> <p>e) certificados de calibração dos elementos primários e secundários e terciários;</p> <p>f) relatórios de teste de estanqueidade das válvulas dos sistemas de medição fiscal, apropriação e transferência de custódia.</p>	<p>O prazo para apresentação do documento deste item atualmente é 20 dias conforme ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.</p> <p>a) Existem 2 documentos associados a gestão de lacres: o plano de gestão de lacres e o relatório contendo o histórico de instalação/remoção de lacres. Em novas unidades de produção, é comum a necessidade de rompimento de lacres até a partida da unidade pelos mais diversos fins. Desta forma, propõe que seja disponibilizado em até 20 dias o plano de gerenciamento de lacres, e que o relatório de lacres esteja disponível durante a inspeção para autorização do sistema.</p> <p>Adicionalmente, a senha para acesso a equipamentos e sistema é algo sigiloso para evitar o acesso não autorizado; logo, entende-se que tal informação não deva estar em um documento de domínio público.</p> <p>d) Os relatórios de configuração da eletrônica são apenas aplicáveis a algumas tecnologias de medição e dependem do modelo do medidor.</p> <p>e) Atualmente, os computadores de vazão (elementos terciários) não são passíveis de calibração ou deve-se esclarecer melhor o requisito.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.3.1.	<p>5.4.3.1. O relatório de controle de lacres, contendo a identificação de cada lacre instalado para proteção dos sistemas de medição deverá ser disponibilizado para ANP até a inspeção para autorização de entrada em operação do sistema de medição.</p>	<p>Existem 2 documentos associados a gestão de lacres: o plano de gestão de lacres e o relatório contendo o histórico de instalação/remoção de lacres. Em novas unidades de produção, é comum a necessidade de rompimento de lacres até a partida da unidade pelos mais diversos fins. Desta forma, propõe que seja disponibilizado em até 20 dias o plano de gerenciamento de lacres, e que o relatório de lacres esteja disponível durante a inspeção para autorização do sistema.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.4.	5.4.4. A ANP poderá solicitar documentos complementares além dos listados acima, cujo prazo de apresentação será definido em negociação com o agente regulado.	Adequação textual. Adicionalmente, de forma a não haver prejuízo para as partes envolvidas, sugere-se uma negociação prévia dos prazos para atendimento dado que trata-se de solicitação de documentos originalmente não previstos no Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.5.	5.4.5. Para sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia do item 1.2.1.1, a autorização de uso deve ser precedida de inspeção nas instalações pela ANP.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	5.4.5.1.	5.4.5.1. A inspeção nas instalações pela ANP para autorização de uso de sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia poderá ser dispensada, a critério da ANP, mediante justificativa fundamentada.	Adequação textual e inclusão da medição fiscal nas categorias com possibilidade de dispensa de inspeção prévia.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.1.	5.5.1. As principais variáveis de processo (vazão, volume, pressão, temperatura e nível) dos sistemas de medição de petróleo e gás natural produzidos, injetados, processados, movimentados, acondicionados ou estocados devem ser medidas e registradas. Estas variáveis devem ser exibidas em sistemas supervisórios, quando aplicável, de forma a permitir o acompanhamento das operações, em atendimento ao item 5.1.4.	Adequação textual. É importante definir quais são as principais variáveis de processo de forma tornar o requisito mais objetivo.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.2.2.	5.5.2.2. Devem ser instalados lacres físicos para evitar operações indevidas que possam afetar o desempenho e a integridade metrológica dos sistemas de medição, considerando ao menos os seguintes locais: a) válvulas de entrada e saída dos tanques fiscais; b) válvulas ou bloqueios que, em qualquer situação, possibilitem o contorno de sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia autorizado pela ANP; c) pontos dos instrumentos de medição passíveis de ocorrer acesso indevido que possa influenciar a medição; d) pontos definidos pelo controle metrológico legal.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.2.2.x.	5.5.2.2.x. Não é obrigatória a instalação de lacres nos seguintes locais: a) drenos fechados de sistemas de medição de petróleo; b) drenos de sistemas de medição de gás natural; c) pontos de amostragem manual de petróleo e gás natural; d) válvulas associadas aos sistemas de medição de apropriação.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.2.3.	5.5.2.3. Deve ser mantido atualizado e disponível para fiscalização da ANP ou do Inmetro um relatório de controle de lacres, contendo no mínimo: a) Nome do agente regulado;	Detalhamento do conteúdo mínimo do relatório de lacres em consonância com o que atualmente é válido.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				b) Identificação da instalação; c) Identificação do sistema de medição; d) Identificação do equipamento protegido; e) Identificação do lacre; f) Data e hora da instalação ou rompimento do lacre; g) Motivo da instalação ou rompimento do lacre; h) Identificação do responsável pela instalação ou rompimento do lacre.	
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.2.5.	5.5.2.5. No caso de operações realizadas através de programação, computadores de vazão e medidores de vazão, acessos devem ser auditáveis a partir de relatórios, conforme regulamentação específica de cada equipamento.	A hierarquização de senhas não é um requisito da Portaria Inmetro nº 298/2021 (RTM de computadores de vazão)
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.2.6.	Remover o item.	Entende-se que o tratamento de qualquer desvio já faz parte do sistema de gestão da medição aplicado pelo agente regulado.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.3.2.	5.5.3.2. Deve ser enviada para a ANP notificação de eventos de falha conforme legislação específica da ANP em até 3 dias úteis da detecção do evento.	Equalização do prazo de comunicação de eventos de falha com o prazo para envio das informações de produção dos sistemas de medição através de arquivos XML, visando a simplificação dos processos.
	Petrobras	Agente Econômico	5.5.3.3.	Remover o item.	Entende-se que este requisito já está contemplado na Resolução ANP nº18/2014 específica para eventos de falha de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.1.	6.1.1. Os tanques utilizados em sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo devem atender aos seguintes requisitos: a) possuir Certificado de Arqueação emitido seguindo diretrizes do Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque. b) possuir bocas de medição e de amostragem do conteúdo; c) possuir mesa de medição no fundo e marca de referência próxima à boca de medição; d) os dutos de enchimento devem ser projetados para minimizar queda livre de líquido e respingos; e) manter todas as condições gerais exigidas pelo Inmetro em legislação específica.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle operacional dos processos do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de construção e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.2.	6.1.2. As medições de nível de líquido em sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo devem ser feitas com trena de profundidade manual ou com sistemas eletrônicos de medição de nível.	Os sistemas de medição de nível como radar são eletrônicos, porém não necessariamente automáticos, necessitando de acionamento manual local ou remoto para aquisição de dados. Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle operacional dos processos do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Obs: Para tanques, tecnicamente,

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					considera-se o termo mais adequado como "trena de profundidade".
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.3.	6.1.3. Para o cálculo do volume de petróleo em sistemas de medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia em tanque devem ser apurados os seguintes valores: a) nível de petróleo no tanque; b) nível da interface entre petróleo e água livre, quando aplicável; c) temperatura média do petróleo no tanque; d) massa específica do petróleo; e) BSW; f) temperatura ambiente;	Adequação textual. A temperatura ambiente é uma informação relevante para a correção dos volumes. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.4.	6.1.4. Para determinação do volume líquido de petróleo em sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia em tanque devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores: a) tabela volumétrica do tanque; b) dilatação térmica do fluido entre a temperatura de medição e 20 °C; c) dilatação térmica do tanque; e d) BSW	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.5.	6.1.5. Todos os dutos de entrada e saída de sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia em tanque, bem como dutos de interconexão a outros sistemas e drenos, devem ser providos de válvulas, que possam ser lacradas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque, de forma a garantir a operação de medição.	Entende-se ser necessário definir o escopo de sistemas que devem ser lacrados, uma vez que, sistemas de medição de apropriação ou operacional não fazem parte do mesmo, conforme definições do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.6.	6.1.6. Os procedimentos operacionais para a medição em tanques, incluindo o tempo a ser utilizado para repouso de seu conteúdo, devem estar detalhados no manual de operação da instalação. Adicionalmente, o agente regulado deve comprovar a proficiência do pessoal envolvido na execução dos procedimentos.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.1.x.	6.1.x. As medições de temperatura do líquido devem ser feitas com termômetro de líquido em vidro, termômetro digital, sistemas automáticos de medição de temperatura ou por meio de outras metodologias, desde que previamente aprovadas pela ANP.	Detalhar e definir as metodologias padrões para medição de temperatura em tanques.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.	6.2. Gás Natural em Tanque Terrestre	Entende-se que a medição de GNL em tanques offshore atende a regimento específico, não sendo escopo deste regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.1.	6.2.1. Os tanques utilizados em sistemas de medição de fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de GNL devem atender aos seguintes requisitos: a) possuir Certificado de Arqueação emitido seguindo diretrizes do Inmetro acompanhado da tabela volumétrica do tanque; b) possuir bocas de medição e de	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				amostragem do conteúdo, quando aplicável; c) possuir mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição, quando aplicável; d) manter todas as condições gerais exigidas pelo Inmetro em legislação específica.	custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.2.	6.2.2. As medições de nível de líquido em sistemas de medição de fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ser feitas com sistemas eletrônicos.	Adequação textual. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.3.	6.2.3. Para determinação da quantidade de GNL em sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia em tanque devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores: a) tabela volumétrica do tanque; b) dilatação térmica do fluido entre a temperatura de medição e 20 °C; c) compressibilidade do fluido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição; d) massa específica na temperatura de medição.	Adequação textual. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Em geral, a determinação da quantidade de GNL é realizada considerando a massa de GNL na temperatura de medição, não sendo utilizada uma referência de temperatura ou pressão para determinação do volume de GNL na condição base.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.4.	6.2.4. Todos os dutos de entrada e saída de sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia em tanque, bem como dutos de interconexão a outros sistemas e drenos, devem ser providos de válvulas que possam ser lacradas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque, de forma a garantir a operação de medição.	Entende-se ser necessário definir o escopo de sistemas que devem ser lacrados, uma vez que, sistemas de medição de apropriação ou operacional não fazem parte do mesmo, conforme definições do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	6.2.5.	6.2.5. Os procedimentos operacionais para a medição em tanques, incluindo o tempo a ser utilizado para repouso de seu conteúdo, devem estar detalhados no manual de operação da instalação. Adicionalmente, o agente regulado deve comprovar a proficiência do pessoal envolvido na execução dos procedimentos.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.1.	6.3.1. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) medidor de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro; b) sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>para a calibração de medidores de vazão, ou procedimento de retirada do medidor de vazão para calibração;</p> <p>c) sistema de amostragem manual, atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento;</p> <p>d) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor;</p> <p>e) instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor;</p> <p>f) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro;</p> <p>g) válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição, quando aplicável;</p> <p>h) válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.</p>	
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.2.	<p>6.3.2. Os sistemas de medição devem ser projetados de forma que:</p> <p>a) sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;</p> <p>b) não ocorra refluxo através dos medidores de vazão;</p> <p>c) os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados;</p> <p>d) não haja passagem de gases ou vapores nos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia;</p> <p>e) possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.</p>	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.4.	<p>6.3.4. Os sistemas de medição de petróleo devem ser projetados, instalados, operados e mantidos em atendimento às seguintes classes de exatidão conforme sua aplicação:</p> <p>a) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s nas condições de operação, classe de exatidão 0.3;</p> <p>b) sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s nas condições de operação ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C, classe de exatidão 1;</p> <p>c) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s nas condições de operação, classe de exatidão 0.3;</p> <p>d) sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s nas condições de operação ou com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C, classe de exatidão 1;</p> <p>e) sistemas de medição de apropriação, classe de exatidão 1;</p> <p>f) sistemas de medição operacional;</p>	<p>Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº 291/2021 e OIML R117 e esclarecimentos quanto à temperatura relacionada à viscosidade. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item excluindo a medição operacional, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Alternativamente, pode-se considerar classe de exatidão 1.5 ou 2.0 para medição operacional, já que não é necessário rigor excessivo, como no caso da medição de apropriação.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				classe de exatidão 1.	
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.5.	6.3.5. Os equipamentos do sistema de medição devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.6.	6.3.6. Para determinação do volume líquido de petróleo em sistemas de medição em linha, devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores: a) dilatação térmica do fluido entre 20 °C e a temperatura nas condições de medição; b) compressibilidade do líquido entre 101,325 kPa e a pressão nas condições de medição; e c) BSW; e d) Fator de encolhimento (FE), quando aplicável.	Adequação textual. Entende-se que em sistemas de medição de apropriação, o petróleo pode não estar estabilizado devendo neste caso ser considerado o fator de encolhimento. Propõe ainda a formalização de procedimento para solicitar a utilização do fator de encolhimento em sistemas de medição fiscal de condensado não estabilizado.
	Petrobras	Agente Econômico	6.3.x.	6.3.x. Os sistemas de medição de vazão ou volume de condensado poderão ser projetados e operar em condições diferentes das previstas neste Regulamento em função das características específicas deste fluido, desde que sejam comprovadas as dificuldades técnicas e haja aprovação prévia da ANP.	O condensado de gás natural apresenta características físico-químicas (pressão de vapor, densidade e viscosidade) que dificultam sua medição e a calibração de seus instrumentos atendendo a todos os requisitos previstos para medição de petróleo.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.1.	6.4.1. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação, de transferência de custódia e operacional de injeção, queima ou ventilação de gás natural devem ser constituídos dos seguintes equipamentos: a) medidor de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro; b) um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de vazão, ou procedimento de retirada do medidor para calibração ou verificação a seco do medidor, quando aplicável; c) um sistema de amostragem manual, atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação; d) um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor; e) um instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor; f) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro; g) válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição, quando aplicável; h) válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.2.	6.4.2. Os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados de forma que: a) sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados; b) os medidores de vazão sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados; c) não haja passagem ou acúmulo de líquidos nos sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia; e d) possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.4.	6.4.4. Os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados, instalados, operados e mantidos em atendimento às seguintes classes de exatidão conforme sua aplicação: a) medição fiscal, classe de exatidão 0.5; b) medição para transferência de custódia, classe de exatidão 0.5; c) medição de apropriação, classe de exatidão 1.5;	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.4.1.	6.4.4.1. As classes de exatidão não são aplicáveis para sistemas de medição de gás natural com medidores de vazão deprimogênicos ou ultrassônicos específicos para medição de gás queimado ou gás ventilado. Para estes cenários, os sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados e mantidos para atender as incertezas estabelecidas na Tabela 5 do Anexo III.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.5.	6.4.5. Os equipamentos do sistema de medição devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.6.	6.4.6. As medições de gás natural devem ser convertidas ou corrigidas pelos seguintes fatores: a) conversão do volume em função da variação da temperatura nas condições de medição em relação a 20 °C; b) conversão do volume em função da variação da pressão estática nas condições de medição em relação a 101,325 kPa; e c) correção do volume em função da variação do fator de compressibilidade nas condições de medição em relação à condição padrão de medição, considerando a composição do gás.	Adequação do item às definições estabelecidas no RTM.
	Petrobras	Agente Econômico	6.4.x.	6.4.x. A utilização de medidores bidirecionais é condicionada à autorização específica da ANP durante a aprovação do projeto, devendo o medidor atender a todos os requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo	O uso de sistemas de medição de gás bidirecional é uma prática da indústria e não acarreta prejuízos à qualidade da medição, uma vez que, para fins metrológicos, o medidor tem funcionamento similar a dois medidores, devendo ser obtida uma curva de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				Inmetro para medição em ambos os sentidos do escoamento.	calibração distinta para cada um dos sentidos. Adicionalmente, essa configuração pode simplificar projetos e reduzir custos.
	Petrobras	Agente Econômico	6.5.1.	<p>6.5.1. Os sistemas de medição de GNL devem ser constituídos dos seguintes equipamentos:</p> <p>a) medidor de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos por este Regulamento e pelo Inmetro;</p> <p>b) um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de vazão, ou procedimento de retirada do medidor para calibração, quando aplicável;</p> <p>c) um sistema de amostragem manual, atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação;</p> <p>d) um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura dedicado e adjunto ao medidor;</p> <p>e) um instrumento ou dispositivo de medição de pressão dedicado e adjunto ao medidor;</p> <p>f) um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro;</p> <p>g) válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição, quando aplicável;</p> <p>h) válvulas com dispositivo de verificação de estanqueidade a serem utilizadas nos sistemas de calibração, quando aplicável.</p>	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.5.2.	<p>6.5.2. Os sistemas de medição de GNL devem ser projetados de forma que:</p> <p>a) o fluido permaneça no estado líquido durante a passagem pelo medidor de vazão;</p> <p>b) os sistemas de entrega de GNL indiquem a quantidade entregue em termos de massa;</p> <p>c) sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;</p> <p>d) não ocorra o refluxo através dos medidores de vazão;</p> <p>e) os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões para o qual foram projetados;</p> <p>f) incorporem um dispositivo de eliminação de ar ou gás não dissolvido antes que o fluido passe pelos medidores de vazão nas aplicações de medição de transferência de custódia. A forma do dispositivo não deve constituir uma linha de contorno ao sistema de medição;</p> <p>g) possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável;</p> <p>h) os sistemas de medição devem ser projetados de forma a garantir o resfriamento das tubulações e evitar</p>	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				a vaporização do fluido medido. No caso de inclusão de circuitos de recirculação do produto a jusante do medidor, os mesmos devem ser equipados com meios adequados para indicar quando o produto estiver fluindo através do circuito.	
	Petrobras	Agente Econômico	6.5.2.1.	6.5.2.1. A instalação e utilização de sistemas de medição de GNL devem atender aos requisitos dos documentos do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.5.3.	6.5.3. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de GNL devem ser projetados, instalados, operados e mantidos em atendimento da classe de exatidão 1.5.	Adequação textual. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	6.5.4.	6.5.4. Os equipamentos do sistema de medição devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metroológicas especificadas neste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.6.	6.6. Água em Linha	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.6.1.	6.6.1. Devem ser registrados os volumes totais de água produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	6.6.2.	6.6.2. Os sistemas de medição de água devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: a) medidor de vazão compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metroológicos exigidos pelo Inmetro; b) instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor para sistemas de medição de apropriação; c) instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor para sistemas de medição de apropriação. d) um dispositivo de cálculo de volumes.	Os sistemas de medição de água conforme este Regulamento são operacionais. Seus resultados são utilizados para acompanhamento do desempenho do processo de produção. Desta forma, entende-se que seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. Entende-se que a ausência de instrumentos de temperatura e pressão não impacta de forma significativa a qualidade da medição. Alternativamente, caso esta Agência não esteja de acordo, pode-se considerar correção de P e T apenas nos sistemas de medição de água de saída do separador de testes, e correção de P nos sistemas de medição de alta pressão (ex: injeção de água). Entende-se que por se tratar de um sistema de medição operacional, o uso de um dispositivo de cálculo é suficiente para garantir a qualidade de medição. Além disso, atualmente não há computador de vazão com Portaria de Aprovação de Modelo para medição de água.
	Petrobras	Agente Econômico	6.7.1.	6.7.1. Sistemas de medição de fluido multifásico devem seguir legislação específica da ANP.	Adequação textual.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.1.1.	7.1.1.1. Os pontos de medição fiscal são todos aqueles utilizados no cômputo da totalização das Participações Governamentais e das Participação aos Superficiários.	Adequação textual. As participações aos superficiários também são pagas com base nos volumes produzidos obtidos a partir dos sistemas de medição fiscal que estão no escopo deste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.2.1.	7.1.2.1. Os pontos de medição fiscal de petróleo devem estar localizados antes de instalações de estocagem e transporte, tais como tanques de carga de FPSOs e FSOs e dutos de transporte.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.2.2.	7.1.2.2. Os pontos de medição fiscal de gás natural devem estar localizados antes de qualquer instalação de transferência, transporte ou processamento para obtenção de gás natural processado.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.3.2.	7.1.3.2. A troca de placa de orifício em sistemas de medição fiscal de gás natural com válvula porta-placas não é considerada contorno da medição.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.3.x.	7.1.3.x. Não é necessária autorização prévia da ANP para contorno de sistemas de medição que contribuam negativamente para a produção, desde que estes volumes não sejam descontados do volume produzido.	Permitir existência de contornos em sistemas de medição em que haja desconto de volumes (ex: importação de gás, injeção de óleo nos poços, etc), já que este cenário não acarreta prejuízos ao recolhimento de Participações Governamentais.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.4.	7.1.4. O petróleo medido em sistemas de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de BSW, exceto quando autorizado pela ANP.	O limite de 1% é um requisito geral, porém este Regulamento também apresenta exceções onde o limite é 9%. Adicionalmente, podem existir autorizações extraordinárias para outros limites.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.5.	7.1.5. O gás natural medido pelo sistema de medição fiscal não deverá conter líquidos, de forma a não prejudicar o correto funcionamento dos medidores.	O gás medido fiscalmente não pode conter líquidos, incluindo condensado e água.
	Petrobras	Agente Econômico	7.1.6.	7.1.6. Quando for efetuada uma medição fiscal utilizando um sistema de medição de petróleo em tanque: a) o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia e aos potenciais dos poços de acordo com padrão definido pela ANP; b) o volume líquido de petróleo no tanque deve ser determinado ao menos uma vez entre o primeiro e o terceiro dia de cada mês, de forma a permitir que a produção do mês anterior seja completamente apropriada; c) o volume líquido de petróleo no tanque deve ser determinado antes do início e após o término de cada transferência; d) a produção de petróleo em tanque deve ser determinada em ciclos de enchimento, contabilizando as variações positivas no volume do tanque ao longo do tempo.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.2.1.	Esclarecer cenário do item b ou remover o item.  7.2.2.1. A apropriação será classificada como:	Não foi identificada situação que esteja relacionada ao cenário (b) apresentado. Avaliar se não seria:  b) apropriação ao Poço: quando a

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>a) apropriação Simples: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente não afetar o montante das participações governamentais nem a distribuição entre os municípios;</p> <p>b) apropriação ao Poço: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente afetar o montante da distribuição das participações governamentais entre os municípios, mas não afetar a distribuição da produção entre campos diferentes;</p> <p>c) apropriação ao Campo: quando a produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente afetar o montante das participações governamentais ou a distribuição entre os municípios, e afetar a distribuição da produção entre campos diferentes.</p>	<p>produção individual dos poços medidos nos sistemas de medição fiscal ou de apropriação contínua da corrente não afetar o montante da distribuição das participações governamentais entre os municípios, mas não afetar a distribuição da produção entre campos diferentes;</p>
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.3.	<p>7.2.3. A determinação do potencial de produção de cada poço e realização da apropriação dos volumes fiscais deverão ser feitos a partir de uma das seguintes metodologias:</p> <p>a) teste de poço;</p> <p>b) medição contínua do poço;</p> <p>c) medição de apropriação contínua da corrente e teste de poço; e</p> <p>d) medição de apropriação contínua da corrente e medição contínua do poço.</p>	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.3.x.	<p>7.2.3.1. Para poços de baixa produção que produzem para instalações marítimas, é possível realizar o teste de poço em conjunto com um poço de alta vazão, mediante a autorização específica da ANP, desde que:</p> <p>a) O potencial de produção do poço de baixa produção seja inferior a 5% do potencial de produção da instalação na qual este poço está vinculado; ou</p> <p>b) O cenário de apropriação seja classificado como apropriação simples, segundo os critérios deste Regulamento.</p>	<p>Há situações nas quais os poços podem não ter vazão suficiente para produzir de forma isolada, em casos de poços conectados a manifolds submarinos. Em situações de poços de baixa vazão, dificilmente há viabilidade econômica para adequações da instalação, e a possibilidade de teste em conjunto se torna uma alternativa viável e que mantém qualidade similar ao potencial obtido em testes convencionais.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.1.	<p>7.2.4.1. Devem ser utilizados separadores de teste ou tanques de teste para realização de testes de poço em atendimento à periodicidade deste Regulamento. Outras metodologias devem ser previamente aprovadas pela ANP.</p>	<p>Entende-se que o termo "novas tecnologias" é subjetivo. Desta forma, propõe-se o uso do termo "outras metodologias" de forma a referenciar outros métodos utilizados pela indústria que não estão previstos neste Regulamento.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.2.	<p>7.2.4.2. As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação do poço. Caso as condições de teste sejam diferentes das condições usuais de operação, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação utilizando método reconhecido pela indústria do petróleo.</p>	<p>Em geral, no cenário offshore, as condições de teste e condições de operação podem ser diferentes, sendo aplicáveis modelos matemáticos reconhecidos pela indústria para realização desta conversão, sem qualquer prejuízo para a qualidade dos resultados obtidos. Neste sentido, por se tratar de uma prática mundialmente utilizada e consolidada, entende-se que não seja necessária autorização para sua</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					utilização.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.3.	7.2.4.3. Os testes devem ter duração mínima de quatro horas, contadas a partir da estabilização das condições de teste do poço.	O poço deve ser estabilizado nas condições na qual será testado, buscando as condições mais próximas possíveis das condições de operação.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.4.	7.2.4.4. Durante os testes de poço, devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos, e o gás natural utilizado para elevação artificial (gas-lift), quando aplicável.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.4.1.	7.2.4.4.1. Os seguintes volumes de gás natural podem ser estimados: a) volumes de gás natural utilizado para elevação artificial de forma intermitente (gas-lift intermitente) b) volumes de gás natural cuja estimativa foi autorizada pela ANP.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.4.2.	7.2.4.4.2. A determinação dos volumes de água dos poços deve considerar o BSW associado ao petróleo.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.5.	7.2.4.5. Os volumes de condensado e diesel para serviço nos poços devem ser apropriados como produção de petróleo.	Em alguns cenários, a injeção de Diesel para serviço nos poços é uma necessidade operacional para o processo de E&P. A ausência de um ponto de medição fiscal de Diesel gera um aumento irreal da produção de petróleo bem como o pagamento de tributos sobre um fluido não produzido.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.6.	7.2.4.6. Nas medições de apropriação de petróleo, o volume registrado deve ser corrigido pelo fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, em decorrência da medição de petróleo não estabilizado. Os vapores liberados deverão ser considerados como gás natural, computados à produção de gás e o seu volume estimado a partir do volume de petróleo e da razão de solubilidade do petróleo nas condições de medição para apropriação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.6.1	7.2.4.6.1. Nas medições de apropriação de petróleo realizadas em sistemas de medição em tanque (testes de poços em tanques), fica dispensada a coleta de petróleo para determinação de fator de encolhimento e razão de solubilidade.	Em sistemas de medição de petróleo em tanque, a medição dos volumes ocorre em condições atmosféricas após tempo de residência, o que garante liberação de toda a parcela de gás associada ou que essa parcela remanescente seja bastante reduzida, de forma que o impacto da realização de análise de fator de encolhimento pode ser considerado inexistente ou desprezível.  Além disso, como o volume de gás associado ao petróleo e direcionado aos tanques é ventilado, não se aplica a análise de razão de solubilidade neste casos.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.7.	7.2.4.7. Os testes de poços não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III, de acordo com a classificação do sistema de apropriação (ao campo, ao poço ou simples) ou sempre que houver mudanças nas condições usuais de operação do poço.	Adequação textual. Propõe-se que todos os prazos relativos a rotinas sejam consolidados no Anexo III ao invés de explicitados no texto. Atualmente, alguns estão no texto e outros no anexo.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.7.1.	7.2.4.7.1. Em caso de mudanças nas condições usuais de operação do poço, um teste de poço deverá ser realizado em até 5 dias a partir da mudança.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.7.x	7.2.4.7.x. O agente regulado poderá solicitar à ANP a extensão dos prazos de testes de poços mediante a apresentação de estudo técnico sobre a estabilidade dos resultados ao longo do tempo, baseado em método reconhecido pela indústria do petróleo.	Permitir a extensão dos prazos de testes de poços caso seja comprovada a estabilidade dos resultados, conforme previsto no Regulamento atualmente vigente.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.8.	7.2.4.8. As coletas de petróleo do poço para determinação do fator de encolhimento e razão de solubilidade não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III.	Adequação textual. Propõe-se que todos os prazos relativos a rotinas sejam consolidados no Anexo III ao invés de explicitados no texto. Atualmente, alguns estão no texto e outros no anexo.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.8.x.	7.2.4.8.x. As coletas de petróleo do poço podem ser realizadas em período distinto de um teste de poço, desde que o agente regulado garanta a estabilidade do poço e a representatividade da coleta.	Incorporação dos requisitos da Resolução ANP nº52/2013.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.8.y.	7.2.4.8.y. A determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade pode ser realizada a partir de coleta de uma corrente contendo diversos poços com características similares, mediante autorização prévia da ANP. Outras metodologias também podem ser utilizadas, desde que previamente aprovadas pela ANP.	Em campos de baixa produção e com muitos poços, a variação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade é de baixa relevância no resultado das medições. Adicionalmente, existem dificuldades técnicas para realização de coletas de petróleo pressurizado para poços de baixa produção e elevado BSW. Desta forma, entende-se que os poços possam ser agrupados, evitando assim a necessidade de coleta para vários poços e gerando otimização dos recursos.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.8.z	7.2.4.8.z. O agente regulado poderá solicitar à ANP a extensão dos prazos de análises de fator de encolhimento e razão de solubilidade de petróleo mediante a apresentação de estudo técnico sobre a estabilidade dos resultados ao longo do tempo, baseado em método reconhecido pela indústria do petróleo.	Permitir a extensão dos prazos de análises físico-químicas caso seja comprovada a estabilidade dos resultados, conforme previsto no Regulamento atualmente vigente.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.9.	7.2.4.9. As coletas de gás natural do poço para determinação da composição do gás não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III.	Adequação textual. Propõe-se que todos os prazos relativos a rotinas sejam consolidados no Anexo III ao invés de explicitados no texto. Atualmente, alguns estão no texto e outros no anexo.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.9.1.	7.2.4.9.1. As coletas de gás natural do poço podem ser realizadas em período distinto de um teste de poço desde que o agente regulado garanta a estabilidade do poço e a representatividade da coleta.	Incorporação dos requisitos da Resolução ANP nº52/2013.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.9.x	7.2.4.9.x. O agente regulado poderá solicitar à ANP a extensão dos prazos de análises composição do gás mediante a apresentação de estudo técnico sobre a estabilidade dos resultados ao longo do tempo, baseado em método reconhecido pela indústria do petróleo.	Permitir a extensão dos prazos de análises físico-químicas caso seja comprovada a estabilidade dos resultados, conforme previsto no Regulamento atualmente vigente.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.10.	7.2.4.10. As coletas de petróleo para determinação do BSW devem ser realizadas a cada teste de poço com aplicação do resultado no próprio	Adequação textual. Propõe-se tratar as coletas para determinação da massa específica (densidade) em item separado.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				teste.	
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.x.	7.2.4.x. As coletas de petróleo para determinação da massa específica devem ser realizadas a cada teste de poço com a implementação do resultado no computador de vazão no próprio teste ou no próximo teste a ser realizado.	Adequação aos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20. A coleta durante um teste com o resultado sendo aplicado durante o próprio teste pode ser inviável em algumas situações, pois aumentaria significativamente o tempo mínimo em que um poço permaneceria alinhado para o sistema de testes. Adicionalmente, existem cenários de instalações marítimas onde a análise de massa específica é feita em laboratório em terra.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.4.x.1.	7.2.4.x.1. A determinação da massa específica poderá ser feita através de coleta específica ou associada à coleta realizada para determinação do fator de encolhimento e razão de solubilidade do poço, conforme procedimento da instalação.	A coleta durante um teste com o resultado sendo aplicado durante o próprio teste pode ser inviável em algumas situações, pois aumentaria significativamente o tempo mínimo em que um poço permaneceria alinhado para o sistema de testes. Adicionalmente, existem cenários de instalações marítimas onde a análise de massa específica é feita em laboratório em terra, juntamente com as análises de fator de encolhimento e razão de solubilidade.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.6.1.	7.2.6.1. Para medição de apropriação contínua devem ser utilizados sistemas de medição em linha com medidor de vazão dedicado. Outras metodologias devem ser previamente aprovadas pela ANP.	Entende-se que o termo "novas tecnologias" é subjetivo. Desta forma, propõe-se o uso do termo "outras metodologias" de forma a referenciar outros métodos utilizados pela indústria que não estão previstos neste Regulamento. Além disso, item deve englobar petróleo e gás.
	Petrobras	Agente Econômico	7.2.6.2.	7.2.6.2. As coletas de petróleo em sistemas de medição de apropriação contínua para determinação de fator de encolhimento e razão de solubilidade não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III.	Adequação textual. Propõe-se que todos os prazos relativos a rotinas sejam consolidados no Anexo III ao invés de explicitados no texto. Atualmente, alguns estão no texto e outros no anexo.
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.1.1.	7.3.1.1. Medição dos volumes de petróleo ou gás natural transferidos por instalações de produção para navios aliviadores ou para outras instalações através de dutos com mudança de titularidade ou propriedade do fluido;	Adequação para a definição atual de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.1.2.	7.3.1.2. Medição dos volumes movimentados em dutos de petróleo ou gás natural recebidos por transportador em um ponto de recebimento ou entregues ao carregador (ou a terceiro que este indicar) em um ponto de entrega com mudança de titularidade ou propriedade do fluido;	Adequação para a definição atual de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.2.	7.3.2. Os sistemas de medição de transferência de custódia deverão estar localizados: 7.3.2.1. Nos tanques (sistemas de medição em tanques) ou dutos de saída de petróleo e gás natural das unidades de produção (sistemas de medição em linha); 7.3.2.2. Nos tanques (sistemas de medição em tanques) ou dutos de entrada de petróleo ou gás natural das instalações receptoras dos	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				volumes oriundos de unidades de produção (sistemas de medição em linha);	
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.3.2.	7.3.3.2. A troca de placa de ofício em sistemas de medição de transferência de custódia de gás natural com válvula porta-placas não é considerada contorno da medição.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.3.3.	7.3.3.3. Nas medições de GNL, não deve ser fornecido nenhum meio pelo qual qualquer líquido medido possa ser desviado do elemento de medição do medidor ou da linha de descarga do mesmo. É permitida uma saída controlada manualmente que pode ser aberta quando necessário para purgar ou drenar o sistema de medição. Devem ser fornecidos meios eficazes para evitar a passagem de líquido através de qualquer saída durante a operação normal do sistema de medição.	Adequação textual para não deixar dúvidas quanto ao fluido (está tratando de GNL e não gás liquefeito de petróleo/GLP).
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.4.	Remover o item.	É possível a ocorrência de transferência de custódia de petróleo com BSW superior a 1% em casos extraordinários onde possa ter ocorrido medição fiscal com BSW acima deste limite. Além disso, pode haver transferência com BSW superior a 1% em situações específicas, como no início dos processos de offloading em FPSOs, em que a quantidade de água presente no óleo é maior. Por se tratar de uma medição relacionada a uma transferência comercial, entende-se que tal cenário não acarretaria prejuízos a União e este requisito pode ser removido deste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	7.3.5.	7.3.5. Nos pontos de interconexão situados entre duas ou mais instalações de transporte de petróleo ou gás natural, a medição de transferência de custódia compartilhada será avaliada pela ANP.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.4.1.	7.4.1. Os sistemas de medição utilizados para controle operacional devem ser adequados e compatíveis com as condições operacionais as quais serão submetidos.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	7.4.1.1.	7.4.1.1. Mediante autorização ou determinação da ANP, resultados de medição de sistemas de medição operacional poderão ser utilizados em substituição aos dos sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia. A ANP poderá determinar condicionantes para que esta substituição ocorra.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado, desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de construção e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição. Adicionalmente, para o caso da utilização de sistemas operacionais para determinação de volumes fiscais em

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					caso de evento de falha já existe regulamentação específica.
	Petrobras	Agente Econômico	7.4.2.	7.4.2. Os seguintes volumes devem ser medidos, totalizados e registrados: a) os volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis; b) os volumes totais de gás natural utilizado para elevação artificial nos poços; c) os volumes totais por campo de gás natural utilizado para injeção no reservatório; d) os volumes de gás queimado ou ventilado; e) os volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada; f) os volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção; g) os volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte; h) os volumes de petróleo e gás natural transportados; i) os volumes de gás natural liquefeito nos terminais e nas unidades de liquefação e regaseificação de gás natural; j) os volumes de gás natural armazenado em sistemas de estocagem; k) os volumes de gás natural comprimido nas unidades de compressão e descarga.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.1.	8.1.1. A proficiência do pessoal envolvido nas análises físico-químicas deve ser comprovado quando estas forem realizadas pelo próprio agente regulado.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.2.	8.1.2. O agente regulado deve garantir a rastreabilidade e representatividade dos resultados das análises físico-químicas	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.3.	8.1.3. As coletas de petróleo e gás natural para sistemas de medição e poços não devem exceder as periodicidades do Anexo III deste Regulamento, de acordo com a sua aplicação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.4.	8.1.4. A determinação das propriedades dos fluidos deve ser realizada por, ao menos, um dos seguintes métodos: a) análise de laboratório a partir de coleta utilizando-se sistema de amostragem automática proporcional à vazão; b) análise de laboratório a partir de coleta utilizando-se sistema de amostragem manual; c) analisador em linha.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.x.	8.1.x. Analisadores em linha e cromatógrafos de gás devem ser instalados e operados atendendo as normas e regulamentos pertinentes.	Propõe-se tratar separadamente analisadores em linha para determinação do BSW ou da massa específica de cromatógrafos em linha, pois cromatógrafos possuem regulamentação específica.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.5.	8.1.5. 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 sistema de medição, seguindo o ; b) o ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja representativa do fluido; c) o recipiente de coleta de amostras deve ser estanque; d) as amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes da realização das análises laboratoriais.	Adequação aos requisitos previstos nas normas de amostragem que tratam da localização do sistema de amostragem com base na localização do sistema de medição e não do medidor. Adequação textual, pois ao longo do Regulamento há menção a "produto" e a "fluido" para se referir ao mesmo objeto.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.6.	8.1.6. Todos os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia previstos neste Regulamento, devem possuir sistema de amostragem manual, com exceção dos sistemas de medição ultrassônica de gás queimado ou ventilado, que podem considerar análises do gás a partir de pontos de amostragem associados a outros pontos de medição da instalação.	Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado, desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.  Adicionalmente, considerando que: - Impacto da composição na medição ultrassônica de gás queimado ou ventilado é desprezível, já que opera em baixas pressões (compressibilidade próxima de 1). - Pode haver dificuldades técnicas na realização de amostragem de gás nesses sistemas de medição, devido às baixas pressões. Propõe-se que seja permitida no RTM a utilização de pontos de amostragem alternativos para sistemas de medição de gás queimado ou ventilado.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.6.x	8.1.6.x Sistemas de medição sem sistema de amostragem manual específico podem ser utilizados mediante autorização da ANP.	Permitir utilização de sistemas de amostragem manual de outros sistemas de medição (ex: sistemas de gas lift individuais utilizarem sistema de amostragem manual de sistema de gas lift total)
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.x.	8.1.x. Em sistemas de medição onde há dificuldades técnicas para coleta dos fluidos ou que não sejam utilizados de forma contínua, ANP poderá autorizar a utilização de resultados de outros pontos de medição conforme legislação específica.	Incorporação dos requisitos da Resolução ANP nº52/2013.
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.7.	8.1.7. A ANP, em prazo definido em negociação com o agente regulado, poderá solicitar o envio de amostras a serem realizadas pelo agente regulado, podendo ser exigida a presença de técnico da ANP no momento da coleta.	Por se tratar de uma solicitação extraordinária, entende-se que é necessária uma negociação prévia entre as partes para mitigar impactos na rotinas operacionais.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	8.1.8.	8.1.8. A ANP, em prazo definido em negociação com o agente regulado, poderá solicitar a realização de análises específicas das propriedades dos fluidos para verificações do desempenho dos sistemas de medição.	Por se tratar de uma solicitação extraordinária, entende-se que é necessária uma negociação prévia entre as partes para mitigar impactos na rotinas operacionais.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.1.	8.2.1. Para sistemas de medição de petróleo, devem ser realizadas análises qualitativas e quantitativas para a determinação dos volumes líquidos e outros usos.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.2.	8.2.2. Para sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia, devem ser determinados BSW e massa específica.	Adequação textual. Entende-se ser necessário definir o escopo deste item, uma vez que sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado, desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.2.x.	8.2.2.x. Em sistemas de medição redundantes (em paralelo), é permitida a utilização de apenas um sistema de amostragem e análise, devendo, neste cenário, os resultados serem compartilhados entre todos os sistemas de medição.	Entende-se que, em cenários onde uma corrente é dividida para fins de medição (ex.: atendimento a faixa de operação dos medidores), não há mudança nas propriedades do fluido. Desta forma, propõe-se a formalização quanto a realização de coleta única em sistema de amostragem compartilhado sem que haja qualquer prejuízo à qualidade da medição.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.x.	8.2.x. Para sistemas de medição sem fluxo ou com fluxo insuficiente para realização de amostragem em atendimento às normas pertinentes para determinação do BSW e da massa específica, considera-se que não é necessária a realização das coletas e, portanto, os prazos para coleta e implementação dos resultados previstos neste Regulamento não são aplicáveis.	Propõe a formalização da isenção da necessidade de coleta sem que haja necessidade de comunicação prévia para a ANP ou indisponibilização do ponto de medição, em casos de impossibilidade técnica para realização da coleta. Neste cenário, compete ao agente regulado armazenar as evidências desta impossibilidade técnica para apresentação à ANP, quando solicitado.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.3.x.	8.2.3.x. Os sistemas de amostragem em linha utilizados devem ser projetados para permitir a coleta de petróleo pressurizado.	Explicitar os requisitos para coleta de amostras para determinação de fator de encolhimento e razão de solubilidade.
	Petrobras	Agente Econômico	8.2.4.	8.2.4. O sistema de amostragem deve garantir a representatividade da amostra de petróleo coletada em atendimento às normas e regulamentos pertinentes. Quando necessário, o sistema de amostragem deve incluir um misturador imediatamente a montante do ponto de amostragem.	Equalização com as normas contidas neste Regulamento referentes à amostragem de fluidos, onde o uso de misturador não é obrigatório. Entende-se que deve-se garantir a representatividade da coleta, sendo o uso de misturador apenas recomendável, a depender da configuração do ponto de amostragem.
	Petrobras	Agente Econômico	8.3.	8.3. Gás Natural em Linha	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.3.1.	8.3.1. Para sistemas de medição de gás natural, deve ser determinada a composição do gás para permitir a obtenção dos volumes na condição padrão ou para outros usos, conforme solicitação da ANP em negociação com o agente regulado.	Em termos de propriedades, o cálculo dos volumes de gás realizado pelos computadores de vazão depende da composição do gás. Demais parâmetros são calculados pelo próprio computador de vazão ou não impactam no cálculo dos volumes, devendo ser objeto de regulamentação específica associada à qualidade do gás.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	8.3.2.	8.3.2. Para sistemas de medição de gás natural com cromatógrafo em linha, fica dispensada a coleta de gás natural para determinação da composição do gás para atendimento às periodicidades do Anexo III deste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	8.3.3.	8.3.3. Em sistemas de medição com medidor deprimogênio (por pressão diferencial) projetados a partir da norma ISO 5167, o ponto de amostragem deve estar localizado a montante do sistema de medição. O ponto de amostragem poderá ser instalado a jusante mediante a comprovação de que não há alteração da composição do gás em função da passagem do gás pelo medidor de vazão.	Os requisitos para que o sistema de amostragem seja localizado a montante do sistema de medição são exclusivos para sistemas de medição projetados pela norma ISO 5167. A norma AGA 3 (outra opção prevista neste Regulamento para estes tipo de sistema) não contém este requisito.
	Petrobras	Agente Econômico	8.4.1.	8.4.1. Para sistemas de medição de GNL, deve ser determinada a composição do gás para permitir a obtenção dos volumes na condição padrão ou para outros usos, conforme solicitação da ANP em negociação com o agente regulado.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.	9. CALIBRAÇÕES, INSPEÇÕES E ARQUEAÇÕES	Adequação textual. Este capítulo trata de rotinas de calibração, inspeção de equipamentos e arqueações de tanques.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.1.	9.1.1. Todas as calibrações e inspeções deverão ser realizadas por laboratórios acreditados integrantes da Rede Brasileira de Calibração (RBC), ou signatários do Acordo de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) ou da IAAC (InterAmerican Accreditation Cooperation), exceto nas seguintes situações: a) calibração de medidores em operação realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando sistemas de calibração autorizados pela ANP compostos de padrão de referência ou de padrão de trabalho; b) calibração de medidores padrão de trabalho realizada na instalação pelo próprio agente regulado, utilizando sistemas de calibração autorizados pela ANP compostos de padrão de referência; c) validação a seco do medidor de vazão em sistemas de medição de gás queimado ou ventilado (dry calibration); d) calibração de analisador em linha de BSW; e) calibração de analisador em linha de densidade (massa específica); f) calibração de cromatógrafo em linha; g) calibração de sistema eletrônico de medição de nível; h) calibração de medidores e instrumentos associados a sistemas de medição operacional; i) inspeção de sistemas de amostragem automática de petróleo proporcional à vazão; j) teste de estanqueidade de válvulas;	Adequação textual. Entende-se que procedimentos realizados pelo próprio agente regulado conforme previsto neste Regulamento (novos itens i, j, k, l, m) devem ser explicitados.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				k) teste de não vazamento interno de provedores; l) inspeção dimensional de trecho de reto para sistemas de medição que não utilizem medidor por placa de orifício; m) calibração de sistema automático de medição de temperatura em tanque.	
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.1.1.	9.1.1.1. As exceções previstas no item 9.1.1 devem garantir, no mínimo, a rastreabilidade ao SI.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.	9.1.2. A calibração e a inspeção dos instrumentos e sistemas de medição não devem exceder as periodicidades apresentadas no Anexo III, de acordo com sua aplicação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.1.	9.1.2.1. A periodicidade de calibração e inspeção e arqueação para atendimento a este Regulamento é contabilizada utilizando as datas de realização do procedimento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.x.	9.1.2.x. O agente regulado poderá solicitar à ANP a extensão dos prazos de calibração e inspeção mediante a apresentação de estudo técnico sobre o comportamento do equipamento ao longo do tempo baseado em método reconhecido pela indústria do petróleo ou a partir de funcionalidades de diagnóstico do equipamento.	Propõe a formalização de procedimento para solicitar a extensão das periodicidades previstas no Anexo III levando em consideração os avanços nas funcionalidades de diagnóstico dos equipamentos (ex.: medidores ultrassônicos com múltiplos canais).
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.1.x.	9.1.2.1.x. O prazo de validade de um certificado de inspeção dimensional para sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia em operação é: a) para placa de orifício, 12 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 24 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor. b) para trechos retos e válvulas porta-placa, 36 meses a partir da data de instalação do equipamento ou 72 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.1.y.	9.1.2.1.y. O prazo de validade de um certificado de inspeção dimensional para novos sistemas de medição fiscal, de apropriação ou de transferência de custódia é: a) para placa de orifício, 12 meses a partir da data de autorização para entrada em operação do sistema de medição ou 24 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor. b) para trechos retos e válvulas porta-placa, 36 meses a partir da data de autorização para entrada em operação do sistema de medição ou 72 meses a partir de data de realização da inspeção dimensional, o que for menor.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20 e ofício ANP/NFP 0143/12
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.1.z.	9.1.2.1.z. Para novos sistemas de medição, caso o medidor em operação ou medidor padrão de trabalho seja calibrado na instalação	Formalização de prazo comumente adotado na entrada em operação de novos sistemas de medição cuja calibração é realizada na instalação pelo

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				pelo agente regulado, este pode entrar em operação com o prazo de calibração em desacordo com os prazos previstos no Anexo III, mas deve ser calibrado em até 10 dias da entrada em operação do sistema de medição. Caso seja um medidor calibrado em sistemas de medição e calibração com fluxo não contínuo, a calibração deve ser realizada até a 2ª transferência feita pelo sistema de medição.	próprio agente regulado.  Válido para sistemas de medição fiscal, apropriação e transferência de custódia. Como exemplo de sistema de medição com fluxo não contínuo, pode-se citar o sistema de medição de transferência de custódia no offloading de FPSOs.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.2.2.	9.1.2.2. A periodicidade de calibração dos elementos secundários de sistemas de calibração deve ser correspondente à periodicidade dos elementos dos sistemas de medição vinculados a eles. Caso estejam vinculados a mais de um sistema de medição, deve-se considerar a menor periodicidade de calibração para elementos secundários prevista para os sistemas de medição vinculados.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.3.	9.1.3. Todos os componentes do sistema de medição devem atender à regulamentação técnica metrológica em vigor, sendo as calibrações e inspeções e arqueações requeridas neste Regulamento executadas por conta e risco do agente regulado.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.4.	9.1.4. Os equipamentos do sistema de medição devem ser calibrados na condição encontrada sempre que possível. Caso seja feita manutenção ou ajuste que acarrete alteração das características metrológicas do equipamento, uma nova calibração deve ser realizada.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.1.5.	9.1.5. Os resultados da calibração e inspeção dimensional devem ser implementados na configuração dos sistemas de medição: a) para calibrações de medidores de vazão realizadas na própria instalação, seja pelo próprio agente regulado ou laboratório externo: 3 dias úteis a partir da emissão do certificado de calibração para implementação dos resultados de calibração nos computadores de vazão. b) para inspeções dimensionais de placas de orifício e trechos retos realizadas na própria instalação por laboratório externo: 3 dias úteis a partir da emissão do certificado para implementação dos resultados de inspeção dimensional nos computadores de vazão. c) para os demais casos, a implementação do resultado deve ser realizada antes da entrada em operação do equipamento.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.  É inviável realizar a implementação dos resultados em em até cinco dias úteis da realização da calibração ou inspeção do elemento, já que é necessário prazo para emissão dos certificados contendo os resultados.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.1.	9.2.1. Os medidores de vazão devem ser calibrados de acordo com as seguintes opções: a) medidor em operação, medidor padrão de trabalho ou medidor padrão de referência calibrado, por laboratório acreditado; b) medidor em operação ou medidor	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				padrão de trabalho calibrado na instalação, pelo agente regulado utilizando sistema de calibração com medidor padrão de referência autorizado pela ANP; c) medidor em operação calibrado na instalação, pelo agente regulado utilizando sistema de calibração com medidor padrão de trabalho autorizado pela ANP.	
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.2.	9.2.2. A calibração dos medidores em operação ou dos medidores padrão de trabalho deve ser feita utilizando o fluido medido nas condições de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a: a) massa específica: 20%; b) viscosidade menor que 100cP: 20cP (absoluto) c) viscosidade igual ou maior que 100cP: 20% (relativo). <del>b) 5°C na temperatura;</del> <del>e) 10% na pressão.</del>	O atendimento do referido item com relação aos critérios de temperatura e pressão é de grande dificuldade, haja vista a limitação física dos laboratórios de calibração acreditados existentes. Entende-se que a alteração da pressão e temperatura é refletida no valor da massa específica e da viscosidade do fluido utilizado para calibração. Como a massa específica e a viscosidade, bem como a vazão, são as variáveis que podem impactar diretamente nos resultados da calibração, entende-se ser suficiente que as condições de contorno de uma operação de calibração de medidores de vazão estejam definidas apenas em torno dessas três variáveis. Com relação à viscosidade, a definição de um limite absoluto de 20% para gás natural ou para petróleo de baixa viscosidade como, por exemplo, os encontrados no pré-sal brasileiro (10 cP), gera uma condição de atendimento bastante restritiva, sem que haja comprovadamente um ganho real na qualidade das medições.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.3.1.	9.2.3.1. Calibração em até 3 vazões: a) as vazões nas quais o medidor irá operar (vazões usuais de operação) não poderão diferir em mais de 10% das vazões calibradas.	Entende-se que o texto atual inviabiliza a calibração em 2 ou 3 vazões. Desta forma, propõe a manutenção dos critérios previstos para calibração em um única vazão para que a realização de uma calibração em 2 ou 3 vazões, uma vez que não há prejuízo com relação à qualidade das medições. A adoção de tal procedimento otimizaria o uso dos recursos, reduzindo o número de alinhamentos para calibração do medidor de vazão e ocorrência de cenários de operação fora dos limites metrológicos estabelecidos por este regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.3.2.	9.2.3.2. Calibração em mais de 3 vazões: a) a quantidade mínima de vazões nas quais o medidor será calibrado deverá atender a seguinte regra, arredondada para o número inteiro superior, sendo o mínimo de vazões a serem calibradas igual a 4:  Quantidade de Vazões = [(Vazão Máxima da Calibração / Vazão Mínima da Calibração) / 2] + 1  <del>b) a calibração deve ser realizada no mínimo em quatro vazões distintas;</del>  c) a partir de oito vazões distintas torna-se opcional a utilização de vazões adicionais;	Adequação textual. Entende-se que a não adoção de um limite de 10% nos extremos da faixa calibrada do medidor em operação não acarreta ganho na qualidade de medição. Além disso, tal cenário é previsto para calibrações realizadas em um única vazão. Propõe-se que a implementação no computador de vazão dos resultados de calibração seja tratada em item específico.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>d) as vazões calibradas devem ser distribuídas entre as vazões mínima e máxima da calibração;</p> <p>e) os resultados da calibração em cada vazão devem ser implementados individualmente no computador de vazão;</p> <p>f) a vazão de operação do medidor em operação (vazão usual de operação) poderá extrapolar em até 10% as vazões mínima (10% inferior à vazão mínima) e máxima (10% superior à vazão máxima) na qual ele foi calibrado;</p> <p>g) a vazão de operação do medidor padrão de trabalho (vazão usual de operação) não poderá extrapolar as vazões mínima e máxima na qual ele foi calibrado.</p>	
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.3.x.	9.2.3.x. Os resultados da calibração em cada vazão devem estar contidos no mesmo relatório de calibração e devem ser implementados individualmente no computador de vazão.	Adequação textual. Este item já era tratado como subitem para calibração em múltiplas vazões.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.3.y.	9.2.3.y. Para fins de definição da vazão usual de operação será considerada cada média diária de vazão bruta corrigida realizada após a calibração. Os períodos de ausência de fluxo deverão ser desconsiderados para fins de cálculo da vazão usual de operação. Será permitida a operação do ponto de medição fora dos limites de vazão calibrada (10%) pelo período máximo de 5 dias, dentre os quais deverá ser realizada uma nova calibração do medidor na nova vazão de operação.	Definir cenários para realização de nova calibração e prazos limites para operação fora da faixa calibrada, em aderência ao ofício circular E-ANPNFP 001/2020. Definir regramento para avaliação da vazão de operação (média diária da vazão bruta corrigida), em aderência ao ofício circular E-ANPNFP 001/2020.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.5.	9.2.5. Metodologias alternativas de calibração, como calibração em vazão mássica ou utilizando Número de Reynolds, podem ser utilizadas mediante autorização da ANP e Inmetro desde que haja suporte normativo e/ou comprovação metrológica.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.2.5.x.	9.2.5.x. Para sistemas de medição de vazão de condensado, ANP poderá autorizar a calibração dos medidores de vazão em condições diferentes das previstas neste Regulamento em função das características específicas deste fluido.	O condensado possui propriedades diferente do petróleo. Desta forma, propõe formalizar o uso de critérios específicos (ex.: faixas de viscosidade maiores, fluidos e condições alternativos para calibração).
	Petrobras	Agente Econômico	9.3.1.	9.3.1. Podem ser utilizados os seguintes tipos de medidor padrão de referência: a) provador compacto; b) provador convencional; c) tanque de calibração.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.3.2.	9.3.2. Independentemente da periodicidade adotada na calibração dos provadores, são obrigatórias as seguintes ações:	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				a) lacração dos detectores do elemento de deslocamento, preferencialmente óticos ou mecânicos; b) execução de ao menos um teste de não vazamento interno nos provadores compactos (tipo pistão) na periodicidade correspondente a um terço da periodicidade adotada para a calibração do provador; e c) execução de ao menos um teste de não vazamento interno na válvula diversora nos provadores convencionais na periodicidade correspondente a um terço da periodicidade adotada para a calibração do provador.	
	Petrobras	Agente Econômico	9.3.2.1.	9.3.2.1. No caso de identificação de vazamento interno, o provador deve passar por manutenção e subsequente calibração antes de retornar a operação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.4.1.	9.4.1. O sistema de calibração com medidor padrão de trabalho deve ser classificado conforme o sistema de medição dos medidores calibrados por ele.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.4.2.	9.4.2. O medidor padrão de trabalho deve ser calibrado em múltiplas vazões de forma que sua faixa calibrada contemple as vazões mínima e máxima dos medidores em operação que serão calibrados por ele.	Explicitar que as vazões de calibração de um medidor em operação quando calibrado por um medidor padrão de trabalho na instalação pelo agente regulado devem ser iguais ou maiores que a menor vazão do medidor padrão e iguais ou menores que a maior vazão deste mesmo medidor. Entende-se que neste cenário, não seria aplicável considerar o limite de 10% acima ou abaixo da faixa calibrada.
	Petrobras	Agente Econômico	9.5.1.	9.5.1. Na calibração de um medidor em operação utilizando um sistema de calibração com medidor padrão de trabalho ou com medidor padrão de referência, estes sistemas devem ser instalados: a) a montante ou a jusante do medidor em operação; b) a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação; e c) a jusante de filtros e eliminadores de gás.	Adequação textual. O termo "imediatamente" é subjetivo.
	Petrobras	Agente Econômico	9.5.4	A calibração de sistema automático de medição de nível realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação com trena de profundidade calibrada, em três níveis: próximos ao nível máximo, médio e mínimo. As diferenças entre as medições com trena de profundidade e com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.	Adequação textual. Para tanques, tecnicamente, considera-se que o termo mais adequado é "trena de profundidade".
	Petrobras	Agente Econômico	9.x.	9.x. Analisadores em linha	Adequação textual. Para melhor entendimento propõe a criação de seção específicas para analisadores em linha e medidores de nível.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	9.x.1.	9.x.1. A calibração de analisadores em linha de BSW ou analisadores em linha de densidade de óleo realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação do resultado indicado pelo equipamento com o resultado de análises de laboratório de coletas realizadas para o sistema de medição, seguindo as normas aplicáveis ou procedimento aprovado pela ANP.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.x.x.	9.x.x. Devem ser armazenados os documentos comprobatórios das tomadas das amostras e das calibrações dos analisadores em linha.	Explicitar que é necessário garantir a rastreabilidade das informações utilizadas na calibração de analisadores em linha pelo agente regulado.
	Petrobras	Agente Econômico	9.x.2.	9.x.2. A calibração de cromatógrafos em linha realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação utilizando material de referência certificado - MRC (gás padrão).	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.y.	9.y. Medição de Nível	Adequação textual. Para melhor entendimento propõe a criação de seção específicas para analisadores em linha e medidores de nível.
	Petrobras	Agente Econômico	9.y.1.	9.y.1. A calibração de sistema eletrônico de medição de nível utilizado em sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia realizada pelo agente regulado na instalação deve ser realizada por comparação com trena calibrada por laboratório acreditado, em três níveis a saber: próximos ao nível máximo, médio e mínimo. As diferenças entre as medições com trena e com o sistema de medição eletrônico devem ser menores que 6 mm.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado, desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.	9.6. Falha em Calibrações	Entende-se que o termo "presumida" remete a uma hipótese e não a um fato concreto. Entretanto, todos os cenários dispostos neste Regulamento para falha presumida acarretam na comunicação de um evento de falha para ANP. Desta forma, propõe-se a alteração para "Falha em Calibrações", pois limita o escopo das situações onde o evento ocorre.
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.1.	9.6.1. Será considerada falha de medição sempre que a variação máxima entre os fatores de calibração de um medidor em operação, avaliada a partir da comparação de cada fator obtido nas vazões mais próximas em calibrações sucessivas, estiver em valor absoluto acima dos seguintes limites:	Adequação textual. Tecnicamente, entende-se ser mais adequado efetuar a comparação dos fatores de calibração ponto a ponto para as vazões mais próximas, não sendo razoável comparar fatores de calibração de baixas vazões com fatores de altas vazões. Esse tipo de metodologia pode levar a falsas falhas de medição, prejudicando a obtenção dos volumes produzidos. Outra opção seria comparar o fator obtido na nova calibração com o fator interpolado da calibração anterior. Além disso, para o texto proposto, quanto maior for a faixa de vazão calibrada, maior será a probabilidade de ocorrer uma falsa falha de medição.



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.1.	9.6.1. Será considerada falha presumida do medidor de vazão sempre que a deriva do medidor estiver em valor absoluto acima dos seguintes limites: a) 0,6% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s nas condições de operação; b) 2% para medição de apropriação de petróleo; c) 1% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de gás natural; d) 3% para medição de apropriação de gás natural. e) 2% para medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s nas condições de operação ou com temperatura inferior a -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C;	Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº291/2021 e OIML R117.
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.1.1.	Remover o item.	Entende-se que não é necessário avaliar desvio entre calibrações sucessivas de medidor padrão de referência. Não foi verificado requisito similar explícito para medidor padrão de trabalho. Critério de desvio máximo proposto é bastante restritivo (0,02%), podendo indicar falha de medidor que está adequado. Adicionalmente, como prazo de calibração do medidor padrão de referência é de 03 ou 05 anos, período afetado seria extremamente longo. Por fim, se o requisito for mantido, propõe-se que seja definido limite maior e seja indicada a referência normativa para o critério de desvio máximo.
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.1.2.	9.6.1.2. Deverá ser considerada falha de medição sempre que não for possível realizar a calibração do medidor de vazão em operação, nos termos deste Regulamento, sem antes fazer a manutenção que acarrete na alteração das características metrológicas do equipamento.	Entende-se que é necessário explicitar o que é considerado manutenção que leve a ocorrência de um evento de falha. Por exemplo, limpezas realizadas no medidor não alteram as características metrológicas do equipamento, porém podem ser consideradas como manutenção. Por outro lado, manutenções que impliquem na alteração do fator k do medidor devem ser consideradas.
	Petrobras	Agente Econômico	9.6.1.3.	9.6.1.3. Na ocorrência de falha de medição nos termos dos itens 9.6.1 e 9.6.1.1., a causa raiz da falha deverá ser avaliada. Quando aplicável, o medidor deverá ser retirado de operação, mantido e passar por uma nova calibração antes do retorno à operação.	Entende-se que a obrigatoriedade de remoção do medidor irá acarretar prejuízos ao agente regulado sem ganho real na qualidade da medição, uma vez que a diferença elevada entre calibrações pode ser resultante das calibrações terem sido realizadas em condições muito diferentes da calibração anterior, como por exemplo, em uma vazão distinta ou em um outro laboratório acreditado.
	Petrobras	Agente Econômico	9.7.	9.7. Inspeção e Arqueação de Tanques	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.7.2.	9.7.2. Os tanques utilizados em sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia devem ser submetidos periodicamente, conforme Anexo III, a inspeções internas e externas para observar a existência de danos,	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado, desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				incrustações e depósitos de material que possam afetar a correta determinação dos volumes.	apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	9.8.1.	9.8.1. As válvulas de bloqueio para isolamento do sistema de medição devem ser testadas quanto à estanqueidade para garantir seu funcionamento permitindo a remoção do medidor de vazão com impactos reduzidos na operação da instalação.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.8.2.	9.8.2. As válvulas utilizadas em alinhamentos para calibração de medidores de vazão <del>com dispositivo de verificação de estanqueidade</del> devem ser testadas e <del>certificadas</del> de forma a garantir seu perfeito funcionamento e estanqueidade, evitando erros na calibração de medidores de vazão.	Adequação textual. Entende-se que não é necessária certificação no teste de estanqueidade de válvulas.
	Petrobras	Agente Econômico	9.8.x.	9.8.x. Deve ser verificada a estanqueidade das seguintes válvulas: a) válvulas utilizadas nos alinhamentos para calibração de medidores de vazão; b) válvulas que garantam o isolamento dos medidores fiscais, de apropriação e de transferência de custódia de óleo ou gás linear (exceto nos sistemas de medição de queima ou vent), utilizadas em pontos de medição que operam de forma contínua; c) Válvulas que garantam o isolamento de medidores fiscais, de apropriação e de transferência de custódia associadas a sistemas de medição com placa de orifício que não permitam sua retirada em fluxo, ou que sejam utilizadas em pontos de medição com mais de um tramo em paralelo e que operam de forma contínua em ao menos um dos tramos; d) válvulas de entrada, saída e interconexão de tanques fiscais, de apropriação e transferência de custódia; e) válvulas associadas à contorno de sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia.	Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20. Adicionalmente, temos:  1) Válvulas de isolamento de sistemas de medição de gás com tramo único podem ser excluídas do escopo de válvulas necessárias para realização de teste de estanqueidade em sistemas de medição de gás com placa de orifício. Nestes casos, as intervenções são realizadas em fluxo (ex: retirada de placas de orifício para inspeção) ou apenas em paradas programadas (ex: inspeção de trechos retos). Portanto, não há nenhum ganho em se realizar o teste de estanqueidade das válvulas.  2) Válvulas de isolamento de sistemas de medição em pontos de medição cujo uso não é contínuo podem ser excluídas do escopo de válvulas necessárias para realização de teste de estanqueidade. Neste caso, eventuais intervenções podem ser realizadas durante o período em que os pontos de medição estiverem fora de uso. Ex: pontos de medição na saída de separadores de teste e pontos de medição de offloading em FPSOs. Portanto, não há nenhum ganho em se realizar o teste de estanqueidade das válvulas.
	Petrobras	Agente Econômico	9.9.	X. Erros e Incertezas	Adequação textual. Para melhor entendimento propõe a criação de seção específica para erro e incerteza, uma vez que isso não está associado apenas à calibração.
	Petrobras	Agente Econômico	9.9.3.	9.9.3. O sistema de medição e seus equipamentos devem operar com incertezas inferiores às indicadas na Tabela 6 do Anexo III.	Adequação textual. Entende-se que a definição de limites de incerteza é suficiente, não sendo necessário incluir critérios de repetibilidade.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	9.9.4.	Remover o item.	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição, pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gas lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções, e propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown. Por fim, vale deixar claro que a incerteza do volume total de produção pode ser controlada conforme definido no item 9.9.5.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	9.9.5.	<p>9.9.5. As incerteza dos sistemas de medição devem ser monitoradas e atualizadas utilizando um dos seguintes métodos para toda a instalação:</p> <p>a) Método 1:</p> <p>a.1) Em até 5 dias úteis após a emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional ou qualquer alteração na condição de operação que influencie no resultados de medição; ou</p> <p>a.2) Antes da entrada em operação, caso o equipamento não entre em operação em até 5 dias úteis após a emissão do certificado de calibração ou inspeção dimensional.</p> <p>b) Método 2: memorial de cálculo de incerteza fixo estabelecendo limites máximos e fixos para cada componente da incerteza, devendo todos os componentes operar constantemente abaixo do limite pré-</p>	<p>Incorporação dos requisitos do ofício circular e-ANP/NFP 0001/20.</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				estabelecido.	
	Petrobras	Agente Econômico	9.9.6.	9.9.6. As incertezas dos sistemas de medição devem ser demonstradas em toda faixa de operação, sendo destacadas pelo menos nas vazões mínima, de operação e máxima.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	9.x.	9.x. A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos pode ser realizada a partir da data de instalação desses equipamentos ou após 12 meses da realização da calibração, o que for menor, desde que estejam acondicionados em condições adequadas até a sua instalação.	Equipamentos tendem a preservar as características metrológicas quando não há fluxo e estejam preservados de forma adequada. Alternativamente, caso ANP não esteja de acordo, pode-se considerar as opções: 9.x.a) A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos sem partes móveis, incluindo transmissores, placas de orifício, trechos retos, medidores de vazão ultrassônicos ou coriolis, pode ser realizada a partir da data de instalação desses equipamentos ou após 12 meses da realização da calibração, o que for menor, desde que estejam acondicionados em condições adequadas até a sua instalação. 9.x.b) A contagem de prazo de calibração e inspeção de medidores e instrumentos em novas instalações de produção pode ser iniciada a partir do início de operação da instalação (1º óleo).
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.1.	10.1.1. Os sistemas de medição serão classificados pela ANP em categorias de acordo com a vazão máxima de projeto, considerando a média mensal ou anual esperada. Caso a operação prevista para o sistema de medição não seja contínua, poderá ser calculada a vazão máxima real ponderando períodos esperados sem fluxo, em base mensal ou anual, de forma a definir a classificação do sistema de medição.	Permitir o enquadramento mais realista de sistemas de medição que podem possuir picos pontuais de vazão (ex: medição de gás de queima) ou que não operam de forma contínua, como medição de apropriação na saída de separadores de teste e medição de transferência de custódia de óleo em FPSOs. Ex: pode-se ter uma instalação com cinco poços com teste de poços a cada 12 meses, o que levaria à realização de menos de 01 teste por mês em média. Neste caso, entende-se ser desnecessário projetar um sistema de medição extremamente robusto (categoria A), considerando que sua operação será apenas eventual, ainda que o sistema de medição seja projetado para medir alta vazão de um determinado poço. Portanto, deve-se avaliar o acúmulo de volume ao longo do tempo (avaliação mensal ou anual) e não vazões máximas pontuais.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.1.1.	10.1.1.1. No caso de sistemas de medição instalados em paralelo para a medição de uma mesma corrente, a classificação da categoria levará em consideração a soma das vazões de projeto de cada sistema, desconsiderando sistemas redundantes.	Adequação textual. Explicar qual é a referência de vazão para definição da categoria do sistema de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.1.2.	10.1.1.2. Em caso de alteração permanente na condição operacional, comprovada pelo histórico mínimo de 12 meses de vazões dos sistemas de medição, o agente regulado poderá solicitar a reclassificação da categoria do sistema de medição, ou essa alteração poderá ser determinada pela ANP, em prazo definido em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	Adequação textual. Deixar claro que a solicitação de alteração da categoria poderá partir da ANP ou do próprio agente regulado. No caso de solicitação da ANP, poderá ser necessária definição de prazo de adequação, especialmente se envolver alterações físicas nos sistemas de medição. Definir prazo mínimo de histórico para avaliação visando reclassificação da categoria.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.2.	10.1.2. Os sistemas de medição de petróleo serão classificados de acordo com os seguintes limites, excluindo os sistemas de medição operacional: a) categoria A – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 500 m <sup>3</sup> /d e menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5 m <sup>3</sup> /d e menor que 500 m <sup>3</sup> /d; d) categoria D - vazão menor que 5 m <sup>3</sup> /d.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.3.	10.1.3. Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites, excluindo os sistemas de medição operacional: a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 1.000.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 50.000 m <sup>3</sup> /d; d) categoria D – vazão menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d.	Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.3.	10.1.3. Os sistemas de medição de gás natural serão classificados de acordo com os seguintes limites: a) categoria A – vazão igual ou maior que a 1.500.000 m <sup>3</sup> /d; b) categoria B – vazão igual ou maior que 50.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 1.500.000 m <sup>3</sup> /d; c) categoria C – vazão igual ou maior que 5.000 m <sup>3</sup> /d e menor que 50.000 m <sup>3</sup> /d; d) categoria D – vazão menor que 5.000 m <sup>3</sup> /d.	Sugestão de ajuste nas vazões das categorias, de forma a refletir as "altas vazões de gás".
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.3.1.	10.1.3.1. Os sistemas de medição de gás queimado ou ventilado cujas vazões máximas de projeto se enquadrem na Categoria A deverão seguir requisitos definidos para a Categoria B.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.x.	10.1.x. Os sistemas de medição utilizados em testes de formação devem seguir legislação específica da ANP.	Os sistemas de medição utilizados em teste de formação possuem características especiais associadas ao curto período de operação e devem ser tratados por meio de regulamentação específica.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.6.	10.1.6. A classificação da categoria de vazão será definida pela ANP durante a aprovação do projeto do sistema de medição.	Entende-se que a definição de categoria deve ser realizada durante a aprovação do projeto dado que tem impacto direto nos requisitos construtivos dos sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	10.1.6.1.	10.1.6.1. Para sistemas de medição já autorizados, caso ocorra a reclassificação por determinação da ANP, será estipulado prazo para a adequação em negociação com o agente regulado, não inferior a 12 meses.	A alteração de categoria ou a definição de categoria para sistemas já autorizados pode implicar na adequação física de sistemas de medição e este cenário pode envolver obras e aquisição de equipamentos, sendo necessária a definição de um prazo, especialmente no cenário offshore.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.1.	10.2.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo que operam de forma contínua devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional. Para melhor detalhamento do item, propõe-se a criação de novo item específico para sistemas de medição de gás.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.x.	10.2.x. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural que operam de forma contínua e que não permitam a remoção do medidor de vazão sem a parada do fluxo devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada ou que permitam a retirada do medidor em operação (ex.: sistema de medição com placa de orifício e válvula porta-placas; sistema de medição com sensores retráteis) podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.2.	10.2.2. Deve ser utilizada, preferencialmente, comunicação digital entre os equipamentos que compõem o sistema de medição.	Protocolos de comunicação analógicos ou por pulsos são largamente utilizados pela indústria e não afetam a qualidade de medição. Desta forma, entende-se que o uso de protocolos digitais não deve ser obrigatório.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.3.	10.2.3. Os sistemas de medição de petróleo devem possuir: a) sistema de amostragem automática proporcional à vazão para medição fiscal, exceto para sistemas de medição de condensado; <del>b) analisador em linha de BSW para medição fiscal e de transferência de custódia;</del> c) sistema de calibração com padrão de referência disponível na instalação para calibração de medidores de vazão fiscais; d) sistema de calibração com padrão de referência ou com padrão de trabalho disponível na instalação para calibração de medidores de vazão de apropriação e de transferência de custódia; e) válvulas com atuação automática local ou remota para medição fiscal e de transferência de custódia; <del>f) sistema de reprocessamento de petróleo desenquadrado para medição fiscal.</del>	Adequação textual. a) Em sistemas de medição de condensado pressurizado, pode haver a impossibilidade técnica de realizar a coleta de condensado para determinação do BSW utilizando sistema de amostragem automática e proporcional à vazão devido às características do fluido (casos de impossibilidade técnica). Também pode haver dificuldade técnica em sistemas de medição de apropriação, especialmente devido à existência de gás dissolvido no óleo. Além disso, entende-se que a amostragem manual não prejudica a qualidade da medição nesses casos. b) Entende-se que analisador em linha não deve ser obrigatório, ficando sob decisão do usuário a sua utilização, já que geralmente não representa o método oficial de determinação do BSW. c) Sistema de calibração não necessita estar diretamente associado aos sistemas de medição nestes casos, mas necessita estar disponível na instalação. d) Sistema de calibração não necessita estar diretamente associado aos sistemas de medição nestes casos, mas necessita estar disponível na instalação (ex: considerar a possibilidade de calibração de medidor de apropriação de óleo no skid de offloading em FPSOs). e) As válvulas utilizadas para controle operacional têm atuação automática, porém podem necessitar de intervenção humana local ou remota para operarem. Propõe-se, ainda, esclarecer a finalidade das válvulas, dentro do escopo deste

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					regulamento. f) Entende-se que a existência de recurso para reprocessamento de petróleo desenquadrado seja um aspecto da instalação e não um requisito do sistema de medição. Portanto, sugere-se a remoção ou inclusão em item específico. Caso requisito seja mantido, é necessário esclarecimento: requisito se refere à necessidade de desvio do óleo para retratamento antes da medição fiscal caso o óleo fique desenquadrado ou se refere à necessidade de reprocessar qualquer volume de óleo não medido encaminhado para tanques?
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.3.x.	10.2.3.x. As instalações de produção offshore devem ser projetadas de forma a permitir o reprocessamento do petróleo quando for detectado o desenquadrado de BSW ou o risco dessa ocorrência, mitigando o risco de medições fiscais de petróleo com BSW superior ao autorizado.  OU  10.2.3.x. As instalações de produção offshore devem ser projetadas de forma que haja facilidades de reprocessamento e posterior medição fiscal do petróleo produzido não medido fiscalmente que porventura seja encaminhado a tanques de carga.	Propõe a criação de item específico para tratar essa questão, caso não seja removido, esclarecendo qual objetivo do requisito.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.3.1.	10.2.3.1. Para determinação de volume líquido de petróleo em sistemas de medição fiscal e de <del>de</del> <del>apropriação</del> deve ser utilizado o resultado das análises de laboratório a partir de coleta utilizando-se sistema de amostragem automática proporcional à vazão	Adequação textual. Pode haver dificuldade técnica em sistemas de medição de apropriação, especialmente devido à existência de gás dissolvido no óleo. Além disso, entende-se que a amostragem manual não prejudica a qualidade da medição nesses casos.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.3.2.	Remover o item.	A obrigatoriedade de analisador em linha de BSW pode não trazer ganho real à qualidade da medição, uma vez que o método oficial para determinação do BSW em muitos casos é a análise de laboratório a partir de sistemas de amostragem (automática e/ou manual). Dessa forma, a decisão de inclusão de analisador de BSW, como método oficial de determinação do BSW ou apenas para o acompanhamento operacional, caberia ao usuário, sendo opcional.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.4.	10.2.4. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural devem possuir: a) cromatógrafo em linha para medição de gás exportado ou importado; b) sistema de calibração com medidor padrão de trabalho; e c) válvulas com atuação automática local ou remota.	Adequação textual. a) Propõe-se que cromatógrafos em linha sejam considerados apenas em pontos de exportação ou importação de gás, não havendo ganho relevante nos demais pontos de medição. c) As válvulas utilizadas para controle operacional têm atuação automática, porém podem necessitar de intervenção humana local ou remota para operarem. Propõe-se, ainda, esclarecer a finalidade das válvulas, dentro do escopo deste regulamento.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.5.	Remover o item. Caso seja mantido, considerar: 10.2.5. Sistemas de medição com medidor deprimogênio (por diferencial de pressão) para medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural poderão ser utilizados caso seja demonstrada pelo agente regulado a inviabilidade técnica de utilização ou calibração/manutenção de medidor linear, mediante autorização da ANP.	Sistemas de medição fiscais e de transferência de custódia com medidor deprimogênio (ex.: placa de orifício) têm sido largamente utilizados pela indústria. A proibição de seu uso não traz ganhos significativos à qualidade de medição. Adicionalmente, destaca-se a inexistência de laboratório de calibração de medidores de vazão de gás no Brasil capaz de atender as vazões e condições operacionais previstas para esta categoria ou, eventualmente, inexistência de laboratório de calibração no mundo, a depender das condições operacionais, de forma a garantir o atendimento ao item 9.2.2. Adicionalmente, verifica-se que a oferta de modelos de medidores de vazão é bastante limitada ou mesmo inexistente atualmente, especialmente se considerar medidores com aprovação de modelo pelo Inmetro, a depender das condições operacionais (ex: alta vazão, alta pressão, presença de contaminantes, etc). Dessa forma, propõe-se a remoção do requisito. Caso seja mantido, considerar a possibilidade de utilização de medidores deprimogênios em algumas situações em que não haja possibilidade de utilização de medidores lineares (indisponibilidade de modelos, por exemplo) ou não seja possível o cumprimento dos requisitos de calibração/manutenção.
	Petrobras	Agente Econômico	10.2.6.	10.2.6. Fica vedado o uso de sistemas de medição em tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.1.	10.3.1. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de petróleo que operam de forma contínua devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional. Para melhor detalhamento do item, propõe-se a criação de novo item específico para sistemas de medição de gás.
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.x.	10.3.x. Os sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural que operam de forma contínua e que não permitam a remoção do medidor de vazão sem a parada do fluxo devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada ou que permitam a retirada do medidor em operação (ex.: sistema de medição com placa de orifício e válvula porta-placas; sistema de medição ultrassônica de gás de queima com sensores retráteis) podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.2.	10.3.2. Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem possuir: a) sistema de amostragem automática proporcional à vazão, exceto para sistemas de medição de condensado;	Adequação textual. a) Em sistemas de medição de condensado pressurizado, pode haver a impossibilidade técnica de realizar a coleta de condensado para determinação do BSW utilizando sistema



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				b) sistema de calibração com padrão de referência ou com padrão de trabalho disponível na instalação para calibração de medidores de vazão. c) sistema de reprocessamento de petróleo desenquadrado.	de amostragem automática e proporcional à vazão devido às características do fluido (casos de impossibilidade técnica). b) Sistema de calibração não necessita estar diretamente associado aos sistemas de medição nestes casos, mas necessita estar disponível na instalação. c) Entende-se que a existência de recurso para reprocessamento de petróleo desenquadrado seja um aspecto da instalação e não um requisito do sistema de medição. Portanto, sugere-se a remoção ou inclusão em item específico. Caso requisito seja mantido, é necessário esclarecimento: requisito se refere à necessidade de desvio do óleo para retratamento antes da medição fiscal caso o óleo fique desenquadrado ou se refere à necessidade de reprocessar qualquer volume de óleo não medido encaminhado para tanques?
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.2.x.	10.3.2.x. As instalações de produção offshore devem ser projetadas de forma a permitir o reprocessamento do petróleo quando for detectado o desenquadramento de BSW ou o risco dessa ocorrência, mitigando o risco de medições fiscais de petróleo com BSW superior ao autorizado.  OU  10.3.2.x. As instalações de produção offshore devem ser projetadas de forma que haja facilidades de reprocessamento e posterior medição fiscal do petróleo produzido não medido fiscalmente que porventura seja encaminhado a tanques de carga.	Propõe a criação de item específico para tratar essa questão, caso não seja removido, esclarecendo qual objetivo do requisito.
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.3.	Remover o item.	A definição da metodologia e periodicidade de análise do gás natural processado está definida na Resolução ANP nº16 /2008. Além disso, entende-se que a utilização de padrão de trabalho no gás natural processado pode ser dispensada, uma vez que não traz ganhos ao processo ou à qualidade da medição, comprovado pelo histórico de calibrações já realizadas. Por fim, já há definição no item 10.2.4.
	Petrobras	Agente Econômico	10.3.4.	10.3.4. Fica vedado o uso de sistemas de medição em tanque para medição fiscal e de apropriação de petróleo.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	10.4.1.	10.4.1. Os sistemas de medição de transferência de custódia de petróleo do item 1.2.1.2.b que operam de forma contínua devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, o considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional. Para melhor detalhamento do item, propõe-se a criação de novo item específico para sistemas de medição de gás.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					Considerar requisitos apenas para medição de transferência de custódia, excluindo a medição operacional (1.2.1.2.a). Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de aquisição e manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	10.4.x.	10.4.x. Os sistemas de medição de transferência de custódia de gás natural do item 1.2.1.2.b que operam de forma contínua e que não permitam a remoção do medidor de vazão sem a parada do fluxo devem ser projetados, instalados e operados considerando um arranjo redundante de operação, de forma que a vazão total de projeto possa ser medida mesmo quando um dos tramos de medição estiver inoperante.	Entende-se que a redundância seja aplicável apenas para sistemas de medição que operem de forma contínua. Sistemas que operam por batelada ou que permitam a retirada do medidor (ex.: sistema com válvula porta-placas ou com sensores retráteis) podem utilizar outras estratégias de manutenção na instalação, considerando equipamentos reservas calibrados e não instalados de forma a manter a continuidade operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	10.4.2.	10.4.2. O petróleo medido em sistemas de medição fiscal pode conter até 9% de BSW.	Adequação textual. Pode-se considerar a ocorrência de transferência de custódia de petróleo com BSW superior a 9% em casos extraordinários onde possa ter ocorrido medição fiscal com BSW acima deste limite. Além disso, pode haver transferência com BSW superior a 9% em situações específicas, como no início das transferências, em que a quantidade de água presente no óleo pode ser maior. Por se tratar de uma medição relacionada a uma transferência comercial, entende-se que tal cenário não acarretaria prejuízos a União e este requisito pode ser removido deste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	10.4.3.	10.4.3. As seguintes periodicidades não poderão exceder o dobro do estabelecido no Anexo III: a) calibração de medidores de vazão e instrumentos para medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia; b) inspeção de equipamentos para medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia; c) coleta de petróleo para determinação de fator de encolhimento e razão de solubilidade para medição de apropriação contínua (item 7.2.6.2.); d) coleta de gás natural para determinação da composição do gás para medição fiscal, de apropriação contínua e de transferência de custódia.	Adequação textual. Entende-se que os prazos de coleta para determinação do BSW e massa específica de petróleo não estão contemplados neste item. Propõe-se a inclusão de nota no Anexo III sobre este item.
	Petrobras	Agente Econômico	10.4.4.	10.4.4. A ANP poderá autorizar que, mediante a comprovação por parte do agente regulado de dificuldades logísticas, as calibrações e inspeções	Adequação textual. Propõe-se também a inclusão da possibilidade de aplicação desta flexibilização para inspeções

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				dimensionais sejam realizadas temporariamente em laboratório sem acreditação, desde que os resultados sejam rastreáveis pelo Inmetro.	dimensionais.
	Petrobras	Agente Econômico	10.5.1.	10.5.1. Os sistemas de medição de petróleo e gás natural podem atender aos critérios estabelecidos nos itens 10.4.2. e 10.4.3. da Categoria C.	Adequação textual. Estabelecer itens que também são flexibilizados para categoria D.
	Petrobras	Agente Econômico	10.5.2.	10.5.2. Os sistemas de medição de petróleo e de gás natural podem ser projetados com requisitos simplificados ou utilizar tecnologias de medição não previstas neste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	10.5.3.	10.5.3. Para a medição de pequenos volumes, onde haja impossibilidade técnica ou econômica de utilização de um sistema de medição em atendimento aos requisitos deste Regulamento, a ANP poderá autorizar a estimativa de volumes.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	10.5.4.	10.5.4. Os campos de petróleo que apresentem RGO dos poços inferior a 20 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ou que possuam produção total inferior a 5.000 m <sup>3</sup> /d de gás natural podem ter a produção de gás natural computada com base no volume de petróleo e na RGO, desde que não haja aproveitamento econômico do gás.	Adequação textual. Entende-se que a produção de gás seria definida a partir da RGO.
	Petrobras	Agente Econômico	11.x	11.x Sistemas de Medição	Adequação textual. Propõe-se a criação de 2 subitens para melhor organização do conteúdo: um para indisponibilidade de sistemas de medição e outro para indisponibilidade de poços
	Petrobras	Agente Econômico	11.1.	11.1. Os sistemas de medição fiscal, de apropriação e de transferência de custódia de petróleo e gás natural são considerados indisponíveis quando: a) o sistema de medição for mantido isolado por meio de válvulas ou bloqueios físicos feitos por meio de flange cego, raquete ou figura 8; b) em todos os bloqueios aplicados for mantido controle de lacres em padrão definido pela ANP; c) cada operação de bloqueio ou desbloqueio for comunicada à ANP após o evento, utilizando padrão definido pela ANP.	Entende-se que o uso de válvulas com estanqueidade comprovada por teste e com controle de lacres também poderia representar a indisponibilidade do sistema de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	11.2.	11.2. Os medidores e instrumentos de medição que compõem o sistema de medição indisponível terão os venciamentos da calibração, inspeção dimensional, teste de estanqueidade e amostragem de petróleo e gás suspensos durante o período de indisponibilidade.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	11.3.	11.3. Antes do retorno à disponibilidade, os medidores e instrumentos de medição deverão estar regularizados quanto às periodicidades de calibração, inspeção de equipamentos e teste de estanqueidade; e à parametrização dos computadores de vazão e dos demais sistemas associados.	Adequação textual. A parametrização de computadores de vazão tem prazos próprios já definidos e está sendo tratada em item específico.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	11.3.1.	11.3.1. O medidor de vazão cuja calibração seja realizada na própria instalação pelo agente regulado e que tenha vencido durante o período de indisponibilidade poderá ser calibrado em até cinco dias do retorno à disponibilidade.	Adequação textual. Propõe-se a criação de item específico para calibração de analisadores em linha de BSW e densidade.
	Petrobras	Agente Econômico	11.3.x.	11.3.x. Os analisadores em linha de propriedades dos fluidos cuja calibração seja realizada na própria instalação pelo agente regulado e que tenha vencido durante o período de indisponibilidade poderão ser calibrados em até cinco dias do retorno à disponibilidade.	Para melhor organização do conteúdo, propõe-se a criação de item específico para calibração de analisadores em linha, deixando genérico para englobar todos os analisadores (BSW, massa específica de óleo, composição de gás, etc).
	Petrobras	Agente Econômico	11.3.y.	11.3.y. As válvulas cujo teste de estanqueidade seja realizado na própria instalação pelo agente regulado e que tenha vencido durante o período de indisponibilidade poderão ser testadas em até cinco dias do retorno à disponibilidade.	Os testes de estanqueidade normalmente necessitam que haja fluxo nas válvulas para que sejam realizados. Propõe-se a adoção dos mesmos prazos para calibração de medidores de vazão e analisadores em linha.
	Petrobras	Agente Econômico	11.4.	11.4. Em até um dia após o retorno à disponibilidade deverá ser realizada coleta de petróleo para determinação de massa específica para o sistema de medição fiscal, de apropriação contínua ou transferência de custódia de petróleo com prazo vencido durante a indisponibilidade.	Propõe a criação de item específico para tratar da coleta para determinação do BSW. Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição. Item também não se aplica à medição em testes de poços.
	Petrobras	Agente Econômico	11.x.	11.x. No dia de retorno à disponibilidade, caso haja fluxo suficiente, deverá ser realizada coleta de petróleo para determinação de BSW para o sistema de medição fiscal, de apropriação contínua ou transferência de custódia de petróleo com prazo vencido durante a indisponibilidade.	Propõe a criação de item específico para tratar da coleta para determinação do BSW. Caso haja fluxo suficiente para realizar a coleta de para determinação do BSW no dia do retorno, deve-se realizá-la. Sistemas de medição operacional estão relacionados ao desempenho do processo de produção e são destinados ao controle interno do agente regulado; desta forma, seus requisitos podem ser simplificados sem prejuízo para a qualidade das medições fiscais, de apropriação e de transferência de custódia. A adoção dos mesmos requisitos para sistemas de medição operacional irá acarretar num aumento excessivo nos custos de manutenção destes sistemas sem uma relação direta com a qualidade dos demais sistemas de medição. Item também não se aplica à medição em testes de poços.
	Petrobras	Agente Econômico	11.5.	11.5. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade deverá ser realizada coleta de gás natural para determinação da composição do gás para o sistema de medição fiscal, de	Adequação textual. Ampliação do requisito para sistemas de medição de apropriação contínua e transferência de custódia.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				apropriação contínua ou de transferência de custódia de gás com prazo vencido durante a indisponibilidade.	
	Petrobras	Agente Econômico	11.5.1.	11.5.1. Em caso de parada total da instalação por um período superior a 72 horas, o prazo estabelecido no item 11.5. fica estendido em mais cinco dias.	Adequação textual. Propõe-se a definição deste prazo em horas visando uma melhor gestão dos prazos e ficando mais coerente com o propósito do item.
	Petrobras	Agente Econômico	11.6.1.	11.6.1. Em caso de parada total da instalação por um período superior a 72 horas, o prazo estabelecido no item 11.6. fica estendido em mais cinco dias.	Adequação textual. Propõe-se a definição deste prazo em horas visando uma melhor gestão dos prazos e ficando mais coerente com o propósito do item.
	Petrobras	Agente Econômico	11.8.	11.8. Durante o período de indisponibilidade do sistema de medição, o computador de vazão deve permanecer ligado e o envio de dados mantido conforme legislação específica da ANP.	Adequação textual. Os requisitos para envio de dados são tratados em regulamentação específica.
	Petrobras	Agente Econômico	11.a.	11.a. Fica dispensada a realização de coleta de amostras de petróleo para realização de análises de BSW e massa específica caso não haja fluxo no sistema de medição no dia de produção ou o fluxo seja insuficiente para a coleta em pontos de medição fiscal e de apropriação contínua, não sendo necessário atender os critérios do item 11.1. para indisponibilidade do sistema de medição.	Formalizar que não é necessário indisponibilizar o sistema de medição para interromper as coletas de amostra com periodicidade diária, caso não haja fluxo ou seja insuficiente.
	Petrobras	Agente Econômico	11.b.	11.x. Os demais casos de indisponibilidade de sistemas de medição que não se enquadram nas situações descritas deverão ser submetidos para aprovação da ANP.	Propõe-se a criação de item específico para tratamento de casos de indisponibilidade de sistemas de medição que não se enquadrem nos requisitos deste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	11.y.	11.y. Poços	Adequação textual. Propõe-se a criação de 2 subitens para melhor organização do conteúdo: um para indisponibilidade de sistemas de medição e outro para indisponibilidade poços
	Petrobras	Agente Econômico	11.9.	11.9. Um poço será considerado indisponível caso permaneça fechado por período superior a 24 horas consecutivas.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	11.10.	11.10. Os poços indisponíveis terão a periodicidade de realização de teste de poço e coleta de petróleo e gás natural suspensas durante o período de indisponibilidade.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	11.11.	11.11. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade, deverá ser realizado teste para o poço com prazo vencido durante o período de indisponibilidade ou para o poço cujo prazo vence em até cinco dias após o retorno à disponibilidade.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	11.11.1.	11.11.1. Em caso de parada total da instalação por um período superior a 72 horas, o prazo estabelecido no item 11.11 para realização de um novo teste fica estendido em mais dois dias por poço com prazo vencido e aberto em até dois dias após o retorno de produção, ou cujo prazo vence em até 5 dias após o retorno à disponibilidade.	Adequação textual. Propõe-se a definição deste prazo em horas visando uma melhor gestão dos prazos e ficando mais coerente com o propósito do item.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	11.12.	11.12. Em até cinco dias após o retorno à disponibilidade, deverá ser realizada coleta de amostra de petróleo e gás natural para o poço com prazo de coleta vencido durante o período de indisponibilidade ou para o poço cujo prazo de coleta vence em até cinco dias após o retorno à disponibilidade.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	11.12.1.	11.12.1. Em caso de parada total da instalação por um período superior a 72 horas, o prazo estabelecido no item 11.12 para realização de uma nova amostragem fica estendido em mais dois dias por poço com prazo de coleta vencido e aberto em até dois dias após o retorno de produção, ou cujo prazo de coleta vence em até 5 dias após o retorno à disponibilidade.	Adequação textual. Propõe-se a definição deste prazo em horas visando uma melhor gestão dos prazos e ficando mais coerente com o propósito do item.
	Petrobras	Agente Econômico	11.13.	11.13. Os demais casos de indisponibilidade de poços que não se enquadram nas situações descritas deverão ser submetidos para aprovação da ANP.	Adequação textual. Está sendo proposta a criação de um item específico para indisponibilidade de sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.	12.1. Relatórios e Certificados	Adequação textual. Este capítulo contém requisitos para relatórios e certificados.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.1.	12.1.1. Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os volumes registrados, incluindo os parâmetros utilizados para determinação do volume a ser declarado.	Entende-se que replicar no relatório de medição todos os parâmetros implementados no computador de vazão utilizados para o cálculo dos volumes (ex.: massa específica, CPL, CTL, cromatografia, etc) não trará ganho a qualidade de medição e irá aumentar o risco de erros materiais. Propõe-se a simplificação do conteúdo destes relatórios conforme modelos autorizados até o momento pela ANP e, quando necessário, que sejam complementados por outros documentos (ex.: registros do computador de vazão, relatórios de análises físico-químicas, arquivos XML, etc).
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.2.	12.1.2. Os relatórios de medição fiscal e de apropriação contínua deverão especificar um dia de produção.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.3.	12.1.3. Os relatórios de medição fiscal e de apropriação contínua devem incluir, pelo menos: a) nome do agente regulado; b) identificação da instalação; c) data de elaboração do relatório; d) período de produção ou da movimentação do fluido; e) identificação dos pontos de medição; f) BSW para cada ponto de medição, quando aplicável; g) volumes brutos, corrigidos e líquidos de produção ou movimentação, para cada ponto de medição; h) volumes declarados e identificação das falhas de medição, quando aplicável; i) <del>eventos operacionais de impacto nos sistemas de medição (substituição de placa de orifício e trecho de medição, calibração etc.)</del>	A massa específica é utilizada para conversão do volume bruto para a condição padrão de medição. Essa informação está parametrizada no computador de vazão e sua inclusão no relatório de medição não traz ganho à qualidade de medição nem aumento da rastreabilidade. Além disso, conforme requisitos deste Regulamento, a atualização do resultado de massa específica é diária; logo ao longo do dia há 2 informações diferentes sendo utilizadas. Entende-se que o controle da ocorrência de eventos operacionais pode ser realizado também por meio de outros procedimentos como, por exemplo, registro da instalação de equipamentos por rubrica no próprio certificado de calibração, alteração do número de série de equipamentos nos arquivos XML enviados ou atualização do cadastro do ponto de medição no sistema SFP.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.4.	<p>12.1.4. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos:</p> <p>a) nome do agente regulado;</p> <p>b) identificação do campo;</p> <p>c) identificação da instalação;</p> <p>d) data de elaboração do relatório;</p> <p>e) identificação do poço;</p> <p>f) identificação dos sistemas de medição, incluindo medidor de vazão e equipamentos associados, utilizados no teste;</p> <p>g) data e hora de alinhamento do poço para teste;</p> <p>h) data e hora de início do teste;</p> <p>i) data e hora de finalização do teste;</p> <p><del>j) valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) horários e no início e no fim do teste, por sistema de medição;</del></p> <p>k) volumes brutos, corrigidos e líquidos de petróleo, gás natural e água, por sistema de medição;</p> <p>l) BSW, massa específica, fator de encolhimento e razão de solubilidade do petróleo utilizado no teste e identificação dos relatórios de análises físico-químicas a que se referem;</p> <p>xxx) composição do gás natural utilizada no teste e identificação do relatório de análises físico-químicas a que se refere;</p> <p>m) fatores de correção utilizados, <del>parâmetros</del> e métodos de cálculo;</p> <p>n) RGO;</p> <p><del>o) data de realização do último teste do poço;</del></p> <p><del>p) identificação das análises utilizadas no último teste do poço;</del></p> <p>q) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>j) Entende-se que a inclusão de valores horários leva a uma grande quantidade de informações nos relatórios, sem ganhos significativos, podendo o relatório conter apenas os dados mais relevantes. Dessa forma, esse item seria não obrigatório.</p> <p>l) Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados a inclusão da data de realização das análises, uma vez que os relatórios estarão identificados.</p> <p>o) e p) Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição a identificação dos relatórios de análises físico-químicas utilizadas no teste anterior ou a data em que o teste anterior foi realizado, uma vez que estas informações não são relevante para o relatório de teste, gerando assim mais uma fonte de erro material e uma maior complexidade na elaboração do relatório. Desta forma, propõe-se os itens "p" e "o" sejam suprimidos.</p> <p>q) Propõe-se que seja necessário apenas a identificação unívoca dos responsáveis pelo relatório de teste (ex.: nome e CPF), uma vez que a obrigatoriedade de assinatura destes documentos requer a impressão e posterior digitalização de um arquivo atualmente já em formato digital.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.5.	<p>12.1.5. Os relatórios de medição de transferência de custódia devem incluir, pelo menos:</p> <p>a) identificação da instalação;</p> <p><del>b) identificação do(s) ponto(s) de medição do sistema de medição;</del></p> <p>c) nome do agente regulado que está entregando o fluido;</p> <p>d) nome da empresa que está recebendo o fluido;</p> <p>e) identificação dos sistemas de medição, incluindo medidor de vazão e instrumentos associados, utilizados na transferência;</p> <p>f) período da medição do fluido, por sistema de medição;</p> <p>g) volumes brutos, corrigidos e líquidos para cada sistema de medição;</p> <p><del>h) fatores dos medidores;</del></p> <p><del>i) quantidade (acumulada) de horas, por medidor em operação, desde a última calibração;</del></p> <p><del>j) identificação (TAG) dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição;</del></p> <p>k) BSW e massa específica para cada sistema de medição de petróleo no</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>Entende-se que a inclusão neste relatório da quantidade de horas que o medidor está em operação deste a última calibração (item i) e da identificação de eventos operacionais (item l) não traz ganhos à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados, sendo essas informações sem relevância para o relatório de medição de transferência de custódia.</p> <p>Adicionalmente, tais informações constituem uma fonte de erro material e aumentam a complexidade na elaboração do relatório. Desta forma, propõe-se que estes itens sejam suprimidos.</p> <p>Propõe-se que os relatórios de medição fiscal e de transferência de custódia possuam formato similar, uma vez que as informações relevantes são praticamente as mesmas, com exceção da empresa que irá receber o fluido no caso de transferência de custódia.</p> <p>Entendemos não ser necessário haver maior complexidade no relatório de transferência de custódia.</p> <p>n) Propõe-se que seja necessário apenas a identificação unívoca dos responsáveis pelo relatório (ex.: nome e CPF), uma</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				<p>período da transferência;  <del>xxx) composição do gás para cada sistema de medição de gás natural no período de transferência;</del>            l) eventos operacionais de impacto nos sistemas de medição (período de duração da ocorrência de falhas ou não conformidades), para cada ponto e por medidor;            m) data de elaboração do relatório;            n) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.            xxx) volumes declarados e identificação das falhas de medição, quando aplicável;</p>	<p>vez que a obrigatoriedade de assinatura destes documentos requer a impressão e posterior digitalização de um arquivo atualmente já em formato digital.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.5.1.	<p>12.1.5.1. Os relatórios de transferência de custódia deverão especificar um dia de movimentação (em sistemas de medição contínuos) ou um período de movimentação (em sistemas de medição que operam por batelada).</p>	<p>Explicitar que, no caso de sistemas de medição que operam por batelada, o relatório de transferência de custódia deve se referir a todo o período de transferência efetiva do fluido.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.6.	<p>12.1.6. Os relatórios de calibrações de medidores de vazão realizadas pelo agente regulado na instalação devem incluir, pelo menos:            a) nome do agente regulado;            b) identificação da instalação;            c) identificação do sistema de calibração utilizado;            d) número de série do medidor calibrado;            e) número de série do medidor padrão de referência ou padrão de trabalho utilizado;            f) data e hora de alinhamento do medidor para calibração;            g) data e hora de início das corridas de calibração;            h) data e hora de finalização das corridas de calibração;            i) data de elaboração do relatório;            j) valores medidos por corrida (vazão, volume, pressão e temperatura);            k) fatores do medidor antes da calibração por vazão (fator k);            l) fatores do medidor obtidos durante a calibração por corrida e por vazão (fator do medidor e fator k);            m) repetibilidade do medidor por vazão;            n) incerteza dos resultados obtidos na calibração;            o) <del>máximo desvio entre fatores de calibração (deriva do medidor);</del>            p) identificação dos responsáveis pela elaboração e aprovação do relatório.</p>	<p>Adequação textual.            Entende-se que este item é específico para calibração de medidores pelo agente regulado. Para calibrações realizadas por laboratório acreditado, o conteúdo do relatório de calibração é definido pelo Inmetro em regulamentação específica.            Entende-se que não gera ganho à qualidade de medição ou à rastreabilidade dos dados a inclusão de desvios dos fatores dos medidores, não devendo ser informação obrigatória nos certificados.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.6.x.	<p>12.1.6.x. Os relatórios de calibração e inspeção dimensional emitidos por laboratórios acreditados devem seguir modelo definido pelo Inmetro.</p>	<p>Propõe-se a criação de item específico para calibração realizada por laboratório acreditado, uma vez que o conteúdo do relatório de calibração para este cenário é definido pelo Inmetro em regulamentação específica.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.7.	<p>12.1.7. Devem ser emitidos os relatórios das análises químicas de petróleo e gás natural, com conteúdo definido em regulamentação específica.</p>	<p>Adequação textual.</p>



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.8.	12.1.8. Devem ser emitidos os relatórios de calibração, inspeção e arqueação para os equipamentos dos sistemas de medição conforme requisitos deste Regulamento.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.9.	12.1.9. No caso de ajustes nos equipamentos durante o processo de calibração, as condições como o equipamento foi encontrado ("as found") e como foi deixado ("as left") devem constar no relatório de calibração.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.10.	12.1.10. Devem ser emitidos certificados de arqueação de tanques conforme as diretrizes estabelecidas pelo Inmetro e relatórios de inspeção de tanques, atendendo aos requisitos deste Regulamento.	Os relatórios de inspeção de tanques são realizados pelo próprio agente regulado.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.11.	12.1.11. Devem ser armazenados os documentos comprobatórios das coletas de amostras realizadas e os registros das calibrações dos analisadores em linha.	Adequação textual. Esclarecer melhor o propósito deste item.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.12.	12.1.12. Todas as componentes que impactam na incerteza do sistema de medição deverão ter seus resultados associados com as respectivas incertezas.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.12.x.	12.1.12.x. As incertezas associadas aos resultados contidos nos relatórios de medição e relatórios de testes de poços podem ser expressas por meio da apresentação de documentos complementares.	Entende-se que não faz parte do escopo dos relatórios de medição e de teste de poço a apresentação dos resultados com a incerteza. Desta forma, propõe-se que seja formalizada que a apresentação das incertezas será feita por meio de outros documentos (relatórios de calibração, relatórios de análises físico-químicas e memorial de cálculo de incerteza).
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.13.1.	12.1.13.1. Os seguintes relatórios dos computadores de vazão devem ser armazenados diariamente: a) log de eventos; b) relatório de alarmes; c) configuração do dia; d) relatório de volume diário; e) relatório de volume horário, quando aplicável e disponível no computador de vazão.	Alguns computadores de vazão cujo uso é permitido não possuem recurso de geração e armazenamento de relatórios de volume horário.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.14.	12.1.14. Todos os documentos exigidos neste Regulamento devem ser armazenados por período não inferior a 10 anos, devendo ser garantida a integridade destes.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	12.1.15.	12.1.15. Os documentos exigidos neste Regulamento devem ser disponibilizados para a ANP ou o Inmetro, quando solicitados.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	13.1.	13.1. O operador dará acesso livre à ANP e ao Inmetro, a qualquer tempo, às instalações onde estão localizados os sistemas de medição de petróleo e gás natural previstos neste Regulamento para fiscalização das operações e para as atividades relativas ao controle legal dos sistemas de medição.	Adequação do texto para esclarecer que o acesso para inspeção dos sistemas de medição se aplica às instalações diretamente relacionadas com os sistemas de medição.
	Petrobras	Agente Econômico	13.2.	13.2. As verificações realizadas pelo Inmetro devem ser conforme a regulamentação técnica metroológica vigente durante o processo de aprovação do projeto ou autorização	De forma a não haver prejuízo para as partes envolvidas, entende-se que os sistemas de medição devam seguir os requisitos válidos no momento da aprovação do projeto dos sistemas de

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				para entrada em operação, quando aplicável.	medição ou autorização para entrada em operação.
	Petrobras	Agente Econômico	13.3.	13.3. Em caso de verificações realizadas pelo Inmetro, os equipamentos que compõem os sistemas de medição a serem avaliados deverão estar calibrados conforme requisitos deste Regulamento.	Entende-se que os sistemas devam estar calibrados conforme procedimento de calibração autorizado, uma vez que este Regulamento prevê a calibração de equipamentos na própria instalação pelo agente regulado sem necessidade de acreditação.
	Petrobras	Agente Econômico	13.4.	13.4. As fiscalizações ou as verificações podem incluir, mas não se limitam a: a) constatar se os sistemas de medição estão instalados conforme regulamentos, normas e recomendações dos fabricantes aplicáveis durante a aprovação do projeto e autorização de entrada em operação; b) constatar o cumprimento dos planos de calibração, inspeção e arqueação dos sistemas de medição; c) constatar a parametrização, configuração, alarmes e eventos de computadores de vazão; d) inspecionar o estado de conservação dos sistemas de medição; e) constatar a integridade dos lacres e demais dispositivos de controle, incluindo a rastreabilidade aos relatórios de controle; f) avaliar os procedimentos operacionais de inspeção de tanques e equipamentos de medição; g) avaliar os procedimentos operacionais de calibração de equipamentos utilizados pelo agente regulado; h) avaliar os procedimentos de operações de medição; i) avaliar os procedimentos de teste de poços; j) verificar os cálculos dos volumes; k) avaliar os procedimentos de coleta de amostras e análise de laboratório; l) verificar os relatórios de medição, teste de poços e calibração; <del>m) verificar os registros do processo de comprovação metrológica, incluindo relatórios de nãoconformidade.</del>	Adequação textual. Remover item (m) ou esclarecer seu escopo e aplicabilidade.
	Petrobras	Agente Econômico	13.6.	13.6. A ANP ou o Inmetro poderá solicitar, em prazo acordado em negociação com o agente regulado, o acompanhamento de operações relacionadas ao processo de medição de fluidos.	Por se tratar de uma solicitação extraordinária, entende-se que é necessário uma negociação prévia entre as partes para mitigar impactos na rotinas operacionais.
	Petrobras	Agente Econômico	13.7.	Remover o item.	Este item está redundante com a redação proposta para o item 13.6.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo II	Aumento/redução de frequência de calibração, inspeção, coleta de amostras, análise físico-química e testes de poços	Deixar explícita possibilidade de ANP avaliar e aprovar mudança de prazo de inspeção, coleta de amostras, análise físico-química e testes de poços
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Considerar periodicidade de calibração de medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo, turbina ou outras tecnologias como 12 meses para medição fiscal.	Definir prazo similar de calibração para todas as aplicações (fiscal, apropriação e transferência de custódia), considerando que medidor padrão normalmente só tem fluxo durante a calibração dos medidores em operação, preservando

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					suas características metrológicas por maior tempo.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Remover diferenciação de prazos para calibração de medidores de vazão na instalação e em laboratório, mantendo os prazos atualmente considerados na minuta para calibração em laboratório.	Entende-se que a adoção de prazos menores para a calibração de medidores de vazão na própria instalação em comparação aos prazos para calibração em laboratório acreditado não traz ganho significativo na qualidade de medição, além de gerar um aumento de custos e de complexidade na gestão dos prazos. Desta forma, propõe-se um prazo único, tendo como referência os prazos para calibração em laboratório acreditado propostos na minuta atual. Entende-se ainda que a calibração na instalação é feita com o próprio fluido medido, nas condições mais próximas possíveis das condições de operação, não cabendo maior rigor ou "penalização" nos prazos de calibração. Além disso, apesar de haver maior facilidade na realização do procedimento de calibração na instalação, essa atividade gera custos e requer recursos para sua realização, avaliação, geração de certificado, realização de análise crítica, alimentação dos computadores de vazão, avaliação de falhas, etc.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Anexo III - Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo  Instrumento de Temperatura	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Anexo III - Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo  Instrumento de Pressão	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Anexo III - Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo  Trenas de profundidade e instrumentos de temperatura associados a sistemas de medição em tanques	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Anexo III - Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo  Sistemas eletrônicos de medição de nível em sistemas de medição em tanque	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 1	Remover o item.	A verificação deste equipamento não é prevista e/ou não representa requisito obrigatório na Portaria Inmetro nº 298/2021 (RTM de computadores de vazão) e nas Portarias de Aprovação de Modelo de computadores de vazão. Cabe destacar que este requisito não se aplica para sistemas de medição de gás natural. Caso item seja mantido, propõe-se haver esclarecimentos (procedimentos de execução, normas de referência, etc)
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Remover diferenciação de prazos para calibração de medidores de vazão na instalação e em laboratório, mantendo os prazos atualmente	Entende-se que a adoção de prazos menores para a calibração de medidores de vazão na própria instalação em comparação aos prazos para calibração

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				considerados na minuta para calibração em laboratório.	em laboratório acreditado não traz ganho significativo na qualidade de medição, além de gerar um aumento de custos e de complexidade na gestão dos prazos. Desta forma, propõe-se um prazo único, tendo como referência os prazos para calibração em laboratório acreditado propostos na minuta atual. Entende-se ainda que a calibração na instalação é feita com o próprio fluido medido, nas condições mais próximas possíveis das condições de operação, não cabendo maior rigor ou "penalização" nos prazos de calibração. Além disso, apesar de haver maior facilidade na realização do procedimento de calibração na instalação, essa atividade gera custos e requer recursos para sua realização, avaliação, geração de certificado, realização de análise crítica, alimentação dos computadores de vazão, avaliação de falhas, etc.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Medidor em operação tipo cone com calibração externa: considerar 18 meses para todas as aplicações e considerar o mesmo prazo para medição fiscal.	Entende-se que medidores de vazão do tipo Cone não possuem partes móveis, o que facilita a manutenção das características metrológicas, se comparado a medidores com partes móveis. Desta forma, entende-se que é razoável manter os prazos de calibração do v-cone similares aos prazos de medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina. Além disso, prazos de calibração para medição fiscal podem ser iguais aos prazos referentes às demais aplicações.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Incluir observação que métodos alternativos de calibração e inspeção podem ser utilizados para medidor tipo cone, conforme normas aplicáveis, mediante aprovação da ANP.	Normas atuais (ex: ISO 5167) permitem calibrações com similaridade de N <sup>o</sup> de Reynolds ou mesmo inspeções dimensionais, devendo deixar prevista a possibilidade de sua utilização pelo usuário.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Instrumento de Temperatura	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Instrumento de Pressão	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Trenas e instrumentos de temperatura associados aos sistemas de medição em tanques terrestres de GNL	Adequação textual. Entende-se que a medição de GNL em tanques offshore atende a regramento específico, não sendo escopo deste regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Sistema eletrônico de medição de nível em sistemas de medição em	Adequação textual. Entende-se que a medição de GNL em tanques offshore atende a regramento específico, não sendo escopo deste regulamento.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				tanques terrestres de GNL	
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Cromatógrafo em linha	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Validação a seco do medidor de gás queimado ou ventilado	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 2	Anexo III - Tabela 2 - Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural  Incluir observação que prazos de calibração podem ser estendidos ou pode-se considerar condições operacionais alternativas de calibração, caso não haja estrutura laboratorial que permita a realização das calibrações nos prazos e condições definidos.	Considerar dificuldades atuais e falta de estrutura laboratorial para atender à demanda necessária e às condições operacionais de calibração previstas.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Inspeção interna e externa em tanques	Adequação textual. O termo "vasos" não é utilizado em outro local neste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Medidor deprimogênio ou Elemento primário de diferencial de pressão	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Válvula porta-placas	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Trecho reto para sistemas de medição com placa de orifício	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Trecho reto para sistemas de medição com outras tecnologias de medidor de vazão, quando aplicável.	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Sistema de amostragem automática de petróleo proporcional a vazão	Adequação textual. Explicitar que este requisito se aplica a sistema de amostragem automática de petróleo, não se aplicando as sistemas de amostragem manual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
				Teste de estanqueidade em válvulas associadas a sistemas de medição em linha	
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Teste de estanqueidade em válvulas associadas a sistemas de medição em tanque	Adequação textual. O termo "vasos" não é utilizado em outro local neste Regulamento.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Remover prazos para inspeção de elemento primário placa de orifício, porta-placas e trecho reto em sistemas de medição com placa de orifício para medição de petróleo	Atualmente, sistemas de medição de petróleo com medidor placa de orifício não são utilizados pela indústria. Caso venham a ser utilizados, seria apenas em aplicações de medição operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Substituir a coluna Produção por 2 colunas: Fiscal e Apropriação	Adequação textual. Propõe-se que esta tabela seja dividida em duas: uma específica para petróleo e outra específica para gás natural. Adicionalmente, propõe-se também a padronização das colunas da seguinte forma: petróleo (fiscal, apropriação, transferência de custódia) e gás natural (fiscal, apropriação, transferência de custódia produzido, transferência de custódia processado). Além disso, ficaria claro que os prazos não se aplicam à medição operacional.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 3	Anexo III - Tabela 3 - Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural  Nota 1 – Antes da entrada em operação do sistema de medição, após alterações no trecho reto associado ao sistema de medição ou quando solicitado pela ANP, em prazo definido após negociação com o agente regulado.	Adequação textual. Por se tratar de uma solicitação extraordinária, entende-se que é necessário uma negociação prévia entre as partes para mitigar impactos na rotinas operacionais.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 4	Anexo III - Tabela 4 - Periodicidade de coleta e análise físico-química em sistemas de medição	Adequação textual aos termos utilizados pela Resolução ANP nº52/2013 específica sobre o tema.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 4	Anexo III - Tabela 4 - Periodicidade de análise  BSW e Massa Específica	Adequação textual. A propriedade a ser determinada que é utilizada ao longo deste Regulamento é a massa específica.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 4	Anexo III - Tabela 4 - Periodicidade de análise  Fator de Encolhimento (FE) e Razão de Solubilidade (RS)	Explicitar em formato de tabela a periodicidade de determinação das análises de petróleo, facilitando assim a organização do texto (todos os prazos a serem cumpridos sendo evidenciados no Anexo III).
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 4	Anexo III - Tabela 4 - Periodicidade de análise  Composição do gás natural: Apropriação Contínua = 3 meses	Propõe-se manter o prazo de 03 meses, caso haja aplicação de apropriação contínua de gás.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 4	Anexo III - Tabela 4 - Periodicidade de análise  Composição do gás natural: inserir observação que periodicidade da tabela se refere apenas à coleta de gás, caso análise seja realizada em laboratório	No caso de análise de composição de gás realizada em laboratório, os prazos são definidos em regulamentação específica.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição fiscal e medição de transferência de custódia de petróleo com viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s nas condições de operação ou medição com temperatura inferior à -10 °C ou com temperatura superior a 50 °C;	Adequação aos requisitos da Portaria Inmetro nº291/2021 e OIML R117 e esclarecimentos quanto à temperatura relacionada à viscosidade.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural com medidor de vazão linear, exceto para gás queimado ou ventilado.	Adequação textual. Explicitar que sistemas de medição de gás queimado ou ventilado com medidor linear são tratados em item específico.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Incerteza máxima admitida: 1,5%..	Entende-se que os limites de incerteza devem ser definidos pela aplicação, e não pelas tecnologias de medição utilizadas. Dessa forma, propõe-se que a incerteza de medição fiscal em medidor linear de gás seja equivalente à do medidor por diferença de pressão.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição de apropriação de gás natural com medidor de vazão linear	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição fiscal e de transferência de custódia de gás natural com medidor de vazão deprimogênio (diferencial de pressão)	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição de apropriação de gás natural com medidor de vazão deprimogênio (diferencial de pressão)	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição fiscal ou operacional de gás natural ventilado ou queimado com medidor linear	Adequação textual. Definir quais tecnologias poderão operar com incerteza de até 5% para gás ventilado ou queimado (qualquer tecnologia, só medidor linear, só medidor ultrassônico...???)
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição operacional de petróleo = 2%	Propõe que os sistemas de medição operacional de petróleo atendam ao limite de incerteza previsto na Resolução ANP nº18/2014, evitando inconsistências e conflitos.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  Medição operacional de gás natural, exceto gás queimado ou ventilado com medidor linear	Adequação textual. Explicitar que sistemas de medição de gás queimado ou ventilado com medidor linear são tratados em item específico.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Remover o item.	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição, pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gas lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções. Por fim, propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Remover o item.	<p>A utilização de um limite de incerteza para o volume total pode limitar as alternativas para definição dos sistemas de medição fiscal, sem necessariamente trazer ganhos reais à qualidade de medição. Vale ressaltar que a incerteza depende diretamente da quantidade de pontos de medição que compõem a equação de fechamento da produção. Adicionalmente, em cenários reais, como uma instalação que esteja queimando ou ventilando grande parte do volume produzido (ex: instalações com testes de Formação, Testes de Longa Duração e Instalações em Condições Transitórias), o limite proposto poderá ser ultrapassado, pois um sistema de medição de gás queimado ou ventilado possui uma incerteza máxima de 5% e a incerteza máxima proposta para o volume total de produção de gás é de 3%.</p> <p>Caso item seja mantido, entende-se que deverá ser considerado apenas para novos projetos de sistemas de medição,</p>



Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
					pois há instalações operando que não foram projetadas considerando este requisito. Ex: instalações que fecham a produção de gás a partir da coleta de gás dos vasos e separadores subtraindo volumes de gas lift e injeção (medição pelas entradas) podem não atender o requisito de incerteza relativa do volume total de produção. Além disso, propõe-se que sejam excluídas instalações que estejam realizando testes (Testes de Longa Duração, Testes de Formação, etc), em que a queima pode ocorrer em maiores proporções. Por fim, propõe-se que a avaliação seja feita excluindo períodos de queima elevada em instalações de produção convencionais, como em situações de início da produção ou shutdown.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 5	Anexo III - Tabela 5: Incertezas máximas admissíveis dos sistemas de medição  (1) – Incerteza expandida do volume líquido bruto corrigido medido pelo sistema de medição na condição padrão de medição, com probabilidade de abrangência de aproximadamente 95%, considerando o disposto no item 9.9.	Adequação textual. Considerar níveis de incerteza para volume bruto corrigido, devido à possibilidade de altos valores de BSW na medição de apropriação de petróleo, tornando inviável o cumprimento do requisito.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Remover tabela, com exceção da coluna de repetibilidade.	Entende-se que os critérios de erro e incerteza definidos no item 9.9 e na tabela 5, combinados com os critérios de repetibilidade definidos na tabela 6 e critérios definidos nas Portarias do Inmetro (ex: Portaria Inmetro nº 291/2021), são suficientes para garantir a qualidade de medição e atendimento aos limites de incerteza dos sistemas de medição.  Sugerimos, ainda, que sejam citadas as referências normativas para definição dos critérios.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Critérios de aceitação para calibração de componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural	Adequação textual. Entende-se que esta tabela traz os critérios para aceitação da calibração de um equipamento e não limites de incerteza apenas.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Medidor padrão de trabalho de petróleo Incerteza máxima admitida: Esclarecer "Diferença máxima de 0,1% entre MF consecutivos" ou estabelecer critério similar aos demais medidores de petróleo (0,20 ou 0,25%)	Esclarecimento da incerteza máxima permitida para medidor padrão de trabalho.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Instrumento de pressão estática	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Instrumento de pressão diferencial	Adequação textual.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Instrumento de temperatura	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Analisador de densidade em linha	Adequação textual. O termo "analisador de densidade" é utilizado ao longo deste Regulamento para definir o equipamento em linha que é utilizado para determinação da massa específica do petróleo. Para sistemas de medição de gás natural, a massa específica é obtida a partir da composição do gás natural obtida por meio de um cromatógrafo que, por sua vez, já está sendo tratado em item específico.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Analisador de BSW em linha	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Cromatógrafo em linha	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Analisador em linha – cromatógrafo / Incerteza máxima admitida = remover o requisito	Remover o critério de incerteza máxima para o fator de compressibilidade, pois este critério não está presente na Portaria Inmetro nº188 / 2021, nem nas normas técnicas de cromatografia (ASTM D 1945, ISO 6974, NBR 14903).
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 6	Anexo III - Tabela 6 - Incertezas máximas admitidas dos componentes dos sistemas de medição  Analisador em linha – cromatógrafo / Repetibilidade = De 0% a 0,09% - 0,01%; de 0,1% a 0,9% - 0,04%; de 1% a 4,9% - 0,07%; de 5% a 10% - 0,08%; acima de 10% - 0,1% (em % molar)	Definir que a repetibilidade dos resultados do cromatógrafo seja conforme limites admissíveis para avaliação de repetibilidade definidos pela Portaria Inmetro nº188 / 2021.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	Anexo III - Tabela 7 - Periodicidade de calibração, inspeção e análise físico-química de sistemas de medição operacional	Adequação textual. Propõe-se explicitar os diversos processos que são previstos na Tabela 7.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais  Calibração de medidor de vazão	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais  Calibração de instrumentos de pressão estática, pressão diferencial e temperatura = 12 meses	Atualmente, os prazos para calibração de equipamentos associados a sistemas de medição operacional são definidos pelo agente regulado. Dado que instrumentos secundários apresentam bom desempenho e baixo histórico de manutenções, propõe-se o prazo de 12 meses para calibração destes equipamentos, conforme praticado atualmente em muitos sistemas de medição operacional. Esse prazo representa o dobro previsto para sistemas de medição de apropriação e transferência de custódia, facilitando a gestão. Entende-se que a limitação de prazo em 9 meses pode implicar num aumento de custos para o agente regulado, sem ganhos na qualidade de medição operacional.

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	<p>Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais</p> <p>Inspeção dimensional de placas de orifício, válvula porta-placa e trecho reto para sistemas de medição com placa de orifício = 72 meses</p>	<p>Atualmente, os prazos para inspeção de equipamentos associados a sistemas de medição operacional são definidos pelo agente regulado.</p> <p>Por se tratar de equipamentos sem partes móveis e com baixo histórico de manutenções, propõe-se o prazo de 72 meses para inspeção destes equipamentos conforme praticado atualmente em muitos sistemas de medição operacional. Vale ressaltar que tal procedimento, em geral, é feito durante paradas de produção, já que pode implicar em interrupção do fluxo. Adicionalmente, entende-se que a limitação de prazo em 60 meses pode implicar num aumento de custos para o agente regulado e dificultar a gestão, sem ganhos na qualidade de medição operacional.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	<p>Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais</p> <p>Análise da composição do gás natural = 12 meses</p>	<p>Atualmente, os prazos para coleta de fluidos para sistemas de medição operacional são definidos pelo agente regulado.</p> <p>Dado que estes sistemas são utilizados para controle operacional dos processos por parte do agente regulado, propõe-se o prazo de 12 meses para coleta de fluidos conforme praticado atualmente em muitos sistemas de medição. Entende-se que a limitação de prazo em 3 meses, com rigor equivalente à transferência de custódia, pode implicar num aumento de custos para o agente regulado e dificultar a gestão, sem ganhos na qualidade de medição operacional.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	<p>Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais</p> <p>Validação a seco do medidor de gás queimado ou ventilado</p>	Adequação textual.
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela 7	<p>Anexo III - Tabela 7 - Periodicidades Máximas dos Sistemas de Medição Operacionais</p> <p>Nota 1: as demais rotinas não especificadas na Tabela 7 devem ser realizadas conforme planos de calibração, inspeção e análises físico-químicas definidas pelo do agente regulado</p>	<p>Adequação textual.</p> <p>Incluir texto genérico para especificar que os planos de de calibração, inspeção e análises físico-químicas são definidos pelo agente regulado.</p>
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela X	<p>Anexo III - Tabela X - Periodicidade de teste de poço</p> <p>Incluir tabela contendo a periodicidade de teste de poço por tipo de apropriação (simples, ao poço ou ao campo).</p>	<p>Propõe-se que todos os prazos estejam consolidados e explícitos no anexo III para uma melhor organização do conteúdo</p>

Nome Completo:	Empresa, organização, associação etc.:	Perfil:	Assunto/Item da minuta de Resolução	Contribuição:	Justificativa:
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo III - Tabela Y	Anexo III - Tabela Y - Periodicidade de análises físico-químicas para poços  Incluir tabela contendo a periodicidade de coleta para determinação do fator de encolhimento e razão de solubilidade (petróleo) e composição do gás (gás natural) para poços, conforme tipo de apropriação (simples, ao poço ou ao campo).	Propõe-se que todos os prazos estejam consolidados e explícitos no anexo III para uma melhor organização do conteúdo
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo IV - 4. ASTM	Anexo IV - 4. ASTM  4.x. ASTM D4928 - Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration	Inclusão de norma utilizada pela indústria para determinação do BSW
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo IV - 6. API	Anexo IV - 6. API  6.x. API MPMS 10.9 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10.9 Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration - Third Edition	Inclusão de norma utilizada pela indústria para determinação do BSW
	Petrobras	Agente Econômico	Anexo IV - 1. Inmetro	Portaria Inmetro nº 648/2012 – Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo os critérios que deverão ser observados nos tanques fixos utilizados para armazenamento e distribuição de produtos a granel.	Estabelecer os critérios que deverão ser observados nos tanques fixos utilizados para armazenamento e distribuição de produtos a granel.
	Petrobras	Agente Econômico	GERAL	GERAL  Especificar as normas aplicáveis a cada requisito definido nos itens do RTM, ao invés de deixar de forma genérica.  Exemplos: 5.1.3. Os sistemas de medição devem ser projetados, instalados e operados para atender: a) as especificações do fabricante; b) o estabelecido nas portarias de aprovação de modelo; c) as normas pertinentes XXXXXXXX indicadas no Anexo IV; d) os requisitos estabelecidos neste regulamento; e) limites de calibração. 6.2.6. O cálculo dos volumes de gás natural deve atender aos requisitos <del>dos documentos mencionados</del> das normas YYYYYYY no Anexo IV. 6.4.3. A instalação e utilização de sistemas de medição de gás natural devem atender aos requisitos <del>dos documentos</del> das normas ZZZZZZ do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP. 6.5.2.1. A instalação e utilização de sistemas de medição de gás natural liquefeito em linha devem atender aos requisitos <del>dos documentos</del> das normas AAAAAAA do Anexo IV ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP.	A ausência de especificação clara das normas a serem atendidas para cada requisito definido pode causar grande dificuldade no atendimento ao requisito pelo agente regulado, devido à grande quantidade de normas de referência citadas (mais de 130 normas), além de poder gerar interpretações equivocadas ou conflitos. Dessa forma, propõe-se manter o formato do Regulamento Técnico de Medição atualmente em vigor (aprovado pela Resolução Conjunta Nº 01 ANP/Inmetro, de 2013), em que as normas específicas de cada requisito são bem definidas junto a cada requisito, de forma clara, evitando erros de interpretação.



Documento assinado eletronicamente por **GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES, Chefe de Núcleo**, em 30/03/2022, às 18:09, 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](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2065852** e o código CRC **1386BD67**.

---

Referência: Processo nº 48610.222186/2021-37

SEI nº 2065852