

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA ANP Nº 11/2026

ILDO LUÍS SAUER

Professor Titular do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, ex-diretor de Gás e Energia da Petrobras

NILTON BISPO AMADO

Pesquisador do Instituto de Energia e Ambiente da USP

DELANNEY DI MAIO

Pesquisador do Instituto de Energia e Ambiente da USP

OBJETO: Análise da Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e da Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ – Aplicação do Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Method – RCM*) para valoração dos ativos referentes ao Contrato Legado das Malhas Sudeste (NTS) e Nordeste (TAG).

Índice

Sumário Executivo	3
1. Introdução.....	5
2. Diagnóstico da Infraestrutura e a Premência de Expansão.....	8
3. Incompatibilidades Econômicas e Institucionais do Método do Capital Recuperado	17
4. A Interdependência entre Base Regulatória de Ativos e Taxa de Retorno dos Investimentos	23
5. Conclusão e Recomendações	29
Referências	31
O que é o CPLEN?	34
O que é a Lumen?.....	35

Sumário Executivo

A presente contribuição submete à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) uma análise analítica e estrutural acerca das Notas Técnicas nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, que propõem a aplicação do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) para a valoração regulatória dos ativos das Malhas Sudeste (NTS) e Nordeste (TAG).

Esta contribuição técnica demonstra que a transposição do RCM para o ecossistema tarifário nacional gera severas inconsistências teóricas, jurídicas e institucionais, desalinhando-se do modelo de Receita Máxima Permitida (RMP) e das premissas do regime de autorização revisto pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás).

Em primeiro lugar, constata-se a total incompatibilidade da gênese do método, visto que o RCM foi desenvolvido estritamente para mediação de disputas comerciais em gasodutos desregulados de livre negociação, desprovidos de ciclos tarifários *ex-ante* ou de fixação de Base Regulatória de Ativos (BRA), inexistindo registro de sua aplicação na regulação de preços convencional em jurisdições maduras sob planejamento integrado.

Adicionalmente, evidencia-se a inconsistência da hipótese de separabilidade adotada pela agência, a qual tratou a determinação da taxa de retorno em processo estanque e dissociado da valoração da base de ativos. Sob a ótica da teoria financeira, ambas as grandezas são economicamente interdependentes, de modo que, ao propor uma compressão retrospectiva isolada sobre a BRA, o regulador assume tacitamente a insensibilidade do risco sistemático, representado pelo coeficiente beta, a variações no capital reconhecido ($d\beta/dB = 0$). Esse pressuposto de neutralidade derivativa destrói o nexo de causalidade econômica, fragiliza o equilíbrio econômico-financeiro de longo prazo da concessão e compromete a modicidade tarifária sob uma perspectiva intertemporal.

Sob a ótica institucional, a infraestrutura de transporte de gás natural caracteriza-se por elevada especificidade de ativos e custos afundados (*sunk costs*), operando sob um regime de autorização que transfere o risco integral de ociosidade e desconstrução da capacidade diretamente ao agente privado.

Sob tais condições, a reinterpretação de receitas contratuais passadas e lícitas como uma amortização antecipada de capital configura uma assimetria regulatória *ex-post* prejudicial à sustentabilidade do setor, violando o princípio da confiança legítima e aplicando uma sanção retroativa por via transversa. Tal precedente metodológico instaura um grave risco de contágio transversal sobre todo o ecossistema energético brasileiro, gerando incertezas sistêmicas sobre os modelos econômicos de outras infraestruturas essenciais de alta especificidade, como gasodutos de escoamento *offshore*, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e refinarias.

Por fim, ressalta-se o severo desalinhamento entre o método proposto e as metas do planejamento energético federal, uma vez que a malha de transporte nacional permanece aquém das necessidades de expansão, escoamento do Pré-Sal e das novas fronteiras exploratórias, bem como a integração descentralizada do biometano.

A descapitalização artificial decorrente da erosão da base de ativos compromete a capacidade financeira das transportadoras para executar os reforços de rede, interconexões e demais expansões previstas no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, convertendo a transição energética em uma disputa por escassez física de dutos.

Diante desse conjunto de evidências, recomenda-se que a ANP rejeite a aplicação do RCM para fins tarifários e adote métodos prospectivos (*forward-looking*) e auditáveis, assegurando o compromisso regulatório (*regulatory commitment*) indispensável para atrair novos investimentos, garantir a segurança do abastecimento e impulsionar a competitividade industrial do país.

1. Introdução

O debate institucional contemporâneo acerca do mercado de gás natural no Brasil tem concentrado esforços na desconcentração da oferta da molécula e na eliminação da dominância do agente incumbente, partindo do pressuposto de que a abertura normativa ensejaria, de forma quase mecânica, a redução dos preços finais ao consumidor. Esta abordagem setorial, contudo, desconsidera a característica econômica primária das indústrias de rede: a concorrência e a liquidez comercial, ainda que relevantes, dependem, fundamentalmente, da existência de uma infraestrutura física robusta e redundante.

Como demonstra Stern (2012), mercados de gás só alcançam liquidez e eficiência quando sustentados por redes amplas, interconectadas e com capacidade ociosa suficiente para permitir flexibilidade operacional. No contexto brasileiro, o verdadeiro entrave estrutural não reside unicamente na governança da comercialização, mas na insuficiência crônica da malha de transporte, hoje aquém das necessidades de escoamento do Pré-Sal, das novas fronteiras exploratórias e da integração descentralizada do biometano, diagnóstico detalhado na Seção 2. Enquanto o arcabouço regulatório tenta mimetizar desenhos de mercados maduros, a realidade física impõe limites severos: a rede nacional de gasodutos de transporte permanece numa escala nitidamente inferior à de países continentais comparáveis ao Brasil.

O erro regulatório crônico do ambiente institucional brasileiro reside na tentativa de impor instrumentos típicos de uma fase de mercado madura a uma indústria que ainda demanda ferramentas de expansão primária de sua infraestrutura física. Esta assincronia assemelha-se ao Modelo do Paraguai: a instituição de uma legislação exemplarmente aberta e liberal em um território que carece de gasodutos construídos. A liberdade normativa, quando desprovida de incentivos claros e de proteções estáveis a quem assume o risco do investimento pesado em ativos fixos de longa maturação, resulta inevitavelmente em paralisia estrutural.

A retomada do regime de autorização, originalmente instituído pela Lei 9478/1997, pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), não constitui apenas uma alteração formal de modelo regulatório, mas uma mudança de paradigma que exige uma regulação pautada pela visão prospectiva (*forward-looking*).

Diferente de modelos de concessão tradicionais, a autorização fundamenta-se na capacidade técnica e econômica do agente privado, pressupondo que a estabilidade das condições regulatórias vigentes no momento da outorga seja o lastro para a alocação de investimentos em projetos de infraestrutura de longo prazo. A legislação brasileira, ao definir o serviço adequado, impõe a atualidade como requisito fundamental, o que compreende a modernidade das técnicas, equipamentos e instalações, bem como a melhoria e a expansão constante do serviço.

É neste momento decisivo para a consolidação do regime de autorização que a Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e a Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ propõem a adoção do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) como critério de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) para os ativos da NTS e TAG. Trata-se de um método originalmente concebido para arbitragens comerciais em gasodutos não regulados, sem qualquer registro de uso na fixação de tarifas reguladas em jurisdições maduras, incompatibilidade de origem que a Seção 3 examina à luz da Teoria dos Custos de Transação e da literatura sobre *regulatory commitment* (Williamson; Levy e Spiller; Kydland e Prescott).

A esta incompatibilidade de origem soma-se um problema estrutural mais profundo: a proposta da ANP trata a taxa de retorno e a base de ativos como grandezas independentes, quando a teoria financeira as reconhece como interdependentes. A Seção 4 demonstra que a compressão retrospectiva da BRA, tal como proposta, só é analiticamente sustentável sob a hipótese implícita de que o risco sistemático do investimento (o coeficiente β) é insensível a variações no capital reconhecido, pressuposto que não decorre de nenhuma demonstração econômica e que, uma vez explicitado, carece de fundamentação ou evidência empírica.

Há, ainda, uma dimensão jurídica que atravessa toda a proposta: ao reinterpretar receitas contratuais passadas e lícitas como amortização antecipada de capital, o RCM opera como uma sanção retroativa por via transversa, incompatível com o princípio da confiança legítima e com a proteção constitucional ao ato jurídico perfeito, tema retomado na Seção 4.4, inclusive

quanto ao risco deste precedente se estender a outras infraestruturas essenciais da cadeia de energia.

Diante desse conjunto de inconsistências, de origem metodológica, de coerência econômica e de segurança jurídica, esta contribuição está organizada da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o diagnóstico da infraestrutura de transporte e a premência de sua expansão; a Seção 3 detalha as incompatibilidades econômicas e institucionais do RCM; a Seção 4 desenvolve formalmente a interdependência entre BRA e taxa de retorno e suas implicações para a Consulta Pública nº 11/2026; e a Seção 5 apresenta as conclusões e recomendações, com vistas a subsidiar a ANP na adoção de metodologias prospectivas e auditáveis, alinhadas ao regime de Receita Máxima Permitida e às melhores práticas internacionais de regulação econômica.

2. Diagnóstico da Infraestrutura e a Premência de Expansão

A valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) no setor de transporte de gás natural não pode ser tratada como um exercício contábil isolado. Em indústrias de rede, a metodologia de valoração deve refletir a realidade física da infraestrutura, o estágio de maturidade do mercado, o planejamento energético nacional e o custo de oportunidade do capital. A adoção de metodologias retrospectivas que comprimem a BRA compromete exatamente a capacidade financeira de que as transportadoras precisam para executar investimentos de expansão.

A infraestrutura de transporte deve ser tratada como pilar estruturante da política energética, e não como um passivo contábil sujeito a metodologias de depreciação retrospectiva. A compressão da base de ativos inverte o paradigma fundamental de uma indústria de rede, resultando em uma paralisia onde a disputa pelo espólio da infraestrutura existente impede a construção da rede do futuro, comprometendo a segurança energética e a competitividade nacional.

A trajetória brasileira demonstra que o desenvolvimento de redes complexas não é um processo espontâneo, mas o resultado de uma coordenação estratégica centralizada. O caminho brasileiro para o desenvolvimento do gás não foi linear. Após um estágio inicial de soluções locais na década de 1990, o país vivenciou um salto de integração impulsionado pelo Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, consolidado ao longo dos anos 2000.

Neste período, a Petrobras atuou como o agente coordenador fundamental. A estatal assumiu riscos contratuais vultosos – como as cláusulas de *take-or-pay* do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) – e financiou gasodutos estruturantes como o Gasene e o Urucu-Coari-Manaus. A visão era migrar de sistemas isolados para uma malha conectada, baseando-se no axioma de que a oferta de infraestrutura deve preceder e induzir a demanda industrial, garantindo a segurança necessária para a conversão de plantas fabris em larga escala.

Ou seja, essa trajetória de expansão coordenada pela Petrobras foi viabilizada por um arcabouço jurídico específico, cuja evolução ajuda a compreender os riscos regulatórios que hoje se apresentam. A Lei do Petróleo

(Lei nº 9.478/1997), editada após a flexibilização do monopólio estatal da União pela Emenda Constitucional nº 9/1995, estabeleceu que a construção e a operação de gasodutos de transporte seriam outorgadas pela ANP mediante regime de autorização (art. 56).

Sob essa sistemática, qualquer ente interessado poderia propor um projeto e, uma vez cumpridos os requisitos técnicos, regulatórios e ambientais, receber a outorga direta da agência, sem necessidade de licitação pública. Foi nesse regime competitivo, próprio dos mercados contestáveis e alinhado ao espírito autorizativo da Lei do Petróleo, que a Petrobras, na condição de agente hegemônico, formulou o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural e promoveu, por sua conta e risco, a expansão da malha de gasodutos, implantando uma verdadeira Rede Nacional de Gasodutos que interligou sistemas isolados do Nordeste ao Sul-Sudeste – de Pecém (CE) a Canoas (RS) e Corumbá (MS) –, por sua vez conectada às redes da Bolívia e, a partir delas, à Argentina e ao Chile.

Contudo, este ciclo de integração e essa liberdade de planejamento empresarial foram interrompidos pela Lei do Gás de 2009 (Lei nº 11.909/2009), que alterou o modelo aplicável a novos gasodutos, mantendo a autorização como exceção e optando como solução preponderante o regime de concessão precedida de licitação pública, com prazo de outorga de 30 anos.

Sob a justificativa de atrair novos investidores privados e de permitir um planejamento centralizado da expansão da malha pelo Estado, a nova sistemática retirou de agentes como a Petrobras a liberdade de continuar planejando e implantando investimentos segundo sua própria estratégia empresarial. O efeito, contudo, foi o oposto: os elevados *sunk costs*, os riscos de demanda e a rigidez contratual tornaram o modelo inviável.

Na lógica do novo modelo, caberia à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desenhar o Plano Indicativo de Gasodutos, e ao governo leiloar os trechos correspondentes, sagrando-se vencedor o consórcio que oferecesse a menor Receita Anual Permitida (RAP) – em tese, o mecanismo assegurador da modicidade tarifária.

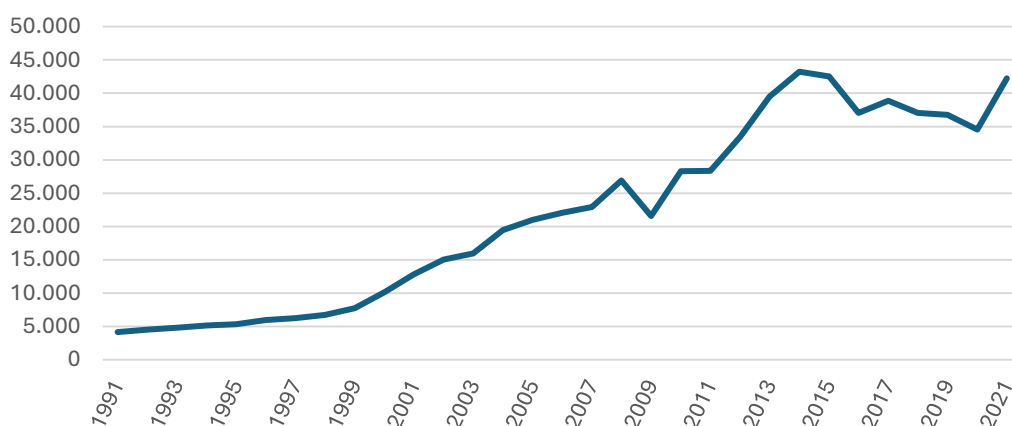
O marco regulatório não promoveu o incentivo essencial para o investidor continuar a financiar a expansão da malha brasileira. É fundamental observar

que o crescimento do consumo registrado imediatamente após a sanção da Lei de 2009 não decorreu do novo modelo regulatório, mas sim da maturação dos investimentos em infraestrutura planejados e executados anteriormente sob coordenação da Petrobras.

A entrada em operação de gasodutos estruturantes concluídos naquele período, como o Gasene e as Malhas Sudeste e Nordeste, expandiu a oferta física e permitiu o escoamento necessário para atender à demanda. Entretanto, uma vez esgotado o fôlego destas obras legadas, o mercado entrou em uma trajetória de lateralização.

A falta de novos investimentos em transporte, resultante das alterações legislativas, elevou os custos sistêmicos, o que, somado à crescente insegurança jurídica sobre o modelo de acesso à rede, estagnou o consumo industrial e consolidou a paralisia do setor, conforme ilustrado no Gráfico 1.

Gráfico 1. Consumo anual de gás natural no Brasil entre 1991 e 2021, em milhões de m³



Fonte: BEN, 2022

Portanto, o resultado prático foi o fracasso do modelo enquanto instrumento de expansão, ao longo dos doze anos de vigência da lei, sem qualquer leilão de novos gasodutos de transporte, de modo que a malha nacional parou de crescer tão logo se esgotaram as obras planejadas no período anterior.

O caso do gasoduto Itaboraí-Guapimirim, no Rio de Janeiro, é emblemático dessa paralisia. Concebido para escoar, ao longo de cerca de 11 km, o gás do pré-sal proveniente do, então, Comperj, o empreendimento foi

desenhado para ser o primeiro leilão de concessão de gasoduto do país. Lançado inicialmente em 2014/2015, o certame enfrentou forte escrutínio do Tribunal de Contas da União em razão de indícios de preços superestimados, foi suspenso e, em 2016, definitivamente cancelado, em função de atrasos nas obras da Petrobras e de mudanças no cronograma de escoamento do gás. As tentativas subsequentes da ANP de relançar a licitação nesses moldes não prosperaram.

Diante dessa paralisia estrutural, e do reconhecimento de que o regime de concessão engessara o mercado, a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) promoveu o retorno ao regime de autorização para a totalidade das atividades de transporte – construção, ampliação e operação. Já que, nenhum grande projeto de transporte chegou a ser efetivamente construído e outorgado por meio dos leilões previstos na lei de 2009. O que confirma o diagnóstico de estagnação da malha brasileira sob o regime de concessão e justifica, em si, o retorno à lógica autorizativa consolidada em 2021.

A questão a ser feita, então, é: O que deu errado nas tentativas de adotar o modelo de concessão? O fracasso do modelo de concessão decorreu de um erro regulatório crônico: tratar a infraestrutura de gasodutos sob a ótica de um monopólio clássico com mercado cativo.

Na realidade, o setor opera sob a dinâmica de um monopólio natural com alta contestabilidade na ponta. A falha crônica tem consistido em confundir sistematicamente os conceitos de monopólio e monopólio natural. São conceitos econômicos distintos, que dizem respeito a dimensões diferentes das atividades econômicas, as quais devem ser claramente diferenciados.

Embora monopólio e monopólio natural possam coincidir, isto não é necessário. Enquanto o monopólio geral decorre de uma restrição tecnológica momentânea ou artificial que impede o surgimento de competidores, o monopólio natural refere-se meramente à estrutura de custos de determinada indústria, que tem a característica de ser uma função de custo subaditiva, na qual a existência de uma única firma operando a malha física é tecnicamente mais eficiente para a sociedade do que a duplicação inútil de infraestruturas.

No entanto, pode haver função de custo subaditiva sem monopólio em sentido amplo. Na realidade, o setor de gás natural opera sob a dinâmica de um

monopólio natural com alta contestabilidade na ponta. Tal situação dificultou a adoção modelo de concessão, pelas seguintes razões interligadas:

- Inviabilidade diante de custos afundados (*sunk costs*): A rede de transporte exige investimentos iniciais gigantescos e de longa maturação, ainda que apresente função de custos subaditiva. Mas não havendo mercado cativo na ponta, os riscos são muito maiores que os observados, por exemplo, no mercado de eletricidade. Ao retirar a liberdade de planejamento e transferir o risco de demanda integralmente ao investidor privado em leilões rígidos, o modelo de concessão paralisou os projetos, pois ninguém se dispôs a imobilizar capital sob tais condições de risco.
- Limitação natural do poder de mercado pela concorrência intermodal: O insumo entregue pela malha de dutos enfrenta um cenário de permanente de disputa de preços e utilidade na ponta de consumo. Em termos práticos, a rede de transporte lida constantemente com a pressão competitiva de outras matrizes energéticas substitutas (como a eletricidade, o carvão, o óleo combustível, o diesel, a biomassa e o GLP). Esta rivalidade de mercado mitiga, por si só, a capacidade da transportadora de ditar preços abusivos ou exercer um poder monopolístico absoluto, ao mesmo tempo em que impõe riscos de mercado consideravelmente maiores que os observados em outras redes de infraestrutura.

Ao ignorar que os gasodutos configuram um monopólio natural fortemente disciplinado pela substitutibilidade energética na ponta, a regulação tentou proteger o mercado de um poder de monopólio inexistente. O excesso de liberalização normativa e o engessamento contratual em uma fase em que a rede física ainda precisa crescer geram o pior dos cenários: elimina-se o incentivo econômico para o investidor expandir a infraestrutura, resultando em doze anos de estagnação e na formação de mercados-ilha isolados pelo país.

É à luz dessa trajetória – e não em abstrato – que se deve avaliar o risco anunciado pelas duas recentes consultas públicas da ANP ora em análise. Ainda que a Nova Lei do Gás tenha reafirmado o regime de autorização, as propostas em exame sinalizam o agravamento de uma tentativa de expropriação dos ativos, ao buscar impor, novamente, um regime de controle sobre os retornos

de ativos implantados sob o arcabouço regulatório vigente até 2009 – precisamente o período de autorização em que a Petrobras assumiu, por sua própria conta e risco, os investimentos que resultaram na Rede Nacional de Gasodutos. Uma intervenção dessa natureza fere direitos adquiridos e o ato jurídico perfeito, e afronta o espírito autorizativo que a própria Lei nº 14.134/2021 buscou resgatar.

Iniciativas dessa natureza têm um efeito que transcende o caso concreto das transportadoras diretamente afetadas. Ao ampliar a percepção de risco de intervenções retroativas futuras, tornando incerto até mesmo o passado regulatório, elas desincentivam exatamente as iniciativas de que a indústria brasileira de gás natural mais necessita para sua revitalização, a saber, a expansão da capacidade de transporte e de distribuição.

Há ainda outro tema relevante a ser abordado. A busca por impor instrumentos típicos de uma fase madura, como a desverticalização e o livre acesso pleno, a uma indústria que ainda demanda ferramentas de expansão primária. Ao remover os incentivos para continuar a financiar a malha, sem estabelecer mecanismos alternativos de fomento, a legislação provoca uma ruptura na coordenação setorial, deixando o país órfão de um agente com capacidade de assumir riscos de longo prazo.

A compreensão do impasse brasileiro exige uma análise técnica da natureza econômica do gás natural, que se distingue fundamentalmente do setor elétrico. Como destaca o BNDES (2021), o custo logístico possui um peso preponderante na composição do preço final no Brasil, uma vez que mais de 80% da produção é *offshore* e associada ao petróleo. Isso exige gasodutos de escoamento de grande diâmetro operando a pressões elevadíssimas, o que eleva drasticamente os *sunk costs*.

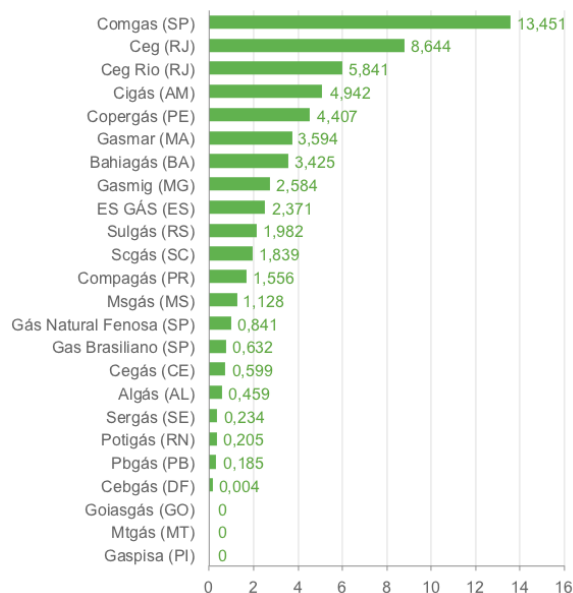
Diferente da eletricidade, onde o consumidor é cativo, o gás enfrenta a concorrência direta no ponto de queima com substitutos imediatos como o GLP, o óleo combustível, a biomassa e a própria eletricidade. Tal volatilidade de demanda, aliada à ausência de uma remuneração que assegure a recuperação do capital, impõe um risco imenso ao investidor. Os ativos de transporte exigem horizontes de planejamento de décadas e volumes robustos para sua

amortização, algo que o atual modelo de fragmentação da oferta em nichos regionais tende a inviabilizar.

Adicionalmente, a economia de rede impõe uma lógica física de escala. A capacidade de transporte de um gasoduto cresce com o quadrado do raio da tubulação (r^2), enquanto os custos crescem de forma linear com o raio (r). Isso significa que apenas grandes infraestruturas integradas conseguem reduzir o custo unitário por molécula transportada, aumentando a competitividade com outras fontes. Ao incentivar a falta de integração sistêmica, o arcabouço regulatório atual impede que o Brasil capture esses ganhos de escala, mantendo o custo da energia elevado.

A disparidade regional na distribuição do consumo reflete esta falta de integração. Ao analisarmos a demanda por distribuidora, fica evidente a concentração do mercado em áreas estritamente adjacentes à malha legada, enquanto vastas regiões do país permanecem subatendidas ou com consumo residual. Esta fragmentação corrobora a tese de que o Brasil não possui um mercado nacional de gás, mas sim um conjunto de mercados isolados por gargalos de transporte, conforme detalhado no Gráfico 2.

Gráfico 2. Gás natural demandado em janeiro/2021 por distribuidora (milhões de m³/dia)



Fonte: BNDES, 2021

Esta fotografia do setor revela que, sem uma coordenação que promova a interconexão das distribuidoras a uma malha de transporte robusta, multidirecional e capaz de operar em fluxo reverso, qualquer tentativa, por exemplo, de *Gas Release* ou abertura de mercado será inócua para a maioria das unidades federativas. Sobretudo, porque o *Gas Release* não aumenta a oferta, não reduz preços e não atrai investimentos; ele apenas redistribui a escassez, nestas condições.

Ao obrigar a cessão compulsória da molécula, o programa pune quem investiu, premia quem não investiu e perpetua o subdesenvolvimento da malha. É um mecanismo que transfere valor, mas não cria valor, desviando o interesse do capital para a arbitragem da capacidade ociosa de ativos depreciados e abandonando o compromisso com a interiorização do insumo.

A análise empírica da malha de transporte revela que sua extensão permanece modesta diante das dimensões territoriais do país. Segundo o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), a malha brasileira de gasodutos de transporte totaliza aproximadamente 9,4 mil quilômetros – extensão que, segundo dados da ANP, permanece praticamente estagnada desde 2011.

Para fins de comparação, os Estados Unidos operam uma rede de gasodutos de transporte de alta pressão da ordem de 485 mil quilômetros (EPE, 2024), ordem de grandeza corroborada pela *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2024), que estima o sistema americano em cerca de 305 mil milhas (aproximadamente 491 mil quilômetros). A malha brasileira equivale, portanto, a menos de 2% da extensão americana – evidência direta do caráter incipiente da infraestrutura nacional.

Esta limitação física contrasta fortemente com a evolução da produção nacional, especialmente nas bacias *offshore* de alta produtividade do Pré-Sal. Em 2025, a produção nacional de gás natural atingiu a média recorde de 179 milhões de m³ por dia (ANP, 2026d). Contudo, tal crescimento não foi acompanhado por expansão correspondente da capacidade de escoamento, processamento e transporte.

As consequências deste descompasso são severas:

- Explosão da Reinjeção: Em 2024, a reinjeção atingiu 58,8% da produção *offshore* e 29,4% da produção terrestre. Em 2025, boletins mensais registraram reinjeção superior a 53% da produção nacional total (ANP, 2025b).
- Distanciamento do Parâmetro Internacional: Enquanto países com perfil semelhante de produção associada mantêm suas taxas de reinjeção entre 20% e 35%, o Brasil reinjeta de 20 a 30 pontos percentuais acima do parâmetro internacional. Embora parte da reinjeção seja necessária para manter a pressão dos reservatórios, o volume observado reflete, sobretudo, a escassez de rotas de escoamento.
- Desperdício em Escala: Dos 179 milhões de m³/dia produzidos em 2025, apenas cerca de 62 milhões de m³/dia chegaram efetivamente ao mercado consumidor. O país produz hoje quase três vezes mais gás do que consegue entregar.

Esse diagnóstico foi reconhecido no plano normativo. Em agosto de 2024, o Decreto Federal nº 12.153/2024 conferiu à ANP a atribuição de determinar a redução da reinjeção de gás natural em campos produtores, inclusive revisando planos de desenvolvimento já em operação. A medida comprova que o gargalo do setor não é de governança comercial, mas de capacidade física. Ademais, as projeções do relatório *Gás para o Desenvolvimento* (BNDES, 2023) indicam que, na ausência de investimentos robustos na malha, o país enfrentará um déficit de capacidade de escoamento da ordem de dezenas de milhões de metros cúbicos por dia até o final desta década.

3. Incompatibilidades Econômicas e Institucionais do Método do Capital Recuperado

A construção de um arcabouço regulatório eficiente para o setor de transporte de gás natural exige o reconhecimento das singularidades econômicas que caracterizam esta indústria. No contexto brasileiro, a produção é predominantemente *offshore* e associada à extração de petróleo, o que impõe desafios logísticos significativos.

O escoamento da produção depende de gasodutos de grande diâmetro operando a pressões elevadas, o que eleva substancialmente o montante de capital imobilizado na fase inicial e acentua a especificidade dos ativos envolvidos: custos afundados elevados, inexistência de valor alternativo e horizontes de amortização que se estendem por várias décadas.

A natureza desses ativos coloca o investidor privado em posição de vulnerabilidade diante de flutuações de demanda e de alterações nas regras de remuneração, tornando a estabilidade regulatória condição essencial para a alocação eficiente e sustentável do capital privado.

Segundo a Teoria dos Custos de Transação, a presença de ativos com elevada especificidade cria uma dependência bilateral entre os agentes, reduzindo alternativas de mercado e elevando os custos de mudança. Sob condições de racionalidade limitada e contratos necessariamente incompletos, esta assimetria de poder torna o investimento vulnerável ao risco de *hold-up*, quando uma das partes tenta extrair ganhos indevidos por meio da renegociação oportunista das condições originalmente pactuadas (Williamson, 1973; 1979; 1985).

Sob a ótica da Teoria dos Contratos, metodologias retrospectivas que reinterpretem receitas passadas como amortização acelerada alteram retroativamente a equação de risco que fundamentou a decisão de investimento, expondo o investidor exatamente a este risco de

oportunismo regulatório, no qual o capital já imobilizado se torna refém de mudanças metodológicas que reduzem sua remuneração esperada.

A proposta de adoção do Método do Capital Recuperado (RCM) introduz exatamente este tipo de risco. Ao tratar receitas pretéritas como evidência de amortização acelerada, o método configura o que a literatura qualifica como confisco de eficiência, pois captura retroativamente ganhos operacionais e os converte em erosão patrimonial da Base Regulatória de Ativos (BRA), rompendo o pacto de estabilidade, transparência e previsibilidade sobre o qual a Nova Lei do Gás foi concebida para atrair capital privado.

A fragilização da BRA introduz um risco sistêmico ao alterar as regras *ex post*: agentes racionais antecipam que o Estado possui incentivos para revisar condições retroativamente, o que destrói a credibilidade intertemporal do regulador e configura o problema clássico de inconsistência temporal descrito por Kydland e Prescott (1977).

Esta necessidade de estabilidade é ainda mais crítica em mercados emergentes, nos quais, segundo Levy e Spiller (1994), o *regulatory commitment* depende de instituições capazes de limitar a discricionariedade regulatória e assegurar que regras não serão alteradas retroativamente – precisamente o mecanismo de proteção institucional que viabiliza a alocação de capital privado em ativos de longa duração, com horizontes de amortização que se estendem por décadas (Newbery, 1999).

Em setores intensivos em capital, a eficiência dinâmica depende da expectativa de que investimentos serão remunerados adequadamente ao longo do tempo; quando o regulador captura retroativamente os ganhos, o valor presente líquido de novos investimentos é reduzido. O resultado é um aumento permanente do prêmio de risco, o que eleva consequentemente o WACC – uma vez que o prêmio de risco é parte da sua composição; o que por sua vez se traduz em tarifas mais elevadas

para o consumidor final, retração de investimentos e desestímulo à modernização e à expansão da malha.

Além disso, a aplicação do RCM é incompatível com o regime de Receita Máxima Permitida (RMP). Tal regime pressupõe a definição prospectiva da BRA, do custo de capital e da trajetória tarifária, de modo a assegurar previsibilidade e estabilidade ao investidor. A introdução de uma metodologia retrospectiva que reduz a base de ativos com base em interpretações *ex post* de receitas passadas rompe com esta lógica e fragiliza a coerência do modelo regulatório.

A tentativa de fundamentar o RCM na experiência australiana revela uma interpretação incompleta do contexto internacional. O RCM, em sua origem, não foi concebido para definir tarifas reguladas em sistemas de RMP, mas para arbitragens comerciais em gasodutos não regulados, em um ambiente institucional distinto; mesmo na Austrália, país que opera com juros reais reduzidos e baixo risco soberano, a regulação reconhece que a BRA para fins de controle de preços não pode ser reduzida abaixo do custo histórico.

A proposta atual desconsidera este princípio e viola expectativas legítimas de retorno, e o faz justamente em um país onde o custo de capital é substancialmente superior: no Brasil, qualquer compressão da BRA abaixo do custo histórico resulta em subcapitalização, aumento do risco regulatório e potencial inviabilidade econômica das transportadoras.

Soma-se a isso o fato de que a caracterização do transporte de gás natural como um monopólio clássico carece de precisão analítica quando confrontada com a realidade do mercado de energia. Nas indústrias de rede tradicionais, como a distribuição de energia elétrica ou o saneamento básico, a rigidez e a exclusividade da infraestrutura física são acompanhadas pela captura de um mercado consumidor perfeitamente delimitado e legalmente cativo.

No setor de gás natural, contudo, a utilidade do serviço de transporte constitui uma demanda derivada, cuja valoração está intrinsecamente vinculada à competitividade da molécula no ponto de queima (*burner tip*): a infraestrutura de transporte submete-se de forma contínua à concorrência intermodal (*inter-fuel competition*) com energéticos substitutos – carvão, óleo combustível, diesel, GLP, biomassa e eletricidade –, o que por si só limita o poder de mercado da transportadora.

Sob o regime de autorização revisado pela Lei nº 14.134/2021 – diferente do modelo de concessão clássico, que previa salvaguardas contratuais e mecanismos de reequilíbrio econômico-financeiro lastreados pelo Estado –, o risco de ociosidade e de desconstrução da capacidade é transferido integralmente ao agente privado. Foi sob esta premissa que uma empresa de capital aberto assumiu o risco de investir capital próprio e de terceiros para erguer a infraestrutura, com ativos implantados sob a égide de um ordenamento jurídico vigente e protegidos pelo manto constitucional do ato jurídico perfeito.

A aplicação retroativa de um teste financeiro como o RCM para desvalorizar esse estoque de capital histórico constitui, portanto, uma quebra abrupta das regras do jogo: desfigura o nexo causal do risco, exime o regulador de compartilhar as incertezas de demanda assumidas *ex ante* pelo investidor e promove a usurpação de valores legitimamente auferidos sob as regras originais do investimento.

Ao desgastar e zerar a base de ativos das transportadoras com base em receitas passadas, a regulação efetua efetivamente um processo de expropriação. Neste processo, acaba por validar a atuação de agentes intermediários que, em vez de aportarem capital de risco marginal para a expansão real da infraestrutura e a interiorização do insumo, buscam sequestrar o valor sobre a capacidade instalada e construída por terceiros.

Sob a roupagem de programas como o *Gas Release*, tais intermediários promovem uma arbitragem puramente especulativa da molécula, disputando o espólio da rede, de modo que a ação do regulador, em vez de focar no verdadeiro gargalo estrutural do setor, termina por cancelar uma redistribuição compulsória da escassez que pune quem assumiu o risco inicial e paralisa a construção da rede do futuro.

Adicionalmente, a desconsideração da volatilidade da demanda expõe os ativos de transporte ao risco iminente de obsolescência econômica acelerada no cenário de transição energética. Embora os gasodutos possuam longa vida útil física, sua longevidade econômica está condicionada à perenidade da economia do gás natural.

Diante das metas de descarbonização, do avanço da eletrificação industrial e da inserção de fontes renováveis descentralizadas como o biometano – cujos arranjos regionais frequentemente prescindem da rede de alta pressão –, o risco de obsolescência precoce (*stranded assets*) configura um vetor de incerteza relevante de longo prazo, exigindo do regulador uma postura prudencial.

O risco intertemporal do investimento é ainda agravado pelo avanço normativo das chamadas “ilhas de gás”, que operam, em essência, como instrumento de guerra fiscal: sob o pretexto de fomento regional, transição energética ou modicidade tarifária local, arranjos estaduais promovem o isolamento de mercados, subvertendo o princípio econômico da função de custo subaditiva de monopólios naturais e onerando de forma regressiva os usuários remanescentes do sistema integrado sob o regime de RMP.

Em síntese, a aplicação do RCM no contexto brasileiro desconsidera a natureza econômica dos ativos de transporte de gás natural, ignora os princípios do regime de RMP e introduz incentivos adversos que

comprometem a eficiência dinâmica, a expansão da infraestrutura e a segurança jurídica.

Ao isolar de forma estanque a taxa de retorno e a base de ativos – premissa cuja consistência é examinada formalmente na Seção 4 –, a metodologia proposta consolida a inconsistência apontada ao longo desta seção, com efeito direto sobre a previsibilidade intertemporal que o regime de autorização pressupõe.

4. A Interdependência entre Base Regulatória de Ativos e Taxa de Retorno dos Investimentos

Há uma pergunta que precede qualquer debate sobre metodologias de valoração e que, no entanto, raramente é feita de forma direta: pode um regulador decidir quanto vale o capital reconhecido de uma empresa sem, ao mesmo tempo, decidir a que preço este capital será remunerado?

A resposta intuitiva de qualquer investidor seria não, porque ninguém aceita imobilizar recursos por décadas sabendo apenas um dos dois números. E, no entanto, foi essencialmente isso que ocorreu na sequência de Notas Técnicas que fundamentam a presente revisão regulatória. Primeiro veio a taxa de retorno, fixada na Nota Técnica nº 6/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Só depois veio a base de ativos, tratada na Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, e é sobre esta base, já isolada de sua taxa, que as Notas Técnicas nº 14/2026 e nº 15/2026 aplicam o Método do Capital Recuperado aos ativos da NTS e da TAG.

A Nota Técnica que acompanha esta contribuição, intitulada Interdependência entre Base Regulatória de Ativos e Taxa de Retorno busca mostrar através de uma análise da consistência econômica da metodologia proposta pela ANP (Sauer *et al.*, 2026), que essa sequência não é um acidente de tramitação, mas o sintoma de uma premissa não declarada: a de que taxa e base podem ser tratados como grandezas independentes. O que se apresenta aqui é o argumento em sua forma essencial, deixando à Nota Técnica a tarefa de sustentá-lo com o rigor formal que ele exige.

Começamos pela tensão que torna esse problema, desde o início, mais delicado do que uma simples conta. O regulador não pode se orientar apenas pela busca da menor tarifa possível, por mais que este seja um objetivo consagrado pelo artigo 175, parágrafo único, inciso III, da Constituição Federal, e detalhado pelo artigo 6º, § 1º, da Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/1995).

Uma tarifa artificialmente baixa, sustentada à custa da remuneração do investidor, tem efeito contrário ao pretendido. Ela afasta o capital, deteriora o serviço e, no médio prazo, encarece a própria tarifa que se queria proteger. Por isso, o mesmo ordenamento jurídico que protege o consumidor também protege

o investidor, por meio da garantia constitucional do equilíbrio econômico financeiro dos contratos administrativos (art. 37, XXI, CF), reforçada pela segurança jurídica e pela previsibilidade regulatória previstas na Lei Geral das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848/2019) e na Lei da Liberdade Econômica (Lei nº 13.874/2019).

Modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro puxam, portanto, em direções opostas. Quanto mais se protege um, mais se sacrifica o outro. Essa tensão não é um defeito de desenho institucional a ser corrigido, e sim uma característica inerente a qualquer regulação de monopólio natural.

O Direito brasileiro convive normalmente com princípios que se contradizem sem deixar de ser coerente, como demonstrou o lógico brasileiro Newton da Costa ao formalizar sistemas paraconsistentes (Costa, 1963). O papel do regulador não é fingir que o conflito não existe, mas encontrar o ponto exato em que os dois interesses, ambos legítimos numa economia de mercado democrática, sejam satisfeitos ao mesmo tempo.

É nesse ponto de equilíbrio, e não antes dele, que taxa de retorno e base de ativos revelam sua verdadeira natureza: não são dois números que o regulador escolhe em sequência, mas duas variáveis amarradas por uma mesma restrição. O produto entre elas mede o que a sociedade paga para manter o capital privado mobilizado na infraestrutura de transporte. Se este produto variar para baixo mais do que a eficiência genuína da operação permite, o investidor é espoliado; se variar para cima além do que o custo de oportunidade do capital justifica, o consumidor é quem paga a conta. Só existe uma trajetória que respeita simultaneamente os dois princípios constitucionais, e a Nota Técnica anexa demonstra que esta trajetória impõe, entre taxa e base, uma relação de compensação exata que toda variação percentual em uma delas exige uma variação de sinal oposto na outra, sob pena de o sistema deixar de estar em equilíbrio (Sauer *et al.*, 2026).

Essa não é uma conclusão exótica. Alfred Kahn já a formulava em 1970, ao observar que o retorno em dinheiro sobre o investimento é aritmeticamente o produto de dois fatores de igual peso, a base de ativos e a taxa autorizada, e que apenas por razões históricas ligadas ao litígio constitucional americano o

debate regulatório acabou se concentrando quase sempre no primeiro deles, como se o segundo fosse uma variável menor.

No Brasil, a mesma lógica atravessa a garantia constitucional do equilíbrio econômico-financeiro. Laffont e Tirole (1993) observam que o regulador tem pouca margem para reduzir a taxa de retorno abaixo do custo de oportunidade do capital, precisamente porque essa taxa está amarrada às garantias constitucionais contra a desapropriação sem justa indenização. Ora, se a taxa está protegida contra reduções arbitrárias e se taxa e base são, como demonstrado, duas faces da mesma moeda, então reduzir drasticamente apenas a base produz o mesmo efeito econômico de reduzir a taxa, só que sem acionar a proteção constitucional que a taxa, isoladamente, teria.

O curioso é que a própria ANP fornece, em sua metodologia, os elementos que confirmam essa amarração. O custo de capital é calculado pelo modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), no qual a taxa de retorno responde diretamente ao coeficiente beta, a medida padrão de risco sistemático de um investimento. Quem adota esse modelo aceita, por construção, que qualquer mudança na percepção de risco do investidor se traduz em mudança na taxa exigida. Na Nota Técnica anexa, reproduzimos a própria fórmula de cálculo da ANP e mostramos, passo a passo, que essa sensibilidade é positiva e inequívoca (Sauer *et al.*, 2026).

O que isso significa para a discussão presente é simples de enunciar, ainda que a Agência não pareça tê-lo enunciado. Se a taxa responde ao risco, e a receita requerida depende do produto entre taxa e base, então tratar essas duas variáveis como independentes, como a sequência das Notas Técnicas da ANP efetivamente fez, só é logicamente sustentável se uma alteração na base de ativos não produzir nenhum efeito sobre o risco percebido pelo investidor. Esta é a hipótese que a metodologia da ANP carrega, ainda que nunca a tenha declarado como tal.

Vale a pena parar um instante sobre o que essa hipótese implica na prática, porque é fácil perder de vista a magnitude do que está em jogo por trás da álgebra. Imagine se uma revisão regulatória reduzisse em cerca de 40% a base de ativos reconhecida para as transportadoras de gás, como pode resultar da aplicação do RCM sobre receitas contratuais históricas. Sob a hipótese que a

ANP carrega, essa redução de quase metade do capital reconhecido não mudaria em nada a percepção de risco do investidor, nem, portanto, a taxa de retorno que ele exigiria daqui em diante. Não há um único estudo, uma única evidência empírica, um único argumento econômico apresentado pela Agência que sustente esta posição. Ela decorre inteiramente de como o problema foi recortado. A hipótese oposta, a de que taxa e base se influenciam mutuamente, é bem mais modesta em suas exigências, uma vez que ela não afirma que toda mudança na base necessariamente altera o risco, nem em que direção o faria. Apenas recusa presumir, sem exame, que essa relação seja nula.

Há ainda um detalhe técnico que merece registro, porque toca diretamente na credibilidade dos números que sustentam a taxa hoje vigente. Ao reproduzirmos, na Nota Técnica anexa, a memória de cálculo apresentada na Tabela 7 da Nota Técnica nº 6/2025, encontramos uma divergência entre o beta alavancado ali informado e o valor que seria necessário para produzir o custo de capital próprio que a própria ANP declara (Sauer *et al.*, 2026).

Solicitamos, por esse motivo, esclarecimento formal da Agência sobre o procedimento de alavancagem adotado. Se a base de cálculo da taxa de retorno já carrega uma inconsistência não esclarecida, torna-se ainda mais delicado usar esta mesma taxa como âncora para justificar, meses depois, uma compressão unilateral da base de ativos.

Tudo isso, porém, seria apenas um problema de coerência interna de um modelo financeiro se não estivesse ligado a algo mais profundo: o papel que a propriedade privada desempenha na decisão de investir. Em setores intensivos em capital, com ativos altamente específicos e praticamente irreversíveis, ninguém investe apenas com base numa expectativa de retorno; investe também com base na confiança de que os direitos associados ao investimento permanecerão razoavelmente estáveis ao longo de décadas.

A teoria dos contratos incompletos explica por que essa confiança importa tanto, posto que nenhum contrato consegue antecipar todas as contingências futuras, e é a propriedade privada que garante ao investidor os direitos residuais de controle sobre o ativo justamente nas situações que o contrato não previu (Hart, 1995, 2017).

Foi sob essa lógica que a infraestrutura brasileira de transporte de gás natural foi construída. A partir da Lei nº 9.478/1997, a Petrobras assumiu riscos comerciais, obteve licenciamento ambiental, captou financiamento e imobilizou capital em ativos de altíssima especificidade, não porque o Estado a obrigasse, mas porque acreditava que as regras então vigentes lhe permitiriam recuperar esse capital e se apropriar dos ganhos de ter sido a primeira a investir.

A Lei do Gás de 2009 tinha todo o direito de mudar as regras para os investimentos futuros, isso está dentro do que se espera de um regulador e de um legislador. O que não se espera, e é isto que aqui se contesta, é que critérios pensados para o novo regime sejam usados para reescrever, anos depois, a remuneração de ativos erguidos sob um regime distinto. Quando isso acontece, o problema deixa de ser sobre os ativos já construídos e passa a ser sobre todos os investimentos futuros, porque qualquer investidor racional passa a precificar o risco de que as regras mudem outra vez, depois que o capital já estiver imobilizado.

Esse risco é ainda mais agudo num mercado como o do gás natural, que não goza da comodidade de um consumidor cativo, como já explicitado. No ponto de queima, o gás compete diretamente com outros energéticos, o que o expõe à lógica dos mercados contestáveis descrita por Baumol, Panzar e Willig (1982), cuja disciplina competitiva não vem apenas de concorrentes que já estão dentro do mercado, mas da ameaça permanente de que outros entrem, ou de que o consumidor simplesmente troque de fonte energética.

Em mercados assim disciplinados, qualquer sinal de que o regulador pode alterar retroativamente a apropriação dos retornos esperados eleva imediatamente a percepção de risco e, com ela, o custo de capital exigido para qualquer investimento futuro. Não existe, sob essa ótica, nenhuma razão para supor que o beta permaneça parado enquanto os direitos econômicos sobre o ativo são reescritos ao seu redor.

É essa mesma hipótese, sem lastro econômico, sem evidência empírica e sem exame público até esta Consulta, que as Notas Técnicas nº 14/2026 e nº 15/2026 colocam em prática ao aplicarem o RCM aos ativos legados das transportadoras de gás natural. Tratar receitas contratuais passadas, lícitas e já amortizadas sob as regras então vigentes como se fossem evidência de

amortização acelerada, e comprimir por esse caminho a base de abertura do novo ciclo tarifário, só faz sentido se essa compressão for economicamente neutra, sem qualquer efeito sobre o risco que os investidores, presentes e futuros, atribuem ao setor. Mostramos ao longo desta seção, e demonstramos formalmente na Nota Técnica anexa, que esta neutralidade não existe.

E o problema não termina no setor de gás. Se a Agência validar a ideia de que pode, unilateralmente e com efeitos retroativos, erodir a base de capital reconhecida de um agente com base no desempenho financeiro de ciclos contratuais já encerrados, sem reconhecer que esta erosão tem, pela própria lógica do CAPM que a Agência escolheu adotar, consequências sobre o risco sistemático e sobre o custo de capital, abre-se um precedente que qualquer outra infraestrutura de alta especificidade e custos afundados na cadeia de petróleo e gás poderá um dia enfrentar.

Propriedade privada, risco regulatório, custo de capital e capacidade de expansão da infraestrutura não são caixas separadas; pelo contrário, são faces de um mesmo problema econômico, e é por isso que mudanças metodológicas de efeito retroativo exigem uma fundamentação robusta, que a Agência, até aqui, não apresentou.

5. Conclusão e Recomendações

O mercado de gás natural no Brasil atravessa um processo de transformação estrutural que exige um arcabouço regulatório coerente, estável e alinhado às necessidades de expansão da infraestrutura. A atratividade de novos projetos depende da previsibilidade das regras, da clareza metodológica e da robustez da segurança jurídica, elementos indispensáveis para que investidores possam precificar riscos e estruturar modelos econômicos viáveis em um setor intensivo em capital e caracterizado por custos afundados elevados.

A proposta de adoção do Método do Capital Recuperado introduz incertezas que fragilizam esse ambiente de negócios em consolidação. A segurança jurídica não se limita ao texto legal, mas abrange a estabilidade do método que rege a remuneração do capital investido. Ao reinterpretar receitas pretéritas sob uma ótica retrospectiva, as Notas Técnicas nº 14/2026 e nº 15/2026 se afastam da lógica prospectiva que fundamenta o regime de autorização. A alteração retroativa das premissas de valoração da Base Regulatória de Ativos modifica a equação de risco *ex ante* e compromete a confiança dos agentes privados.

A viabilidade econômica dos projetos de transporte de gás natural está diretamente vinculada à expectativa de estabilidade regulatória. Quando o regulador flexibiliza o método de valoração de forma retrospectiva, introduz um risco adicional que se soma às incertezas inerentes ao setor. Em um país que opera com juros reais elevados, risco soberano significativo e custo de dívida substancialmente superior ao de economias desenvolvidas, qualquer compressão artificial da base de ativos compromete a capacidade das transportadoras de financiar investimentos, reduz a atratividade do setor e eleva o risco regulatório.

A infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil permanece insuficiente para atender à expansão da oferta, integrar o biometano, reduzir a reinjeção e viabilizar a interiorização do gás. O planejamento setorial, consolidado pelo Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, reconhece que a expansão da malha é condição indispensável para a competitividade industrial e para a transição energética. A adoção de métodos

retrospectivos cria um desalinhamento entre a regulação econômica e as políticas públicas federais.

Além disso, a introdução do Método do Capital Recuperado produz incentivos econômicos adversos ao implicar em erosão patrimonial. Este mecanismo desestimula a inovação, a automação, a digitalização e os reforços de rede, elementos essenciais para a modernização do setor e para a operação eficiente do Mercado Livre de Gás. A eficiência dinâmica, que depende da expectativa de remuneração adequada ao longo do tempo, é comprometida quando o regulador captura retroativamente os ganhos obtidos pelo agente.

À incompatibilidade de origem soma-se a fragilidade técnica identificada na seção anterior, na qual se expõe que a compressão da BRA proposta pela ANP só é analiticamente sustentável sob a hipótese implícita de que o coeficiente β de risco sistemático é insensível a variações no capital reconhecido ($d\beta/dB = 0$), premissa que não decorre de qualquer fundamento da teoria financeira nem foi acompanhada de evidência empírica que a justificasse. Tratar a taxa de retorno e a base de ativos como grandezas independentes, retira da compressão pretendida sua consistência interna, independentemente de qualquer juízo sobre a conveniência da medida.

Do ponto de vista jurídico, a aplicação retroativa do RCM sobre receitas contratuais lícitas, auferidas sob as regras vigentes à época dos investimentos, configura uma sanção retroativa por via transversa, incompatível com o princípio da confiança legítima e com a proteção constitucional ao ato jurídico perfeito. Mais do que um risco pontual para a NTS e a TAG, esse precedente metodológico pode se estender a outras infraestruturas essenciais de alta especificidade – gasodutos de escoamento *offshore*, oleodutos, Unidades de Processamento de Gás Natural e refinarias –, contaminando a matriz de risco de toda a cadeia de energia.

Diante desse conjunto de evidências, recomenda-se que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis rejeite a aplicação do Método do Capital Recuperado para fins tarifários. A adoção de métodos prospectivos, transparentes e auditáveis, alinhadas às melhores práticas internacionais, é condição indispensável para assegurar a estabilidade

regulatória, preservar os incentivos ao investimento e viabilizar a expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no país.

A coerência institucional, a previsibilidade intertemporal e a estabilidade das regras do jogo são elementos essenciais para atrair capital privado, fortalecer a segurança energética e permitir que o gás natural desempenhe seu papel estratégico na competitividade industrial, na integração regional e na transição para uma economia de baixo carbono. A regulação deve atuar como instrumento de indução ao desenvolvimento, e não como fator de inibição da expansão da infraestrutura que sustenta o mercado.

Por fim, a tese correta para uma indústria de rede exige que o investimento em infraestrutura de transporte preceda o consumo, sinalizando segurança de suprimento e alterando o preço relativo da energia no ponto de queima para induzir a conversão industrial. Somente uma malha ampla e coordenada pode absorver grandes volumes e reduzir drasticamente o custo unitário do transporte, superando a falácia de que a fragmentação da oferta da molécula trará, por si só, a redução de custos ao consumidor final.

Em última análise, o sucesso de um Projeto Nacional para a Indústria do Gás depende de uma ruptura conceitual: é preciso transitar da disputa pelo espólio de uma rede estagnada para o planejamento de uma malha ampla e integrada. Somente ao superar a lógica da arbitragem sobre ativos depreciados o Brasil alcançará a escala necessária para converter o gás natural em um vetor estratégico de competitividade e soberania energética.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Nota Técnica nº 6/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**. Rio de Janeiro: ANP, 2025a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025** [ou boletins mensais de 2025 usados para a reinjeção]. Rio de Janeiro: ANP, 2025b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Consulta Pública nº 11/2026**: aplicação do Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method - RCM) para valoração de ativos. Rio de Janeiro: ANP, 2026a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**. Rio de Janeiro: ANP, 2026b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução ANP nº 991/2026**. Rio de Janeiro: ANP, 2026c.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural**, ed. dez./2025. Rio de Janeiro: ANP, 2026d.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **Gás para o desenvolvimento**: diagnóstico, projeções e recomendações para expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil. Rio de Janeiro: BNDES, 2023.

BRASIL. **Decreto nº 12.153, de 15 de agosto de 2024**. Brasília, DF: Presidência da República, 2024.

BRASIL. [Lei Geral das Concessões]. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Brasília, DF: Presidência da República, 1995.

BRASIL. [Lei do Gás]. **Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. Brasília, DF: Presidência da República, 2021.

BAUMOL, W. J.; PANZAR, J. C.; WILLIG, R. D. **Contestable Markets and the Theory of Industry Structure**. New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1982.

COSTA, Newton Carneiro Affonso da. **Sistemas Formais Inconsistentes**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 1963.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo**. 37. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

HART, O. **Firms, Contracts, and Financial Structure**. Oxford: Oxford University Press, 1995.

HART, O. Incomplete contracts and control. **American Economic Review**, v. 107, n. 7, p. 1731–1752, 2017. DOI: 10.1257/aer.107.7.1731.

JOSKOW, Paul L. **Incentive regulation in theory and practice**: electricity distribution and transmission networks. Cambridge: MIT, 2006.

JOSKOW, Paul L. Regulation of natural monopolies. In: POLINSKY, A. Mitchell; SHAVELL, Steven (org.). **Handbook of Law and Economics**. Amsterdam: Elsevier, 2007. v. 2.

KAHN, Alfred E. **The Economics of Regulation**: Principles and Institutions. New York: John Wiley & Sons, 1970. v. 1: Economic Principles.

KYDLAND, Finn E.; PRESCOTT, Edward C. Rules rather than discretion: the inconsistency of optimal plans. **Journal of Political Economy**, Chicago, v. 85, n. 3, p. 473–492, jun. 1977.

LAFFONT, Jean-Jacques; TIROLE, Jean. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. Cambridge: MIT Press, 1993.

LEVY, Brian; SPILLER, Pablo T. The institutional foundations of regulatory commitment. **Journal of Law, Economics & Organization**, Oxford, v. 10, n. 2, p. 201–246, 1994.

NEWBERY, David M. **Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities**. Cambridge: MIT Press, 1999.

STERN, Jonathan. The pricing of gas in international trade - an historical survey. In: STERN, Jonathan (ed.). **The Pricing of Internationally Traded Gas**. Oxford: Oxford University Press, 2012.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Natural Gas Pipelines**. Washington, DC: EIA, 2024.

WILLIAMSON, Oliver E. Markets and hierarchies: some elementary considerations. **American Economic Review**, v. 63, n. 2, p. 316–325, maio 1973.

WILLIAMSON, Oliver E. **The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting**. New York: Free Press, 1985.

WILLIAMSON, Oliver E. Transaction-cost economics: the governance of contractual relations. **Journal of Law and Economics**, v. 22, n. 2, p. 233–261, out. 1979. DOI: 10.1086/466942.

O que é o CPLEN?

O Centro de Análise, Planejamento e Desenvolvimento de Recursos Energéticos (CPLEN) foi criado em 2011, no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, a partir do Grupo de Pesquisa em Planejamento, Análise Econômica e Social e Avaliação e Desenvolvimento de Recursos Energéticos.

Desde sua origem, o centro dedica-se a investigar os mecanismos de distribuição e uso da energia na sociedade, avaliando seus impactos econômicos, sociais e ambientais. Seu propósito inclui desenvolver metodologias de diagnóstico energético e formular interpretações e soluções que contribuam para o aprimoramento do setor energético brasileiro e global.

Para cumprir essa missão, o CPLEN concentra-se no desenvolvimento e na aplicação de metodologias capazes de diagnosticar a situação energética nacional e internacional. Isso envolve a avaliação da viabilidade de diferentes recursos energéticos – convencionais e não convencionais, fósseis e renováveis –, bem como o estudo de tecnologias de geração e distribuição, tanto em sistemas conectados à rede quanto em soluções off-grid, considerando alternativas já disponíveis ou em desenvolvimento. Além disso, o centro analisa modelos de gestão que possam apoiar a expansão e a modernização do setor.

Os focos de interesse das pesquisas abrangem o desenvolvimento e a consolidação de estudos teóricos, empíricos e aplicados, especialmente no contexto de projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. As atividades do CPLEN integram áreas tecnológicas, de planejamento e sociais, sempre orientadas pelo objetivo de compreender e aprimorar o campo da energia em suas múltiplas dimensões.

,O que é a Lumen?

A Lumen Strategic Advisory foi criada a partir da consolidação de uma trajetória de excelência acadêmica e rigor técnico no setor de infraestrutura energética nacional. Sediada em São Paulo, a consultoria nasce orientada pela interface entre a pesquisa científica, o poder público e o setor privado.

Desde sua origem, a empresa dedica-se a investigar os mecanismos de produção, transporte e distribuição de recursos energéticos, avaliando seus impactos regulatórios, econômicos e institucionais. Seu propósito inclui desenvolver metodologias de diagnóstico mercadológico e formular interpretações e soluções estratégicas que contribuam para o aprimoramento do setor energético brasileiro.

Os focos de interesse da Lumen abrangem a viabilização técnica e econômica de novos ativos e a estruturação de soluções regulatórias. As atividades da consultoria integram áreas técnicas, jurídicas e de relações governamentais, sempre orientadas pelo objetivo de compreender, antecipar tendências e liderar o campo da energia em suas múltiplas dimensões.