



Contribuição da FIESP à Consulta Pública ANP nº 011/2026

A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) manifesta seu apoio à iniciativa da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em promover a discussão sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* - RCM) para valoração dos ativos referentes aos Contratos Legados das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS (Malha Sudeste) e Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (Malha Nordeste), no âmbito da 2ª Fase do Plano de Ação para o Ciclo Tarifário 2026-2030.

A proposta de adoção da metodologia de RCM está alinhada ao princípio regulatório de evitar o duplo pagamento por ativos já amortizados, garantindo que o custo de transporte de gás reflita a realidade econômica dos investimentos e assegure tarifas justas e competitivas para a indústria paulista e brasileira, em prol dos consumidores e de toda a sociedade.

1. Contextualização

A transição dos contratos legados para o novo regime tarifário no setor de transporte de gás natural brasileiro representa a passagem de um modelo histórico de monopólio verticalizado para um ambiente regulatório competitivo e de acesso aberto. Enquanto a CP ANP 03/2026 debateu a aprovação conceitual e a mudança estrutural para a metodologia RCM, a CP ANP 11/2026 avança para a aplicação regulatória prática desse método, focando diretamente no cálculo e na valoração real dos ativos legados das redes da NTS e da TAG para evitar problemas como a dupla recuperação de capital e garantir a modicidade tarifária. Essa transição ocorre em etapas e sob premissas regulatórias rigorosas e detalhadas.

Entre os anos de 2006 e 2025, o transporte de gás natural nas Malhas Sudeste e Nordeste foi realizado sob os chamados Contratos Legados, firmados em um contexto anterior à abertura do mercado e à vigência da Nova Lei do Gás (Lei nº 14134/2021). Nesse período, as tarifas eram definidas por negociação entre partes relacionadas, sem uma metodologia regulatória baseada em custos eficientes ou na definição de uma Base Regulatória de Ativos (BRA).

Com o encerramento desses contratos, inicia-se, a partir de 2026, um novo ciclo regulatório baseado no regime *ex-ante*, em que as tarifas passam a ser aprovadas pela ANP a partir da Receita Máxima Permitida (RMP). Para isso, torna-se indispensável definir a BRA inicial das Malhas Sudeste e Nordeste, correspondente ao valor econômico da infraestrutura ainda passível de remuneração.

O principal desafio dessa transição consiste em estabelecer esse valor sem gerar dupla recuperação de capital, evitando que investimentos já remunerados ao longo dos contratos legados sejam novamente incorporados às tarifas futuras. Trata-se de um tema central para conciliar segurança jurídica, remuneração adequada dos investimentos e modicidade tarifária.

Para enfrentar esse desafio, a ANP adotou o Método do Capital Recuperado (RCM), que reconstrói retrospectivamente os fluxos financeiros dos contratos legados para estimar o montante do investimento originalmente realizado que ainda não foi recuperado. A partir dessa abordagem,

busca-se estabelecer uma BRA compatível com o novo ambiente regulatório e alinhada aos princípios de eficiência econômica.

2. Cronograma dos Contratos Legados e da Infraestrutura de Transporte

Embora alguns arranjos contratuais e operacionais tenham sido formalizados e produzam efeitos a partir de 2007, a modelagem retrospectiva do RCM adotou o período compreendido entre janeiro de 2006 e dezembro de 2025 (totalizando 20 anos de vigência). O estudo considera 31 de dezembro de 2005 como data-base para a avaliação inicial dos ativos e 1º de janeiro de 2006 como início da recuperação econômica do capital. Ainda que o contrato formal tenha como marco o ano de 2007, a análise da ANP parte de 2006 para reconstruir a trajetória de receitas, custos, remuneração do capital e amortização dos investimentos ao longo do período dos Contratos Legados.

Tabela 1 – Contratos legados com o término em 2025.

Contrato Legado	Transportador	Início	Término	Capacidade (mil m ³ /dia)
Malha Nordeste	TAG	01/08/2007	21/12/2025	21500
MALHAS SE	NTS	01/08/2007	31/12/2025	43800

Tabela 2 – Contratos Legados com o término para o próximo Ciclo Tarifário.

Contrato Legado	Transportador	Início	Término	Capacidade (mil m ³ /dia)
GASPAJ	NTS	15/01/2010	14/01/2030	5000
GASDUC III	NTS	11/12/2020	11/11/2030	40000
Urucu-Coari- Manaus	TAG	01/12/2010	01/12/2030	6690
MALHAS II	NTS	01/12/2009	13/10/2031	49400
GASTAU	NTS	01/12/2011	30/11/2031	20000
Pilar-Ipojuca	TAG	01/12/2011	30/11/2031	15000
GASENE - Norte	TAG	10/11/2008	09/11/2033	10300
GASENE - Sul	TAG	10/11/2008	09/11/2033	20000

Historicamente, a rede de transporte de gás natural foi desenvolvida de forma verticalizada pela Petrobras ao longo das décadas de 1970, 1980 e 1990. Ao ingressarem no novo ciclo regulado em 2026, esses ativos registram uma idade operacional que varia de 30 a 50 anos. Abaixo estão detalhados os tempos de operação prévia que cada gasoduto legado já acumulava em 31/12/2005, antes do início do fluxo do contrato legado (2006–2025):

Tabela 3 - Malha Sudeste (NTS) — Tempo de Operação Prévia a 2006.

Gasoduto / Ativo	Ano de Início de Operação	Idade / Tempo de Operação Prévia (até 31/12/2005)
GASVOL (Reduc–Volta Redonda)	1986	20 anos
GASPAL (Volta Redonda–Recap)	1988	18 anos
GASAN (Recap–RPBC)	1993	13 anos
GASBEL I (Reduc–Regap)	1996	10 anos
GASDUC II (Tecab–Reduc)	1996	10 anos
Ramais 16" e 20" (Anel de Gás)	2005	1 ano

Tabela 4 - Malha Nordeste (TAG) — Tempo de Operação Prévia a 2006.

Gasoduto / Ativo	Ano de Início de Operação	Idade / Tempo de Operação Prévia (até 31/12/2005)
Candeias-Aratu 12"	1970	36 anos (Acima da vida útil de 30 anos)
Sergipe-Bahia (GASEB)	1974	32 anos (Acima da vida útil de 30 anos)
SAN-CAM 14" (Santiago–Camaçari)	1975	31 anos (Acima da vida útil de 30 anos)
CAN-CAM 12" (Candeias–Camaçari)	1981	25 anos
NORDESTÃO (Guamaré–Cabo)	1986	20 anos
SAN-CAM 18" (Santiago–Camaçari)	1992	14 anos
GASFOR (Guamaré–Pecém)	2000	6 anos
GASALP (Pilar–Cabo)	2001	5 anos
Ramal FAFEN-SERGAS	2001	5 anos
Loop do Nordeste	2001	5 anos

Ramal Termopernambuco	2003	3 anos
Ramal Termofortaleza	2003	3 anos
Ramal Aracati	2004	2 anos
Ramal Santa Rita	2005	1 ano

3. Do Método RCM

A utilização do Método RCM não constitui uma discussão recente no setor, tendo sido amplamente debatida no âmbito regulatório da ANP. Nesse contexto, a publicação da Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e da Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ representa um importante avanço na consolidação de uma metodologia regulatória mais estruturada, transparente e tecnicamente fundamentada.

Na ausência de dados contábeis auditados sobre o custo de construção física original das redes antigas, a metodologia adota o Custo de Reposição Novo (CRN) de referência e aplica um modelo de depreciação física para calibrar o desgaste técnico dos dutos e estabelecer o Valor de Reposição Depreciado (VRD) numa data-base determinada (no caso 31/12/2005 para esta análise), o qual passa a servir de âncora física e dado de entrada para a abertura da BRA de 2006. A partir desse marco inicial, o RCM reconstrói de forma recursiva os fluxos de caixa históricos reais ao longo dos 20 anos de vigência dos contratos legados (2006–2025), deduzindo das receitas líquidas anualmente arrecadadas as despesas operacionais eficientes (Opex), os tributos incidentes (IRPJ e CSLL) e o custo de oportunidade regulatório (WACC).

A FIESP acompanhou as discussões relacionadas à adoção do RCM como metodologia para definição da BRA, contribuindo para o debate sobre os critérios aplicáveis à valoração dos ativos de transporte de gás natural.

Entretanto, entendemos que é necessário revisitar o método de depreciação utilizado. A depreciação contábil linear é o critério adequado para a base inicial, principalmente neste caso. Os ativos das Malhas SE e NE operaram sob remuneração garantida a 100% de capacidade contratada, reconhecendo implicitamente a recuperação linear do capital investido. Além disso, a ANP não dispõe de laudos técnicos de inspeção ou relatórios de condição individualizados dos gasodutos. O método Ross-Heidecke pressupõe avaliação subjetiva do estado aparente do ativo, aplicável a edificações inspecionáveis visualmente, e não a gasodutos enterrados, cuja depreciação depende de medições técnicas objetivas (corrosão, perda de espessura, vida útil operacional). Na ausência dessas evidências, a prudência regulatória impõe o critério linear, mais conservador e verificável.

Contudo, apoiamos a determinação que a metodologia proposta é legítima e conceitualmente consistente, sobretudo por considerar as particularidades da formação histórica da infraestrutura de transporte e o processo de recuperação dos investimentos realizados ao longo da vigência dos contratos legados.

4. Fundamentação Econômica e Jurídica da Aplicação do RCM

A história da formação dessas malhas em análise é caracterizada por contratos de longo prazo com tarifas negociadas bilateralmente e forte assimetria informacional. Sob as regras do regime *ship-or-pay*, as transportadoras receberam fluxos constantes de receita que garantiram a remuneração integral de seus custos e o retorno de seus investimentos, independentemente da utilização física da rede. Ao apresentar os dados quantitativos correspondentes, as Notas Técnicas elaboradas no âmbito desta CP evidenciam essa realidade financeira.

Na Malha Sudeste (NTS), com um CRN de US\$ 802,58 milhões e um VRD físico de US\$ 525,22 milhões, a receita líquida histórica arrecadada atingiu R\$ 22,87 bilhões. O resultado do cálculo retrospectivo do RCM é inequívoco: o capital investido foi integralmente recuperado, resultando em um saldo residual negativo de R\$ -83,5 milhões, ou seja, não há capital residual a recuperar. Nesse caso, para fins tarifários, a base remunerável deve ser zerada para o próximo ciclo.

Na Malha Nordeste (TAG), cujo CRN foi estimado em US\$ 815,35 milhões e o VRD em US\$ 450,14 milhões, a receita líquida acumulada de R\$ 22,78 bilhões resultou em um saldo residual positivo de R\$ 594,98 milhões. Esse valor, equivalente a cerca de 12,5% do capital disponível para recuperação, é a única parcela que permanece economicamente elegível a receber remuneração futura.

A tentativa das transportadoras de rejeitarem o RCM para impor tarifas baseadas exclusivamente no CRN bruto ou no Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) gera distorções econômicas inadmissíveis. As transportadoras defendem que o CHCI é “correto” e neutro. No entanto, esse método atualiza o custo contábil pela inflação e deduz apenas depreciação linear, ignorando completamente as receitas históricas.

Se adotada a proposta original das empresas, a BRA da TAG alcançaria R\$ 5,6 bilhões e a da NTS chegaria a R\$ 5,3 bilhões. Esse desenho regulatório ineficiente resultaria no repasse direto de cerca de R\$ 10,9 bilhões aos usuários, os quais pagarão novamente por ativos já amplamente remunerados via contratos legados, caracterizando dupla remuneração.

O CRN também se baseia no custo atual de reposição, o que infla a base mesmo quando o capital já foi recuperado. Ambos os métodos tratam o investimento como se ainda estivesse integralmente em risco, quando os fluxos de caixa comprovam o contrário. São metodologias “cegas” ao histórico real de fluxo de caixa.

Conforme manifestado no apoio técnico da FIESP à CP 03 da ANP, e convergente com o posicionamento de grande parte do mercado, a adoção do método RCM é capaz de evitar essa sobre recuperação de capital, impedindo que rendas extraordinárias e lucros inesperados (*windfall gains*) sejam indevidamente extraídos do mercado produtivo.

A metodologia RCM evita essa distorção, no caso dos contratos legados, porque reconstrói o valor residual da seguinte forma:



$$BRA_{Residual} = BA_{de_Abertura} + \sum Capex - \sum Baixas - \sum Retorno_do_Capital$$

$$(Retorno_do_Capital = Receitas - Opex - BRA * WACC - Impostos)$$

De acordo com os cálculos da ANP, quando as receitas superam os custos e há remuneração justa, o saldo cai drasticamente. Isso garante que os usuários não paguem duas vezes pelos mesmos gasodutos.

Para a FIESP, assegurar que a BRA reflita estritamente o saldo remanescente não recuperado protege diretamente a competitividade da indústria nacional. Uma vez que garante apenas a remuneração do capital investido que, de fato, ainda não foi recuperado.

As defesas corporativas que sustentam a ilegalidade do RCM por suposta quebra do ato jurídico perfeito ou retroatividade regulatória não se sustentam a uma análise rigorosa. A ANP tem competência para definir a metodologia de valoração da BRA e para escolher critérios que preservem eficiência, modicidade tarifária e adequada remuneração do capital ainda não recuperado. É explícito que a ANP não está alterando as condições comerciais pretéritas nem exigindo a devolução de receitas apropriadas sob o império dos antigos contratos. A regulação de tarifas para o ciclo 2026-2030 é prospectiva.

Conforme assentado pelo Supremo Tribunal Federal, os agentes econômicos não possuem direito adquirido a metodologias tarifárias ou regimes jurídicos de regulação. Ademais, o Art. 7º, inciso IV, da Resolução ANP nº 991/2026 determina que ativos já recuperados pelas tarifas de transporte sejam sumariamente excluídos do valor de abertura da BRA. Da mesma forma, as alegações de assimetria informacional e lacuna de dados históricos não constituem obstáculo à utilização do RCM.

A correspondência oficial da Petrobras enviada à NTS (G&E/PGE DPBR-2026-38025), anexada ao processo da ANP nº 48610.209490/2025-12 documento 6006209, enterra em definitivo a narrativa de documentos unilaterais informais, confirmando que os dados de faturamento histórico e as memórias de cálculo de tarifas são oficiais, auditáveis e constavam ostensivamente no *Data Room* oferecido aos compradores privados durante o processo de privatização das transportadoras. O comprador, portanto, conhecia a amortização financeira real do ativo que estava adquirindo.

A diferenciação metodológica em relação à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) também não configura afronta ao princípio da isonomia. A igualdade material exige que situações distintas recebam tratamento proporcionalmente distinto. A TBG foi estruturada como uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) em uma lógica de *project finance*, mantendo contabilidade inteiramente segregada, rastreável e auditável desde o primeiro quilômetro de duto construído.

Por outro lado, a NTS e a TAG operaram sob o escudo da integração vertical com a controladora e agente dominante estatal, marcadas por um *pool* de custos administrativos comuns, cisões societárias complexas e ausência completa de contabilidade individualizada por malha antes de 2018. Essa particularidade histórica e operacional impõe o RCM como a única via tecnicamente viável para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro legítimo. Com o amparo das

competências conferidas pelas Leis nº 9.478/1997 e nº 14.134/2021, a consolidação do RCM é um avanço regulatório histórico para o setor de infraestrutura no Brasil.

5. Análise Comparativa Multissetorial: O Precedente Regulatório do Setor Elétrico

A MP nº 579/2012 (Lei nº 12.783/2013) presumiu, por decreto legislativo, que os ativos de transmissão de energia elétrica anteriores a 2000 estariam totalmente amortizados, sem qualquer reconstituição técnica do histórico de receitas e depreciação. A premissa se revelou equivocada: a lei teve que ser revisada para prever indenização dos bens reversíveis, e o passivo ficou represado por anos, "esterilizado" nas concessionárias, só entrando no processo tarifário em 2017. Neste caso, o erro foi a ausência de metodologia.

O RCM segue o caminho oposto, uma vez que reconstrói o fluxo de caixa histórico de cada contrato legado para apurar quanto do investimento ainda não foi recuperado. E este é, exatamente, o exercício técnico que faltou ao setor elétrico em 2012.

Essa exigência de rigor é justificada no gás por uma diferença estrutural: os contratos da NTS e TAG nasceram como negócios não regulados, sob controle da Petrobras, com tarifas livremente pactuadas. A reconstituição de fluxo de caixa única é, atualmente, a forma tecnicamente defensável de apurar capital não recuperado quando não houve regulação prévia da receita.

A crítica de que o RCM depende de dados sem lastro verificável inverte o ônus. Isso porque, a lacuna existe porque as próprias empresas não mantiveram contabilidade regulatória segregada desde a construção dos ativos, decisão delas, não da ANP.

Quanto ao instrumento normativo, a opção por resolução técnica, e não lei, reforça a robustez do método. Foi justamente a tentativa do Legislativo de fixar, por norma genérica, um critério uniforme de amortização que gerou o erro do setor elétrico. Uma agência especializada, decidindo caso a caso, está mais capacitada para essa apuração.

6. Outros Pontos Sensíveis

Afora as considerações acima, uma outra divergência crítica é o uso do IGP-M no cálculo do WACC. O IGP-M faz sentido para refletir o reajuste contratual das receitas históricas, mas seu uso para converter WACC real em nominal distorce a trajetória de recuperação do capital, sobretudo em períodos de alta volatilidade. A própria experiência brasileira em contratos de infraestrutura celebrados nas décadas de 1990 e 2000 ilustram esse problema. Em períodos de forte volatilidade cambial e estresse macroeconômico, o IGP-M gera reajustes muito superiores à inflação efetivamente percebida pelos usuários.

Com base nesse histórico, a FIESP defende o uso do IPCA como índice de referência ao cálculo do WACC e da decomposição de seu efeito sobre o saldo final da BRA. O uso do IPCA reduz os impactos de eventuais volatilidades macroeconômicas, além de ser a referência utilizada pelo Banco Central

do Brasil (BCB) para definir a taxa básica de juros, a Selic, que, por sua vez, refere a taxa do ativo livre de risco doméstico, o custo de oportunidade, a NTN-B.

Em relação à estrutura de capital, de acordo com a planilha disponibilizada, a ANP considera uma relação entre capital próprio e capital de terceiros de 60/40, com spread de dívida de 2%. No entanto, não há justificativa da agência em relação a essa consideração, uma vez que na Nota Técnica nº 027/2006-SCM, sobre a metodologia de cálculo do WACC, utilizada pela ANP na presente Consulta Pública, infere a proporção 40/60, ou seja, utiliza a referência de países emergentes, sendo 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros e spread de 2,5%. A FIESP chama a atenção, uma vez que a combinação entre capital próprio e capital de terceiros influencia diretamente o resultado final do WACC.

Mais um ponto de atenção é que a ANP não justifica a alteração da janela temporal utilizada para o cálculo do prêmio de risco de mercado, aplicando uma média histórica de longo prazo desde 1928, ao utilizar a média da diferença entre o retorno histórico do índice S&P 500 e o retorno do ativo livre de risco, em geral, apurada em uma janela de 10 anos (considerando T-Bond 10y e NTN-B de 10 anos como ativo livre de risco). Assim, é fundamental manter a referência de média decenal adotada para uma melhor tradução das condições da conjuntura econômica e de mercado.

Outra divergência é o tratamento do OPEX e do CAPEX incremental. O OPEX informado pela Petrobras/Transpetro e pela NTS é necessário para reconstruir a trajetória econômica, mas não deve ser aceito automaticamente como custo eficiente. Além disso, itens como “pig” instrumentado devem ser tratados, em regra, como despesa de integridade/OPEX, salvo comprovação de que aumentaram capacidade, vida útil ou substituíram ativo com baixa correspondente. Caso contrário, há risco de dupla contagem: o item entra como CAPEX remunerável e ainda melhora artificialmente a avaliação de conservação do ativo.

7. Contexto da Competitividade Industrial

A urgência na consolidação de uma tarifa de transporte justa e aderente à realidade contábil dos ativos legados é evidenciada pelo grave cenário de desindustrialização que acomete o parque produtivo paulista e nacional. Na última década, o mercado industrial de gás canalizado registrou retração de 25% no volume movimentado e queda de 36% no consumo médio por usuário, reflexo de uma barreira tarifária asfixiante. No Brasil, os custos de transporte e distribuição respondem por mais de 30% do preço final do gás, enquanto nos países desenvolvidos essa fatia é inferior a 15%.

O paradoxo é alarmante, ainda que a molécula fosse disponibilizada gratuitamente na boca do poço, o custo da infraestrutura brasileira superaria o preço total do gás natural nos Estados Unidos e seria quase o dobro do cobrado no Canadá. O resultado prático é a desativação de linhas de produção e de plantas industriais inteiras, em razão do custo insustentável do gás como insumo.

Essa realidade penaliza justamente o segmento que ancora a sustentabilidade econômica do setor de gás. Ao se expurgar o consumo volátil das termelétricas, verifica-se que a indústria responde por 60% a 70% do volume total movimentado pelas distribuidoras, sendo o motor que viabiliza a



amortização física da infraestrutura de transporte por meio de demanda firme e previsível, fundamental à sustentação da Receita Máxima Permitida (RMP) das transportadoras.

A FIESP reafirma seu compromisso com o livre mercado e com a remuneração justa dos investimentos em infraestrutura, reconhecendo como legítimo o direito das transportadoras a retornos adequados sobre o capital efetivamente investido. O que não se pode admitir, contudo, é a dupla remuneração sobre ativos já integralmente amortizados ao longo de vinte anos de faturamento, prática que inviabiliza a indústria de base (química, petroquímica, fertilizantes, siderurgia, vidros, cerâmicas e outras), pilar de sustentação do PIB brasileiro.

Sob essa ótica, a valoração da BRA deve ancorar-se na Doutrina de Infraestruturas Essenciais. Gasodutos constituem monopólios naturais, cuja duplicação de redes é economicamente proibitiva, de modo que a doutrina antitruste exige que o detentor de infraestrutura essencial garanta acesso a terceiros mediante tarifas razoáveis e tecnicamente justificadas.

A fixação de um precedente técnico e contábil rigoroso na aplicação do RCM nesta Consulta Pública nº 11/2026 é vital, pois servirá de base conceitual para a modelagem tarifária dos próximos ciclos tarifários dos gasodutos, e até mesmo, para outras infraestruturas essenciais do setor. Caso a ANP transija na aplicação do RCM nos gasodutos da NTS e da TAG, abrirá precedente de fragilidade metodológica que contaminará a regulação das UPGNs e do escoamento, por exemplo, perpetuando um problema crônico do setor de gás do país.

Diante do exposto, a FIESP reitera seu apoio integral à consolidação do RCM como via contábil legítima para a valoração dos ativos dos Contratos Legados. Sua aplicação é necessária para evitar repasses indevidos.

Vantagens do RCM para o setor de gás, consumidores e para o País:

- Redução tarifária relevante em rotas de transporte importantes, aumentando a competitividade do gás natural para a indústria, geração termelétrica e expansão do mercado;
- Sinalização eficiente: Diferencia ativos legados (já pagos) de novos investimentos, direcionando capital para expansão real;
- Isonomia e abertura do mercado: Evita que o mercado industrial subsidie retornos excessivos, promovendo condições equitativas; e
- Transparência e eficiência: Corrige distorções do regime negociado anterior sem punir investimentos futuros.

A escolha regulatória é clara: ou o Estado chancela a perenização de margens monopolistas sobre ativos já pagos pelo usuário, ou aplica a racionalidade do RCM, preservando ao mesmo tempo o ambiente de livre mercado e a atratividade a novos investimentos, transformando assim o gás natural de barreira competitiva em alavanca de desenvolvimento, reativação fabril e geração de empregos para o país.