



FORMULÁRIO DE COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 14/2016 DE 12/9/2016 a 13/10/2016

NOME: Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG)

<input checked="" type="checkbox"/> agente econômico <input type="checkbox"/> consumidor ou usuário	<input type="checkbox"/> representante órgão de classe ou associação <input type="checkbox"/> representante de instituição governamental <input type="checkbox"/> representante de órgãos de defesa do consumidor	
Consulta Pública sobre a aplicação de metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referente ao Transporte que devem constar dos contratos de compra e venda de gás natural, conforme o embasamento exposto na Nota Técnica nº 11/2016-SCM, de 31 de agosto de 2016.		
SEÇÃO/SUB-SEÇÃO DA NOTA TÉCNICA	PROPOSTA DE REDAÇÃO	JUSTIFICATIVA
I - INTRODUÇÃO	(...)Inclusão de justificativa de como a ANP pretende tratar a questão da transferência de autorização de gasodutos de transporte.	<p>Conforme estipulado na lei do gás(Lei nº 11.909/2009) em que é determinado no § 3º do artigo 3º que ao transportador não cabe a atividade de comercialização ou carregamento ao transportador. Cabe ressaltar que nesta nota técnica a ANP está garantindo receita de um contrato em que a Petrobras carregadora fez com a Petrobras transportadora. Dessa forma, não se pode garantir que os contratos da Petrobras com ela mesma não tiveram nenhum viés e que os mesmos reflitam os custos efetivos de uma operação eficiente, conforme define o § 3º do artigo 14 da lei.</p> <p>Cabe reavaliar a legalidade da transferência das autorizações dos gasodutos de transportes para terceiros, o motivador óbvio desta nota técnica. A lei do gás determina no artigo. 13 "No processo de licitação, o critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual, na forma da regulamentação e do edital. A transferência da autorização de transporte, tanto que no § 2º do artigo 26 é expresso: "Aplicam-se aos transportadores autorizados de que trata este artigo as disposições previstas nos arts. 22, 23 e 24 desta Lei." A lei do gás exclui expressamente o artigo 25 deste parágrafo: "Dependerão de prévia aprovação da ANP a cisão, a fusão, a transformação, a incorporação, a redução do capital da empresa</p>

		<p><i>concessionária ou a transferência de seu controle societário. ”</i> Ou seja, não se versa sobre cisão, fusão ou incorporação, de uma empresa com autorização para gasoduto de transporte como é o caso da venda da Nova Transportadora do Sudeste pela Petrobras. Cabe até a discussão se a venda não caberia ser feita uma chamada para nova concessão, em que a proposta vencedora seria a de menor receita. Além disso, boa parte da infraestrutura de transporte existente foi autorizada ainda sob a égide da Lei 9.478 de 06 de agosto de 1997, sob a Autorização nº 7 de 6 de março de 1998, a qual impõe a necessidade de prévia autorização do regulador para a transferência de titularidade em seu inciso IV: <i>IV - qualquer transferência ou alteração da titularidade e dos direitos de que cuida esta autorização será previamente submetida à aprovação da ANP, que, se for o caso, expedirá novas autorizações segundo normas e critérios a serem fixados nos termos do disposto no art. 56 da Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997;</i></p>
<p>I - INTRODUÇÃO</p>	<p>“A obrigação da separação do preço do gás natural (minimamente entre a parcela referente à molécula e a parcela referente ao transporte) foi restaurada pela RANP nº 052/2011, de forma que os contratos de compra e venda de gás natural celebrados entre os agentes da indústria voltassem a identificar os preços relacionados a cada elo da cadeia de valor do gás natural, com o objetivo de tornar novamente transparente a formação de preço do gás natural no Brasil.”</p>	<p>A RANP 52/2011 fala em determinar os preços e não os custos. O artigo 10º determina: “Art. 10. Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando: I Modalidade de prestação do serviço; II Termos e condições gerais de prestação do serviço; III Volumes; IV Preço: a) Parcela do preço referente à molécula; b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável; V Critérios de reajuste das parcelas de preço; (...)”</p>
<p><i>II.3 - Separação das parcelas do preço de venda e registro de Contratos de Compra e Venda</i></p>	<p>(...)Inclusão do histórico de determinação dos preços dos gasodutos de transporte atuais.</p>	<p>A maioria dos Gasodutos de transporte cujo valor da tarifa de transporte a ANP pretende regular se tratam de gasodutos cujo modelo de outorga foi por via de autorização para prestar o serviço de transporte. A RANP nº 015/2014 (citada na introdução da Nota Técnica) determina no artigo 3º: “As Tarifas de Transporte de gás natural para Gasodutos de Transporte</p>

<p><i>instituídos pela RANP nº 052/2011</i></p>		<p><i>objeto de autorização serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP.</i></p> <p><i>Parágrafo único. O disposto no caput se aplica aos Gasodutos de Transporte objetos de autorização cujas Tarifas de Transporte e os critérios de reajuste não tenham sido estabelecidos em Contrato de Serviço de Transporte até a data de publicação da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009”</i></p> <p><i>O histórico dessa determinação das tarifas de autorização deveria ser considerado na contextualização apresentada pela ANP, até para conhecimento dos parâmetros utilizados.</i></p>
<p>III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE APRESENTADAS PELA PETROBRAS</p>	<p>“Entretanto, tal metodologia não é condizente com os critérios e princípios tarifários estabelecidos pela ANP por meio da Resolução ANP nº 029/2005, substituída pela Resolução ANP nº 015/2014, que determina em seu artigo 4º que os princípios para o cálculo da tarifa de transporte são:</p> <p>I representar a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável do Gasoduto de Transporte;</p> <p>II permitir que o Transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação do Serviço de Transporte, obrigações tributárias, assim como para a obtenção da remuneração justa e adequada do investimento em bens e instalações vinculados à prestação do Serviço de Transporte e a respectiva depreciação e amortização da Base Regulatória de Ativos, o que corresponde à sua Receita Máxima Permitida; e</p> <p>III não implicar tratamento discriminatório ou preferencial entre Carregadores. Dessa forma, a Petrobras não apresentou os parâmetros de depreciação e de remuneração justa dos gasodutos de transporte. Para que se possa calcular a receita suficiente necessária na determinação das tarifas. ”</p>	<p>A ANP define que a Resolução ANP nº 015/2014 não permite o uso da tarifa postal, no entanto, a RANP 15/2014 regula a tarifa do transportador para o carregador, e não a tarifa para os contratos de comercialização. Conforme fica claro no artigo 2º: (...)<i>“XVIII Tarifa de Transporte: valor a ser pago pelo Carregador ao Transportador pelo Serviço de Transporte, em conformidade com o disposto no Contrato de Serviço de Transporte celebrado entre as partes, o qual dispõe sobre as regras e condições específicas da contratação do serviço;”</i></p> <p>Já a RANP nº 52/2011 que regula os contratos de comercialização de gás deixa claro no seu artigo 10 que :<i>“Art. 10. Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando:</i></p> <p><i>I Modalidade de prestação do serviço;</i></p> <p><i>II Termos e condições gerais de prestação do serviço;</i></p> <p><i>III Volumes;</i></p> <p>IV Preço:</p> <p>a) Parcela do preço referente à molécula;</p> <p>b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável;</p> <p>V Critérios de reajuste das parcelas de preço; (...)<i>”</i></p> <p>Como se pode observar a RANP 052/2011 não define que os contratos de comercialização, de que se trata esta nota técnica não possam ser regidos por uma tarifa postal.</p> <p>No entanto, a RANP 05/2014 é clara quanto a receita requerida e o cálculo da tarifa de transporte a ser aplicada entre transportadores e carregadores conforme o artigo 4º descrito na sugestão de redação.</p>

<p>III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE APRESENTADAS PELA PETROBRAS</p>	<p>“Convém ressaltar que a PETROBRAS informou em uma planilha, de forma declaratória, os valores de capacidades de transporte máximas de cada seção dos gasodutos de transporte, sem, no entanto, apresentar os documentos essenciais para a validação dos mesmos, a saber: a memorial de cálculo hidráulico do escoamento e/ou relatório de simulação termo-hidráulica. Sendo assim, a ANP deverá refazer um estudo e determinar com transparência a real capacidade dos gasodutos.”</p>	<p>Em linha com manter a regulação das tarifas com a maior publicidade e transparência possível, deveria a ANP informar todos os parâmetros utilizados para os cálculos e não obstante adotar postura equivalente da ACER (2013)*, instituição em que os cálculos da ANP são baseados, que determina:</p> <p><i>“Information shall be published taking into account Article 18(2) of Gas Regulation and Article 41(1)(a) of Gas Directive, which require both TSOs(Transmission System Operators) and NRAs(National Regulatory Agency) to provide reasonably and sufficiently detailed information on tariff derivation, methodology and structure6. Fulfilling the data publication requirements should allow network users to be fully aware of the costs underlying the transmission services and obtain a reasonable degree of tariff predictability. For entry and exit points where transmission services are offered, third parties shall be able to: -make a reasonable estimation of the reference price from published transmission cost data, including a reasonable estimation of the reference price in the subsequent year(s) within the remainder of the current regulatory period; - understand all the TSO services offered and the corresponding transmission tariffs; - understand how individual transmission tariffs have been derived and why they (do not) differ. In view of these objectives, the Network Code on Tariffs shall require that, irrespective of the regulatory regime applied, the following publication requirements shall be met.”</i></p> <p>Tendo em vista que a publicidade dos dados utilizados nos cálculos tarifários pelos órgãos europeus, seria importante a adoção da mesma abertura pela ANP, estando em linha com a RANP 15/2014 que determina no §2º do artigo 4º: <i>“§ 2º Qualquer projeção de custo, despesa ou investimento necessária para a determinação da Tarifa de Transporte deve adotar metodologias amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado.”</i></p>
--	--	--

		<p><i>*Agency for the Cooperation of Energy Regulators- Framework Guidelines on Harmonised Gas Transmission Tariff Structures – 29 novembro de 2013.</i></p>
<p>III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE APRESENTADAS PELA PETROBRAS</p>	<p>Demanda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • o somatório das Quantidades Diárias Contratadas (QDCs) pelas distribuidoras para 2016 (já considerado as estimativas de valores em negociação atualmente); • as reservas de capacidade feitas para as usinas termelétricas (UTES) a gás natural de propriedade da PETROBRAS, incluindo os planos de expansão das mesmas quando a PETROBRAS construiu os gasodutos; • a QDC das demais UTEs; • o pico de consumo máximo previsto nos planos de expansão das suas unidades consumidoras (Refinarias, Unidade de Fertilizantes etc.) a despacho pleno e também as capacidades das Refinarias, Unidades de Fertilizantes e UTEs previstas nos planos de negócios da PETROBRAS que ou estão em construção ou foram projetos abandonados, estando uma capacidade de gasodutos construída pensando nestes planos; e • capacidade construída a critério da PETROBRAS que controla o preço de mercado do gás natural e dos combustíveis substitutos; 	<p>No que tange a demanda do gás esperada, a regra da ANP foi a mesma apresentada no cálculo da Petrobras: para as distribuidoras e as usinas termoeletricas que não são de propriedade da Petrobras vale a quantidade contratada; para as refinarias, fábricas de fertilizantes e termoeletricas de propriedade da Petrobras vale o maior consumo esperado em 2016.</p> <p>Sobre a quantidade contratada das distribuidoras é feito um ajuste quanto a quantidade que as distribuidoras teriam negociado com a Petrobras. Pergunta-se: alguma distribuidora foi consultada sobre o assunto?</p> <p>Além disso, sabe se que a Petrobras construiu a sua rede de transporte considerando expectativas de ampliação das refinarias atuais e construção de novas (COMPERJ), novas usinas fertilizantes (UFN-III, UFN-IV e UFN-V), o que pode explicar grande parte da ociosidade de 49% do sistema. A sobre capacidade planejada pela Petrobras também fica evidente nas autorizações expedidas pela ANP, em que por diversas oportunidades a capacidade dos gasodutos superam em muito a capacidade dos pontos de entrega vinculados aos mesmos.</p> <p>Existem também as constantes expectativas atrasadas da Petrobras em aumentar a produção de gás, principalmente a exploração do pré-sal. Como controladora de todos os energéticos substitutos do gás natural, no caso da existência de uma sobre oferta de gás natural, ela poderia facilmente administrar a demanda de gás natural, com redução do seu preço ou com o aumento do preço do óleo combustível (por exemplo.) Essa capacidade pode ser calculada a partir dos diversos planos de negócios divulgados no passado pela PETROBRAS em comparação com o seu plano de consumo atual.</p>
<p>III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE</p>	<p>Apesar da demanda projetada ser de pico (cerca de 100 MMm³/dia), a movimentação de gás natural a partir do cenário de oferta e demanda da PETROBRAS corresponde a apenas 51% da remuneração da capacidade contratada. Como solução para a alocação do custo de transporte remanescente, devido pelo carregador ao transportador a título de reserva de</p>	<p>O cálculo da ociosidade deveria considerar os atrasos de planejamento/implantação de projetos pela Petrobras como UFN-III, UFN-IV e UFN-V, por exemplo. Além disso, como ressaltado anteriormente, os agentes ao final da cadeia não tiveram qualquer poder de decisão sobre a capacidade</p>

<p>APRESENTADAS PELA PETROBRAS</p>	<p>capacidade, a PETROBRAS adotou a premissa adicional de dividir igualmente este custo entre todos os usuários da rede. A PETROBRAS assumiu tal premissa de rateio de custeio baseada no fato de que o planejamento de redes (em geral) é feito com base em previsões com alto grau de incerteza e em restrições de flexibilidade e confiabilidade do sistema de transporte. Assim sendo, a ociosidade observada seria um “bem comum”, razão pela qual fora rateada igualmente entre os usuários da rede na forma de um componente postal.</p> <p>A capacidade ociosa do sistema será repassada integralmente ao carregador, que passará a ter incentivos para melhorar o uso da rede de transportes.</p>	<p>planejada dos gasodutos, não cabendo uma divisão para esses agentes da parcela que caberia exclusivamente à Petrobras. Deve-se avaliar se o consumo potencial de gás natural pelas fábricas de fertilizantes, refinarias e termoelétricas estimado pela Petrobras equivale à capacidade reservada para eles, uma vez que os dados de consumo não foram comparados com o consumo máximo já registrados destas unidades, nem mesmo com o planejamento de ampliação das mesmas.</p> <p>Se considerarmos a capacidade de oferta ao sistema de transporte, 41 milhões de m³/dia das estações de regaseificação de gás, 30 milhões de m³/dia do GASBOL e 84 milhões de m³/dia de capacidade das UPGNs (<i>informações do boletim de gás do MME ago/2016</i>), o total que a rede de transporte poderia transportar seria no máximo 152,5 milhões de m³/dia, já descontados o consumo da própria rede de transporte de 2,5 milhões m³/dia. Isso resulta em uma ociosidade de 34,8% e não de 51 % considerado na nota técnica e considerado o consumo de 99,5 milhões de m³/dia. Isso considerando que os campos de produção poderiam entregar toda essa capacidade para as UPGNs, sendo que a própria ANP no workshop feito no dia 25/11/2016 apresentou uma capacidade de produção para 2016 de 54,6 milhões, nesse caso, a ociosidade seria de 20,8%.</p> <p>No leilão A-0 realizado no início de 2015* pela ANEEL, a Petrobras determinou que alguns pontos de entrega não teriam capacidade de entrega suficiente para se instalar uma térmica, contrariando, inclusive o estabelecido nos contratos de compra e venda de gás natural. Portanto, deve se avaliar se essa capacidade ociosa considerada foi definida em relação aos contratos ou em relação a capacidade real dos gasodutos de transporte.</p> <p>A definição das distribuidoras que compartilharão a capacidade ociosa de cada subsistema é arbitrária pela ANP e não reflete a movimentação de gás que é cobrada de cada uma.</p> <p>Outra questão em aberto, se a capacidade ociosa deve ser repartida entre os usuários da rede, então a propriedade da capacidade deixa de ser do carregador, já que ele não paga mais por ela.</p> <p>*nota técnica NP-EPE-DPG-SPG-001/2015/r0 Nota Informativa nº2/2015-DGN/SPG-MME de 23/04/2015</p>
---	--	---

<p>IV.1 - Reflexo das Tarifas de Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural: Parcela Referente ao Transporte</p>	<p>“Uma transição para um mercado onde os contratos de compra e venda de gás natural contemplem uma PT que reflita corretamente os determinantes de custo contidos nas tarifas de transporte praticadas pelos transportadores deve levar em consideração os seguintes pontos:</p> <p>a) a transição de uma PT postal para uma parcela que leve em conta os determinantes de custo de transporte deve ser feita de forma gradual e previsível, levando em conta a maturidade do sistema de transportes brasileiro, de forma a não impedir o seu desenvolvimento, quando os contratos de transporte não sejam de propriedade de apenas um carregador e que as regras de cálculo da receita requerida possam ser implantadas. Dessa forma, após o ajuste dos contratos de transporte pode se prever uma transição que dê oportunidade aos agentes da indústria de acomodarem a sua operação atual aos preços do mercado e de planejarem os investimentos futuros;</p> <p>b) o cálculo deve ser feito de forma a respeitar as receitas esperadas pelos transportadores em função do cálculo da receita requerida.. em função dos contratos de serviço de transporte existentes;</p> <p>c) a transição deve também ser compatível, no longo prazo, com as tarifas a serem praticadas em função do acesso a gasodutos (inclusive ampliações) que deverá ocorrer conforme mercado se desenvolve, sujeito às condições tarifárias e não tarifárias para acesso de terceiros contidas nos Termos de Acesso publicados pelos transportadores com base na Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016 (RANP nº 011/2016);</p> <p>d) a PT deve ser compatível com o uso eficiente do sistema de transporte de gás natural, de forma a promover a maximização da utilização dos gasodutos (minimização da ociosidade) e incentivar o acesso de novos carregadores.”</p>	<p>Ao distinguir o custo de transporte por estados, em uma situação que o grande supridor da molécula continuará sendo a Petrobras, a adoção de tarifa de entrada e saída somente cria uma diferenciação de preço que resultará em um deslocamento dos energéticos alternativos de forma díspar, já que o óleo combustível e o gás liquefeito de petróleo seguem uma tendência de preço equivalente nas regiões atendidas por gasoduto.</p> <p>Assim, enquanto o monopolista for o responsável pelo carregamento e a operação de transporte, e a ANP insistir em validar os contratos existentes entre o carregador PETROBRAS e o transportador PETROBRAS para sancionar o valor de venda pretendido por parte de seus ativos de transporte, a adoção de uma tarifa diferente da tarifa postal gerará mais distorções entre mercados. Precisamos ressaltar a situação de mercado de estados com consumo muito concentrados em grandes clientes que são muito mais sensíveis a preço. Alterações na parcela de transporte podem criar distorções no consumo da rede aumentando o uso de capacidade próximos a pontos de entrada e diminuindo o consumo em estados distantes dos pontos de entrada. Isso contraria o uso eficiente dos gasodutos que estão com 51% de ociosidade. A adoção da tarifa de entrada e saída tende a gerar deslocamento da demanda de gás e não criar novas demandas de gás natural.</p> <p>Os contratos de transporte atuais foram feitos em uma condição em que quem contratava a PETROBRAS era também quem transportava, dessa forma, os valores dos contratos não apresentam nenhuma correlação com uma receita justa para um monopólio de transporte de gás. Criar uma definição de tarifa com alocação de custos das tarifas deve refletir também uma receita requerida justa.</p> <p>As regras claras de cálculo da receita requerida para prestação de serviço de transporte deveriam considerar uma taxa de retorno calculada (WACC regulatório), a base de ativos depreciada e a expectativa de investimentos e de custos operacionais eficientes. Um mercado transparente e competitivo deve ser viabilizado com a regulação eficiente da receita requerida dos gasodutos de transporte, que são monopólios naturais, e da atividade de carregamento, que até o momento se trata de um monopólio de fato da PETROBRAS.</p>
---	--	--

		<p>CABE AINDA MAIS UMA REFLEXÃO: Garantindo a receita do transportador, sem repassar eventuais custos extras ao carregador, qual incentivo haverá ao carregador único liberar capacidade ao mercado?</p>
<p>IV.1 - Reflexo das Tarifas de Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural: Parcela Referente ao Transporte</p>	<p>As tarifas do tipo Postal permitem a repartição dos custos de transporte indistintamente entre os carregadores. Em geral, tarifas do tipo Postal são aplicáveis em dois tipos de situação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Em regimes de monopólio legal, como foi no Brasil até a publicação da Lei nº 9.478/1997, nos quais prevalece o conceito de universalidade do serviço. Neste caso, não há preocupação com a influência da sinalização de preços no processo concorrencial e a lógica de investimentos do setor tende a seguir interesses sociais; <input type="checkbox"/> Mercados ultra maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás já é quase inercial e novos investimentos em expansão da malha de transporte têm importância marginal; e <input type="checkbox"/> a maior parte da capacidade de transporte (pelo menos dois terços) é dedicada ou ao mercado doméstico ou a fluxos internacionais de gás; <input type="checkbox"/> a diferença entre a distância percorrida entre fluxos internacionais e a distância média do fluxo doméstico não excedam um limite definido pelo órgão regulador de tarifas. 	<p>Os órgãos reguladores europeus ACER(2013)* recomendam que a tarifa postal pode ser utilizada nos casos adicionados ao texto conforme abaixo:</p> <p><i>“The use of a postage stamp methodology should be limited to networks where one of the following criteria is met:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> <i>a significant majority (at least 2/3) of the transmission capacity (proportion to be further specified by the Network Code on Tariffs), is dedicated either to the domestic market or to crossborder gas flows; or</i> <input type="checkbox"/> <i>the difference between the average distance travelled by cross-border flows and the average distance travelled by domestic flows does not exceed a threshold, which shall be determined in the Network Code on Tariffs.” (pág. 14, ACER, 2013)</i> <p>A ANP não divulgou a capacidade utilizada para fluxos internacionais, mas considerando o consumo GASBOL de 30 MM m³/dia e o consumo médio de 100 MM m³/dia de gás natural no Brasil, as redes no Brasil atendem a proporção de serem mais de 2/3 do seu uso doméstico, cabendo o uso da tarifa postal.</p> <p><i>*Agency for the Cooperation of Energy Regulators- Framework Guidelines on Harmonised Gas Transmission Tariff Structures – 29 novembro de 2013.</i></p>
<p>IV.2 - Metodologia de Tarifação Aplicável ao Brasil¹⁷</p>	<p>“Como regra geral, as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte devem refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro. Contudo, a depender da disponibilidade de informações, podem se utilizar as metodologias alternativas de custos médios (ou padronizados) ou de custos reais (ou específicos) daquela instalação para a definição do custo a ser recuperado pelas tarifas. Enquanto o uso dos custos médios é considerado mais justo em relação aos usuários, que não seriam penalizados por ineficiências construtivas ou operativas, há risco de desconsiderar especificidades do terreno no qual a</p>	<p>Na página 19 da nota técnica é afirmado que: <i>“Como regra geral, as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte devem refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro.”</i> Valendo esta afirmação da ANP, não cabe aos agentes da cadeia do gás voltarem a discutir a necessidade ou a capacidade dos gasodutos existentes, quando os mesmos tiverem que ser repostos. Tampouco, a ANP leva em consideração a discussão da disponibilidade do insumo em um período de vida útil da rede de transporte que pode chegar a 50</p>

	<p>instalação de transporte foi construída, penalizando indevidamente os transportadores e reduzindo os incentivos ao investimento.</p> <p>O uso dos custos reais é justificado, em muitos casos, pela depreciação acelerada dos ativos, que demandaria um tratamento diferenciado entre seu valor contábil puro e a contabilidade regulatória aplicada. Esse método é recomendado na hipótese de desativação futura do ativo. Caso contrário, não refletirá o custo de reposição do ativo, conforme preconizado pela literatura. Uma terceira opção mais precisa (e trabalhosa) é efetivamente calcular o custo de reposição, ou seja, o custo real esperado no futuro¹⁹. No entanto, para fazê-lo é necessário adotar uma série de hipóteses sobre o comportamento futuro da (macro) economia e dos mercados de aço, tubos, construção civil etc. Dada a volatilidade observada no mercado brasileiro, haveria uma elevada probabilidade de equívoco nas hipóteses adotadas e, portanto, equívoco na definição de tarifas.</p> <p>Pelas razões que serão apontadas na próxima subseção e por privilegiar a metodologia mais simples e com maior disponibilidade de dados, em um primeiro momento, considera-se adequada a abordagem proposta pela PETROBRAS de utilização das receitas dos contratos de transporte vigentes para a determinação do custo unitário dos dutos (ver seção III da presente Nota Técnica). Tal medida tem a vantagem adicional de garantir que os transportadores terão garantidas as receitas esperadas no momento em que foram celebrados seus contratos de serviço de transporte, reduzindo a incerteza sobre o seu retorno pelo investimento realizado..”</p> <p>Cálculo da receita máxima requerida será calculada respeitando os princípios das melhores metodologias de regulação adotadas no Brasil e no mundo, definindo uma receita requerida máxima permitida aos transportadores considerando a depreciação e amortização de investimentos, o custo eficiente de operação e a remuneração a uma taxa média ponderada de capital compatível com os riscos do negócio de transporte de gás natural.</p>	<p>anos. A ANP com esta “regra geral” garante ao transportador uma receita de reposição em que não se sabe da necessidade, da capacidade necessária e nem quando ocorrerá. Assim, considerar o valor depreciado dos gasodutos existentes está muito mais próximo da realidade atual, sendo que a discussão da reposição deve ser considerada na revisão da tarifa de transporte com custos de investimentos e operacionais adequados à realidade do momento e assim o mercado não será onerado neste momento por um custo que pode nem existir no futuro.</p> <p>Ao adotar uma “regra geral” a ANP desconsidera o uso de custos médios ou custos reais e já define como única alternativa o custo real esperado no futuro, o que, foi considerado pela ANP como trabalhoso para calcular.</p> <p>Dessa forma, a ANP se esquivou de definir a taxa de retorno regulatória que se consideraria justa para remuneração destes ativos. Não se discute os investimentos realizados na rede de transporte e se foram feitos de forma prudente.</p> <p>A decisão de adotar as receitas dos contratos de transporte vigentes também conflita com o estabelecido no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, que regulamentou a Lei do Gás e que em seu Artigo 44 estabelece os critérios para indenização dos bens vinculados a gasodutos cujas autorizações tenham vencido:</p> <p><i>Art. 44. Vencido o prazo da autorização, os bens vinculados serão incorporados ao patrimônio da União, mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização em dinheiro, nos seguintes termos:</i></p> <p><i>I - somente será indenizada a parcela dos bens ainda não depreciados ou amortizados;</i></p> <p><i>II - o valor da indenização será definido pela ANP e considerará metodologias de valoração de ativos, tais como o valor atual e o custo de reposição dos ativos, descontadas a depreciação e a amortização havidas até a data de encerramento da autorização;</i></p>
<p>IV.2 - Metodologia de Tarifação Aplicável ao Brasil¹⁷</p>	<p>“Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locais</p>	<p>Foi utilizada a teoria de alocação de tarifas, mas deve se também considerar o contexto em que se está inserido para determinação de tarifas com sinais locais.</p>

	<p>eficientes. Desta forma, há risco, do gás natural deslocar, artificialmente, outros energéticos substitutos, em um mercado energético competitivo, aumentando o custo total do fornecimento de energia para o sistema, com consequências negativas sobre a competitividade da indústria local. No entanto, no caso brasileiro os energéticos substitutos que podem ser deslocados pelo gás natural (óleo combustível, gasolina e GLP) também tem seu monopólio de fato com a PETROBRAS, contando até com subsídios tributários. Sendo assim, não se pode afirmar que o gás natural está aumentando artificialmente o custo total, já que a ação da PETROBRAS e do governo federal e estadual, alteram artificialmente a competitividade entre os energéticos ”</p>	<p>Cabe ressaltar também que os investimentos em gasodutos, feitos a critério da Petrobras e do Governo Federal, não são necessariamente rentáveis fora de uma alocação de tarifa da forma postal. Assim, a mudança para sinal locacional poderá acarretar em uma subutilização e deslocamento da demanda de grandes consumidores para próximo dos pontos de entrada de gás.</p>
<p><i>IV.2 - Metodologia de Tarifação Aplicável ao Brasil17</i></p>	<p>(...) especificações quanto ao serviço de transporte necessário em relação a penalidades, programação, faturamento e implementação de citygates.</p>	<p>A regulamentação da tarifa de transporte a constar nos contratos de compra e venda de gás é apenas um dos pontos que deveriam ser considerados pela ANP como passíveis da sua intervenção. Além das tarifas, existem outros pontos de difícil negociação dos consumidores e distribuidoras com o monopolista da comercialização, principalmente no que se refere a cláusulas de penalidade de retirada e de programação. Uma vez que essas cláusulas foram incluídas nos contratos para preservar as questões referentes ao transporte de gás, as cláusulas do transportador com o comercializador/carregador deveriam ser espelhadas nos contratos com os consumidores e distribuidoras.</p> <p>Cabe ressaltar que hoje a Petrobras não cobra penalidades das refinarias e das suas termoelétricas e têm apresentado às distribuidoras cláusulas cada vez mais restritivas de programação e penalidades cada vez mais altas por retiradas maiores que a contratada, erros de programação, a menor ou a maior. Além disso, o valor das penalidades é baseado no preço do gás cheio (commodity + transporte) o que não faz sentido, uma vez que penalidades que afetam o transporte do gás deveriam ser baseadas somente na parcela de transporte. Como a ANP não regula essas questões, a cobrança fica desproporcional e extremamente distinta entre os contratos de compra e venda de gás firmados pela Petrobras.</p> <p>Vale lembrar que a decisão da Quantidade Diária Contratada (QDC) é diretamente influenciada pelas cláusulas de penalidade, principalmente quando a Petrobras impõe unilateralmente uma cláusula de retirada acima da QDC, o que influencia diretamente na ociosidade dos gasodutos de transporte. Ou seja, a distribuidora é obrigada a contratar uma</p>

		<p>QDC maior para evitar pagamento de penalidade. Isto ocorre, pois, as apurações de retirada a maior ou erro de programação consideram as retiradas diárias e as apurações dos compromissos contratuais consideram a média mensal ou anual. Ora é sabido que as indústrias reduzem o consumo no fim de semana o que impacta a média mensal de retirada. Portanto, dificilmente a distribuidora consegue definir uma QDC adequada ao suprimento do mercado e ao mesmo tempo menores pagamentos de compromissos contratuais. Há necessidade de alguma flexibilização nestes quesitos, assim como tratamento isonômico para fábricas de fertilizantes, refinarias e termoelétricas, independente de quem seja proprietário/operador.</p> <p>Existe também a falta de regulamentação quanto a ampliação e construção de novos pontos de entrega. Como as regras não são definidas, as distribuidoras são obrigadas a construir novas redes de distribuição quando apenas um novo ponto de entrega poderia atender de maneira mais econômica a todos da cadeia. Além disso, a Petrobras exige cerca de 36 meses para construir um novo ponto de entrega, e o custo de implantação é discricionário, sem regras e transparência para as distribuidoras e demais potenciais consumidores livres.</p>
<p>IV.3 - Cálculo da Parcela do Preço Referente ao Transporte pela SCM/ANP</p>	<p>(...)A capacidade ociosa do sistema será repassada integralmente ao carregador, que passará a ter incentivos para melhorar o uso da rede de transportes, e assim promover a alocação dessa capacidade não utilizada.</p>	<p>O cálculo da ociosidade deveria considerar os atrasos de planejamento/implantação de projetos pela Petrobras como UFN-III, UFN-IV e UFN-V, por exemplo. Além disso, como ressaltado anteriormente, os agentes ao final da cadeia não tiveram qualquer poder de decisão sobre a capacidade planejada dos gasodutos, não cabendo uma divisão para esses agentes da parcela que caberia exclusivamente à Petrobras. Deve-se avaliar se o consumo potencial de gás natural pelas fábricas de fertilizantes, refinarias e termoelétricas estimado pela Petrobras equivale à capacidade reservada para eles, uma vez que os dados de consumo não foram comparados com o consumo máximo já registrados destas unidades, nem mesmo com o planejamento de ampliação das mesmas.</p> <p>Se considerarmos a capacidade de oferta ao sistema de transporte, 41 milhões de m³/dia das estações de regaseificação de gás, 30 milhões de m³/dia do GASBOL e 84 milhões de m³/dia de capacidade das UPGNs (<i>informações do boletim de gás do MME ago/2016</i>), o total que a rede de transporte poderia transportar seria no máximo 152,5 milhões de m³/dia, já</p>

		<p>descontados o consumo da própria rede de transporte de 2,5 milhões m³/dia. Isso resulta em uma ociosidade de 34,8% e não de 51 % considerado na nota técnica e considerado o consumo de 99,5 milhões de m³/dia. Isso considerando que os campos de produção poderiam entregar toda essa capacidade para as UPGNs, sendo que a própria ANP no workshop feito no dia 25/11/2016 apresentou uma capacidade de produção para 2016 de 54,6 milhões, nesse caso, a ociosidade seria de 20,8%.</p> <p>Fica claro que o repasse da ociosidade é discricionário e repassa para o mercado um custo de ociosidade que não pode ser preenchido.</p> <p>No leilão A-0 realizado no início de 2015* pela ANEEL, a Petrobras determinou que alguns pontos de entrega não teriam capacidade de entrega suficiente para se instalar uma térmica, contrariando, inclusive o estabelecido nos contratos de compra e venda de gás natural. Portanto, deve se avaliar se essa capacidade ociosa considerada foi definida em relação aos contratos ou em relação a capacidade real dos gasodutos de transporte.</p> <p>A definição das distribuidoras que compartilharão a capacidade ociosa de cada subsistema é arbitrária pela ANP e não reflete a movimentação de gás que é cobrada de cada uma.</p> <p>Outra questão em aberto, se a capacidade ociosa deve ser repartida entre os usuários da rede, então a propriedade da capacidade deixa de ser do carregador, já que ele não paga mais por ela.</p> <p>*nota técnica NP-EPE-DPG-SPG-001/2015/r0 Nota Informativa nº2/2015-DGN/SPG-MME de 23/04/2015</p>
<p><i>IV.3 - Cálculo da Parcela do Preço Referente ao Transporte pela SCM/ANP</i></p>	<p>Ainda com relação à cobrança do custo da ociosidade, se propõe que a distribuição do custo da ociosidade de cada gasoduto individualmente, de acordo com os seguintes critérios (ver Tabela A2 no Anexo da presente Nota Técnica):</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Malhas Nordeste: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás e Bahiagás; <input type="checkbox"/> Gasoduto Pilar Ipojuca: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás e Bahiagás; <input type="checkbox"/> Gasoduto Atalaia Laranjeiras: arcado pelos usuários localizados na área de concessão da Sergás; 	<p>A distribuição de custo de ociosidade adotada não reflete a movimentação do gás faturado nas distribuidoras. A ANP pode verificar mediante solicitação das notas fiscais de faturamento de gás apresentadas pela Petrobras.</p> <p>A divisão da ociosidade está retratando apenas as Distribuidoras de Gás Natural, a ANP ignora dessa forma a distribuição da ociosidade das Refinarias e Fafens que não utilizam a rede de distribuição conforme preconizado pela Lei do Gás.</p> <p>Também deve se considerar as UTEs da Petrobras: embora utilizem as redes de distribuição (ou paguem margem apenas)</p>

	<p>☐ GASENE Norte (Gasoduto Cacimbas-Catu): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;</p> <p>☐ GASENE Sul (Gasodutos Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;</p> <p>☐ GASDUC III: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;</p> <p>☐ Malha Sudeste (Conjunto): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás e Sulgás;</p> <p>☐ Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás e Sulgás;</p> <p>☐ Gasoduto Paulínia-Jacutinga: arcado pelos usuários localizados na área de concessão da Gasmig; e</p> <p>☐ Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás, Sulgás e MSGás.</p>	<p>as mesmas entraram no cômputo da demanda apenas com os volumes previstos para consumo em 2016.</p>
<p><i>IV.3 - Cálculo da Parcela do Preço Referente ao Transporte pela SCM/ANP</i></p>	<p>(iv) abatimento de 75% do custo de transporte a ser repassado referente ao Gasoduto Paulínia-Jacutinga, uma vez que a SCM/ANP não entende ser razoável que as distribuidoras devam arcar com os 3,75 MMm³/dia da capacidade do gasoduto que não se encontram disponíveis pela inexistência do Ponto de Entrega Jacutinga II.</p>	<p>O carregador só garante 1,25 MM m³/dia no ponto de entrega de Jacutinga. Além disso, a alocação deste ponto apenas para Minas Gerais gera distorções, já que a maior parte da sua extensão é no estado de São Paulo. Dessa forma, não existe um incentivo ao transportador/carregador para colocar novos pontos de entrega ao longo do gasoduto.</p>
<p>V - CRONOGRAMA DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO PARA ALOCAÇÃO DOS</p>	<p>Nesse sentido, propõe-se o seguinte cronograma:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2017: <ul style="list-style-type: none"> ○ Período de discussão e cálculo da receita requerida; ○ Manutenção da tarifa postal; ○ Apresentação pela ANP de diversas metodologias de alocação de custos e o seu impacto esperado. 	<p>Adoção de qualquer modelo de tarifas deve ter a transparência de forma que outros agentes possam replicar o modelo. A escolha do modelo de alocação de custos também deve ser especificada mostrando os impactos e a forma como cada modelo pode mudar a tarifa de transporte sendo quantificados os ganhos e diferenças de cada modelo. A previsibilidade do modelo proposto é uma questão reforçada pelos reguladores europeus. A própria transição de modelos proposta pela</p>

<p>CUSTOS DE TRANSPORTE NAS PARCELAS DE TRANSPORTE DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Modelagem da rede: apresentação dos dados e estudos da topologia de rede pela ANP para melhor definição dos pontos de entrega e pontos de recebimento a serem considerados ○ Área de abrangência: Nacional ○ Discussão e determinação a nível nacional das formas de cobrança de penalidade, faturamento, programação e normas técnicas para implementação de citygates para equalizar a forma de transporte que os transportadores/carregadores podem repassar aos consumidores finais. ○ Regras claras de venda de capacidade do sistema. ● 2018: <ul style="list-style-type: none"> ○ Apresentação de cronograma conforme estudos realizados em 2017. ○ Regras claras de transição em que os agentes possam prever a tarifa a ser praticada nos períodos de revisão de tarifas. 	<p>ACER(2013)* tem sua previsão de implementação para 4 anos depois da regulamentação dos princípios em 2017, ressaltando que eles ficaram por quase 1 ano em consulta pública e discussões. A ANP propõe uma transição sem previsibilidade com menos de 1 anos de implementação e uma discussão de 60 dias.</p> <p>Os contratos de comercialização de gás, no que diz respeito ao transporte devem ser padronizados para todos os agentes.</p> <p><i>*Agency for the Cooperation of Energy Regulators- Framework Guidelines on Harmonised Gas Transmission Tariff Structures – 29 novembro de 2013.</i></p>
<p>Demais questões em aberto</p>	<p>(..) questões que não foram respondidas pela nota técnica que deveriam ser tratadas na regulamentação das tarifas de transporte.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Quem precisar alterar uma QDC de um contrato de compra e venda de antes da Lei do Gás, tem que ter o custo de transporte alterado? Quem não mudar o contrato vai ser favorecido ou vai ser obrigado a alterar também? ● O novo proprietário da rede de transporte vai receber a parcela de transporte diretamente dos contratos das distribuidoras ou vai receber da Petrobras? ● No momento da renovação dos contratos, só poderão ser assinados contratos na precificação determinada pela ANP, ou quem vai renovar pode ter a mesma precificação que a Petrobras Carregadora tem no seu contrato com a Transportadora? ● Os consumidores livres poderão comprar capacidade dos contratos de compra e venda de gás das distribuidoras? Eles também vão pagar pela ociosidade dos gasodutos?

Este formulário deverá ser encaminhado à ANP para o endereço eletrônico: scm@anp.gov.br.