Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP
SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO - SIM
Coordenação Executiva de Cálculo Tarifário

NOTA TÉCNICA Nº 32/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Assunto: NTS — O&M, receita e tarifas

Referência: processo SEI nº 48610.209490/2025-12.

1. OBJETO

1. Esta Nota apresenta a proposta de custos de operação e manutenção (O&M), receita máxima permitida (RMP) e tarifas da NTS para o ciclo 2026–2030. Explica os blocos da receita, o tratamento dos contratos legados, as capacidades utilizadas e a devolução do saldo da conta regulatória. Os quadros permitem acompanhar a formação dos valores e contribuir para a decisão da ANP.

2. Os recursos relativos à Decisão de Diretoria nº 733/2026 estão em apreciação. Os cálculos utilizam a base de ativos da decisão vigente e poderão ser ajustados conforme o julgamento dos recursos. Os valores e as hipóteses apresentados nesta Nota constituem proposta submetida à consulta pública.

3. Os cálculos são apresentados em reais de dezembro de 2025. As tarifas de referência estão em R$/MMBtu, sem tributos sobre o faturamento; as capacidades estão em mil m³/dia, salvo indicação expressa. A receita técnica dos blocos, sua distribuição anual e os ajustes da conta regulatória são demonstrados separadamente.

2. BASE DE CÁLCULO

4. A DD 733/2026 adotou o método do capital recuperado (RCM) e BRA zero para a Malha Sudeste, sem constituir crédito pelo saldo econômico negativo de R$ 1.004,37 milhões. O GASIG tem saldo de abertura próprio de R$ 163 milhões. Para a sustentação, a decisão estabeleceu limite condicional de R$ 317,7 milhões anuais; o excedente de R$ 950,18 milhões foi classificado como contingente. Os investimentos de Japeri, Macaé e São José dos Campos, de R$ 989,2 milhões, são condicionados ao custo incorrido; R$ 2.442 milhões sem autorização não foram reconhecidos. O ingresso econômico das parcelas condicionais, contingentes ou remetidas ao custeio observa o inciso X da decisão.

3. PROPOSTA DE O&M

5. A Nota Técnica nº 10 da ANP reservou o exame do OPEX para esta fase. A resposta da NTS e o Anexo 15 apresentam a relação entre as quinze categorias de despesa, os contratos e o fluxo tarifário, separando os gastos dos projetos sem ato de construção. Essa organização permite examinar a composição do pedido e os ajustes considerados nesta proposta.

6. A NTS propõe R$ 2.183,988 milhões de OPEX para 2026–2030, a preços de dezembro de 2025, ante R$ 2.767,4 milhões na versão inicial. A redução do pedido é de aproximadamente R$ 583,4 milhões. O Anexo 15 revisto em 27/10 preserva a série anual. Em 2026, o total de R$ 607,475 milhões inclui R$ 38,795 milhões de G&A corrente e R$ 251,708 milhões de abertura de mercado histórica, agora apresentados em linhas separadas. A despesa recorrente, o gasto de abertura e a média do ciclo recebem tratamentos próprios nesta Nota.

7. A Carta NTS 195/2026, de 06/04/2026, trata do O&M e G&A, do critério de rateio, dos investimentos de 2017–2025 que a transportadora considera não remunerados e da valoração de GASPAJ e GASDUC III. As questões relativas à BRA integram a apreciação dos recursos. Para a

formação da receita, importa compatibilizar os investimentos, as despesas operacionais e a recuperação pelos contratos, de forma que a mesma intervenção seja considerada uma única vez.

8. Três perguntas determinam o exame: qual atividade é efetivamente atendida por cada rubrica; qual parte cabe ao serviço regulado conforme a vigência de cada contrato; e qual custo já foi pago por outra via, especialmente contratos legados, capital, créditos ou conta específica. A NTS fornece uma defesa técnica para o rateio por quilômetros.

4. CORRESPONDÊNCIAS

Tabela 1 — Informações da NTS e tratamento proposto

Tema	Manifestação da transportadora	Tratamento proposto
Forma da proposta	Anexo 15 com rateio por contrato, fluxo e conciliação contábil.	Utilização da série revista, com os ajustes de cálculo identificados por ano.
Custos comuns	Rateio por extensão e testes alternativos por atividade e instalação.	Verificação da relação entre a despesa e o serviço beneficiado, com sensibilidade ao critério de rateio.
Gastos de abertura	R$ 251,708 milhões históricos, apresentados em linha própria em 2026.	Tratamento separado do O&M recorrente, considerando a natureza e a recuperação desses gastos.
Manutenção e estudos	Detalhamento de outras manutenções, outros custos e R$ 80,193 milhões de estudos.	Distinção entre serviço recorrente, campanha periódica e gasto relacionado a investimento.
Vencimentos	GASPAJ e GASDUC III encerram-se em 2030.	Atribuição dos custos e receitas por competência, considerando a vigência de cada contrato.
Tecnologia e estoque	Informações sobre TI, sistemas e sobressalentes por classe.	Verificação da classificação e da recuperação única no OPEX ou no capital.

5. RESPOSTA DE 27/10

9. Esta atualização considera exclusivamente o último e-mail complementar, enviado em 27/10/2026 às 17h27 (SEI nº 6468782), e seus dois anexos documentais: o Anexo 15 revisado e o conjunto de sete notas explicativas. A mensagem pede desconsiderar o envio das 16h57. O histórico citado no próprio corpo não foi tratado como novo esclarecimento. A comparação com a proposta anterior identifica as mudanças apresentadas pela NTS. O Anexo 15 revisado está identificado no SEI nº 6468783 e o conjunto de notas explicativas no SEI nº 6468784.

10. A folha de rateio por contrato foi preservada integralmente, com os mesmos valores armazenados nas 868 células de dados. O pedido continua em R$ 607,475 milhões em 2026, R$ 406,927 milhões em 2027, R$ 378,549 milhões em 2028, R$ 378,309 milhões em 2029 e R$ 412,728 milhões em 2030: aproximadamente R$ 2.183,988 milhões no ciclo, em moeda de dezembro de 2025. A documentação ampliou a possibilidade de examinar o pedido; não reduziu os valores nem os transformou em custo aprovado.

11. O Anexo 15 acrescenta aberturas de pessoal, aluguéis e seguros, detalhamento de aluguéis e conservação de faixa, e volta a reunir a conciliação de demonstrações e os estudos/projetos. A conciliação passa a incluir 2025. A melhoria de apresentação permite examinar a composição dos custos; não substitui a prova dos dados de origem.

12. Para 2026, a conciliação entre o custo da empresa e a proposta por serviço é a seguinte. Valores aproximados em R$ milhões de dezembro de 2025. A parcela de 62% é a hipótese da proposta para custos comuns; sua pertinência continua sujeita ao exame por atividade e contrato.

Tabela 2 — Composição do custo operacional pedido para 2026

Componente de 2026	Valor	Natureza
Custos comuns da empresa	548,015	Base anterior ao rateio; não somar integralmente à proposta regulada.
Parcela dos custos comuns atribuída a Malhas Sudeste	339,769	62% da base comum.
Itens específicos, incluindo GASIG e estudos/projetos	15,997	Adições ao pedido após o rateio, cada qual sujeita ao exame próprio.
Gastos históricos de abertura de mercado	251,708	Pleito separado; não é custo recorrente.
Total pedido em 2026	607,475	Pedido da NTS, não RMP aprovada.

13. As sete notas explicativas descrevem atividades e instalações relativas a seis grupos de despesas que somam R$ 376,091 milhões para a empresa inteira no ciclo, antes do rateio. Isso corresponde a cerca de 53,2% do total de “Outras Manutenções” e “Outros Custos”. O esclarecimento sobre peças sobressalentes acrescenta uma distinção entre classes, mas o valor de cada serviço ainda precisa ser conciliado com a quantidade, o preço e o contrato que efetivamente o suporta. Os números desses grupos já estão no pedido: não são novas adições.

14. O principal resultado é permitir distinguir a necessidade do serviço, o valor pedido e o contrato beneficiado. Uma inspeção necessária pode ter preço ou frequência a ajustar; um custo prudente pode pertencer a contrato legado; um serviço periódico pode ter perfil diferente de despesa anual uniforme. Essas verificações antecedem a classificação da parcela incentivada e a definição do Fator X. A obrigação técnica não torna automaticamente todo o orçamento não gerenciável.

6. CUSTOS COMUNS

15. A NTS informa que contratos de manutenção e suporte atendem várias instalações e que a distribuição direta de todos os itens demandaria repactuação e novos sistemas. O estudo atribui diretamente os custos de compressores identificados e aplica critérios específicos a outras atividades; o restante recebe uma chave geral. A verificação do serviço beneficiado orienta a escolha entre alocação direta e rateio dos custos comuns.

16. A escolha final por extensão tem base física: 2.049 km distribuídos entre Malhas Sudeste (1.265 km), Malhas II (411 km), GASDUC III (180 km), GASTAU (99 km) e GASPAJ (94 km). As frações precisas são 61,74%, 20,06%, 8,78%, 4,83% e 4,59%. A tabela apresentada pela NTS arredonda a 62%, 20%, 9%, 5% e 5%, que somam 101%; o cálculo deve usar os quocientes exatos, não a tabela arredondada.

17. O estudo técnico alternativo indicou 65% para Malhas Sudeste e a contagem ponderada de instalações, 60%, frente aos 62% adotados na proposta. Os resultados têm ordem de grandeza próxima. A adequação do rateio varia conforme a atividade: a extensão da rede tem relação mais direta com a conservação da faixa do que com serviços administrativos ou de compressão. A avaliação considera essa relação e a atribuição do custo aos contratos correspondentes.

18. Na proposta, Malhas Sudeste recebe custos comuns desde 2026. GASPAJ e GASDUC III entram apenas após o término de cada contrato; Malhas II e GASTAU vencem em 2031 e não entram por esse motivo no ciclo atual. Para 2030, a referência de tempo considera 351 dias de GASPAJ e 50 dias de GASDUC III, além de todo o ano de Malhas Sudeste. A planilha, porém, usa 62% para Malhas Sudeste, 5% × 96,16% para GASPAJ e 9% × 13,70% para GASDUC III; a soma é 68,041%. Esse resultado decorre de percentuais arredondados, não dos quocientes exatos das extensões.

19. Mantidas apenas as extensões e os dias descritos nesta Nota, a conta exata seria 1265/2049 + (94/2049) × (351/365) + (180/2049) × (50/365) = 67,352467%. A diferença de 0,688533 ponto percentual representa cerca de R$ 3,890 milhões sobre a base comum de R$ 564,992 milhões de 2030,

antes de outros ajustes. É uma sensibilidade do critério de distribuição, não glosa, alteração do pedido nem variação já calculada da RMP. A adequação de cada direcionador ainda depende da atividade beneficiada. Em qualquer critério, comparar no mesmo período a receita do contrato legado e o custo atribuído à nova proposta, evitando recuperação simultânea.

6.1. EFEITO DO RATEIO

20. A apuração de cenários reproduz integralmente o pedido de R$ 2.183,988 milhões e mantém, em quadro separado, a hipótese sem os R$ 251,708 milhões de abertura histórica e sem os R$ 52,466 milhões de OPEX das expansões condicionadas. Essa hipótese soma R$ 1.879,814 milhões no ciclo e ainda contém R$ 80,193 milhões de estudos e R$ 27,902 milhões de OPEX específico do GASIG. Portanto, não deve ser chamada de custo recorrente já reconhecido. O parâmetro de rateio compara o critério usado pela NTS com a extensão exata, conservando os itens específicos e históricos em seus quadros próprios.

21. A tabela mostra apenas a mudança de distribuição dos custos comuns nessa hipótese, antes do Fator X. Unidade: R$ milhões de dezembro de 2025. Valores arredondados.

Tabela 3 — Custos operacionais: rateio da NTS e critério de extensão

Ano do ciclo	OPEX com rateio da NTS	OPEX com extensão exata	Diferença
2026	355,767	354,328	-1,439
2027	406,380	404,908	-1,472
2028	370,054	368,573	-1,482
2029	356,597	355,114	-1,482
2030	391,016	387,126	-3,890
Ciclo	1.879,814	1.870,048	-9,765

22. A redução acumulada de R$ 9,765 milhões é sensibilidade de distribuição, não glosa de eficiência ou redução do pedido apresentado. Em 2030, os R$ 3,890 milhões se distribuem principalmente em pessoal (R$ 1,059 milhão), faixa (R$ 0,902 milhão), outras manutenções (R$ 0,539 milhão), outros custos (R$ 0,438 milhão), G&A (R$ 0,435 milhão), aluguéis/seguros (R$ 0,281 milhão) e compressores (R$ 0,178 milhão). A apuração conserva o efeito por rubrica e ano. A pertinência de quilômetros como direcionador continua a exigir o exame do serviço e do contrato beneficiado.

23. A sensibilidade financeira do rateio compara os dois critérios com o mesmo bloco de capital, calendário de depreciação, CMPC, tratamento fiscal e Fator X. A diferença anual de OPEX após o incentivo é descontada e convertida em receita equivalente; não se divide simplesmente o total do ciclo por cinco. A alteração do calendário do GASIG é identificada no bloco de capital, para que seu efeito não seja atribuído ao critério de rateio. Os quadros de receita e tarifas seguintes apresentam a conta atualizada.

24. A sensibilidade de rateio com X de 0,5% compara critérios sob as mesmas hipóteses de capital e tributação: BRA zero para Malhas Sudeste, saldo de abertura de R$ 163 milhões para GASIG, vida total de quinze anos desde junho de 2024, CMPC real de 7,63%, IRPJ/CSLL de 34% e depreciação fiscal igual à regulatória. O efeito do rateio é calculado entre dois cenários com a mesma meta, sem misturá-lo ao ganho adicional de produtividade. A vida e a simplificação fiscal não são condições comprovadas pela equivalência financeira; a elegibilidade, a depreciação e a conciliação contratual continuam sob exame.

7. NÍVEL DE O&M

25. A revisão acrescenta à conciliação o ano de 2025. A NTS informa R$ 1.175,510 milhões de custo dos serviços e despesas administrativas, dos quais retira aproximadamente R$ 690,879 milhões de depreciação/amortização, repasses e outros ajustes da seleção. A conciliação resulta em R$ 484,631 milhões; a soma por categorias apresenta R$ 484,629 milhões, diferença residual de cerca de R$ 1,6 mil. Os valores são da seleção de custos da empresa inteira, não da parcela já atribuída ao serviço regulado. A conciliação apresentada é prova de organização dos dados, sem substituir a conferência dos registros e das demonstrações originais.

26. Os custos comuns projetados para 2026 são R$ 548,015 milhões, cerca de R$ 63,386 milhões ou 13,08% acima da seleção de 2025 na comparação aritmética dos valores apresentados. O quadro declara moeda de dezembro de 2025, mas os valores de 2025 repetem as magnitudes do quadro anterior, sem fator de atualização demonstrado. Portanto, o percentual não deve ser apresentado como variação real já comprovada. É necessário esclarecer a convenção de preços e a competência dos custos de 2025, sem aplicar automaticamente um IPCA anual adicional: um gasto distribuído no ano exige apuração compatível com suas datas. A NTS explica que o gasto de faixa de 2025 foi reduzido por revisão extraordinária de provisões e de entendimentos sobre contratos. Antes de usar 2025 como base de eficiência, é preciso separar essa reversão contábil de obrigações futuras efetivas: não cabe repetir automaticamente o efeito favorável nem restaurar provisão sem fundamento como despesa de 2026. Essa diferença entre a seleção anterior e os custos comuns projetados não prova, por si, ineficiência ou produtividade negativa; deve ser explicada por obrigação, quantidade, preço e seleção contratual.

7.1. PESSOAL

27. A nova abertura mostra 312 pessoas no início de 2026 e 357 ao final de 2030, com 21 admissões em operação/manutenção e 24 nas demais áreas. O custo total da empresa cresce de R$ 127,543 milhões em 2025 para R$ 138,870 milhões em 2026 e R$ 153,781 milhões em 2030. A diferença de 2026 é R$ 11,326 milhões: aproximadamente R$ 4,824 milhões são o custo anual das onze admissões daquele ano, e R$ 6,502 milhões estão na posição inicial de custo de 2026 frente ao realizado de 2025. Esses dois efeitos precisam de justificativas distintas.

28. A projeção utiliza cerca de R$ 438,6 mil de custo total por nova contratação ao ano e distribui folha, encargos e benefícios em proporções constantes. A avaliação considera a relação entre o efetivo médio, as funções e as atividades atendidas, inclusive a contratação de terceiros e os serviços das expansões. Essa verificação permite distinguir o crescimento de quadro da variação de custo por pessoa e identificar eventual sobreposição de funções no orçamento.

7.2. SERVIÇOS E CONTRATOS

Tabela 4 — Manutenção: informações e condições de reconhecimento

Grupo	Informação adicional válida	Limite para reconhecer o valor
Áreas industriais e túneis	Identifica grupos de serviços, fornecedores e instalações.	As notas apontam serviços exclusivos de túneis GASDUC III/GASTAU; separar esses contratos dos custos comuns e de obras ou conservação predial.
Manutenção de equipamentos	Relaciona planos e estimativas de ordens e exclui escopos especializados de compressão.	Verificação da relação entre os serviços previstos e o orçamento, considerando os escopos já contratados.
Conformidade ambiental	Lista licenças, exemplos de condicionantes, resíduos e reposição por ativo/ano.	A indicação de obrigação não quantifica o custo eficiente; verificar custos específicos de cada contrato, inclusive legados.
Geotecnia	Detalha segmentos, frequências, gatilhos de chuva/movimento e tipos de ensaio.	Distinção entre monitoramento, instrumentação e obras, considerando os contratos atendidos.

Grupo	Informação adicional válida	Limite para reconhecer o valor
SPIE	Explica técnicas, frequência por condição e resultados esperados da inspeção.	Não traz orçamento por equipamento e ensaio; separar a inspeção das intervenções recomendadas.
Segurança patrimonial	Identifica serviços e locais, com patrulhamento, vigilância, sistemas e central.	Verificação da atribuição aos serviços em operação e às expansões, considerando os custos de apoio já incluídos.
Calibração e medição	Informa universos, periodicidade e preços de referência.	Reconciliar instrumento, serviço, ciclo de calibração e orçamento; explicitar se o preço é individual ou por lote.

29. Apesar do avanço, sete itens continuam expressamente marcados como não priorizados para detalhamento: gestão de riscos operacionais, operador logístico, outras despesas operacionais, estudos/projetos para manutenção, reparos emergenciais, manutenção predial e estudos de eficiência/conformidade. Somam R$ 77,632 milhões para a empresa inteira no ciclo, antes do rateio. O total identifica parcelas cuja justificativa ainda está incompleta; não é exclusão automática da receita. Na consulta, orçamento, contrato, histórico e previsão física podem demonstrar as condições de reconhecimento.

30. O detalhamento dos túneis exige atenção ao contrato beneficiado. GASDUC III e GASTAU não se tornam custos comuns de Malhas Sudeste apenas porque a despesa está em um grupo genérico da planilha. Conforme o tratamento contratual já descrito nesta Nota, a parcela de GASDUC III após o vencimento de 2030 é proporcional ao período elegível, e GASTAU não entra por vencimento no ciclo. Antes de ajustar valores, é necessário identificar a parcela de cada serviço e sua recuperação na receita do contrato correspondente. As notas recebidas identificam o risco de atribuição; não permitem quantificar uma glosa de todo o grupo.

7.3. CALIBRAÇÃO

31. A nota informa 40 cromatógrafos com calibração semestral a R$ 25 mil, 43 medidores de vazão a cada 30 meses a R$ 300 mil e 359 transmissores com calibração semestral a R$ 4,6 mil. Apenas como teste de consistência, cobrindo todo esse universo e tratando os preços como unitários, a média anual seria 40 × 2 × 25.000 + 43 × (12/30) × 300.000 + 359 × 2 × 4.600 = R$ 10.462.800. A planilha prevê R$ 50,594 milhões no ciclo para a rubrica inteira, média de R$ 10,119 milhões/ano, que abrange outros serviços.

32. A diferença aproximada de R$ 344 mil/ano não é glosa nem valor adicional reconhecido. O exercício depende de preço por instrumento, cobertura integral e distribuição média dos vencimentos. Um calendário real de calibrações, a definição de lotes e a separação dos serviços podem explicar a diferença. O dado novo permite testar quantidade e preço; não autoriza substituir o orçamento pela conta simplificada.

7.4. PERIODICIDADE E PEÇAS

33. A proteção catódica é explicada pela NTS por inspeções com intervalos distintos, mencionando campanhas entre cinco e sete anos. A justificativa é compatível com um exame por atividade e calendário, sem presumir que toda a manutenção seja anual ou uniforme. Para SPIE, geotecnia e calibração, o fato de a inspeção poder gerar uma obra não transforma automaticamente o próprio ensaio em investimento; estudos diretamente atribuíveis à construção e instalação de instrumentação exigem tratamento separado. A classificação deve seguir o objeto entregue e o benefício, com recuperação única.

34. Quanto a sobressalentes, a NTS declara que Classe A está no investimento e que o OPEX contempla Classes B/C. A proposta dessas peças para a empresa soma R$ 84,691 milhões no ciclo,

média de R$ 16,938 milhões/ano. O histórico enviado apresenta R$ 22,698 milhões em 2023, R$ 23,126 milhões em 2024 e R$ 31,169 milhões em 2025, mas não separa B/C de A nem explicita a mesma data-base para a comparação. Não se conclui, desses totais, excesso ou ganho de eficiência. A verificação considera a diferença entre criticidade operacional e classificação contábil, bem como a recuperação dessas peças.

7.5. SEGUROS, ALUGUÉIS E FAIXA

35. A abertura apresenta R$ 117,429 milhões de seguros e R$ 85,139 milhões de aluguéis para a empresa no ciclo. Nos seguros, R$ 7,954 milhões correspondem a consultoria e remuneração de êxito e R$ 0,686 milhão à avaliação patrimonial: aproximadamente R$ 8,640 milhões de serviços distintos dos prêmios. Os aluguéis abrangem veículos, plataformas, andaimes, sede e equipamentos. A locação e o condomínio da sede incluem serviços de apoio; a verificação considera sua compatibilidade com as demais rubricas, para reconhecer cada despesa uma vez.

36. A faixa é aberta em R$ 84,195 milhões anuais de compartilhamento e R$ 46,765 milhões de conservação, para a empresa inteira. O quadro informa 1.042,15 km compartilhados e 452,6 km exclusivos. A soma dos segmentos listados para os compartilhados é 1.036,65 km, diferença de 5,5 km; a seleção de segmentos deve ser conciliada antes de usar custo por quilômetro. A reversão de provisões de 2025, os pagamentos futuros e os serviços de conservação são objetos distintos, sem ajuste automático por comparação de totais.

7.6. PROJETOS

37. Para PR Macaé, o último e-mail informa autorização de operação prevista para agosto de 2027 e cita Carta NTS 166/2026, SEI 5808083, e cronograma SEI 5808082. O pedido é R$ 0,547 milhão em 2027 e R$ 1,640 milhão em cada ano de 2028 a 2030. A conta de 2027 equivale a quatro meses do custo anual, como ocorreria com despesas de setembro a dezembro sob hipótese de custo uniforme. A autorização é prevista para agosto; o mês de início do OPEX projetado precisa ser explicitado na apuração, sem tomar essa equivalência como prova da data efetiva de operação. Esse esclarecimento pode ser apresentado durante a consulta. A alegação de antecipar a operação para o primeiro semestre não é data comprovada e não altera a conta atual. Gastos anteriores ao serviço, custos capitalizados e despesas após operação precisam ser conciliados por objeto e período.

38. A planilha mantém Japeri em R$ 6,527 milhões em 2028 e R$ 19,581 milhões anuais depois, e ERP São José dos Campos em R$ 0,328 milhão em 2028 e R$ 0,492 milhão depois. Esses primeiros valores correspondem a quatro e oito meses, respectivamente, sob hipótese de custo anual uniforme; as frações não comprovam data de operação. A promessa de protocolar prestações de contas para a tarifa de 2027 não equivale ao protocolo, à aceitação de custo nem à autorização de ingresso econômico. Estudos DB II e P&D&I permanecem em R$ 80,193 milhões no ciclo e exigem produto, calendário e ausência de recuperação duplicada em OPEX e investimento.

7.7. TECNOLOGIA E COMPRESSORES

39. A abertura de TI e tecnologia operacional discrimina sistemas, fornecedores, escopo e natureza declarada: R$ 168,042 milhões para a NTS inteira no ciclo, sendo R$ 88,763 milhões classificados pela empresa como operacional comum, R$ 17,874 milhões como operacional direto e R$ 61,405 milhões como corporativo. São detalhes de rubrica já incluída em Outros Custos, sem nova adição ao pedido. Atribuir o rótulo operacional direto a SCADA, ConnectGas e POC não prova a recuperação integral nem afasta o exame do contrato beneficiado. Implantação, desenvolvimento e aquisição devem ser separados de suporte, mensalidades e licenças recorrentes, para evitar remuneração do mesmo objeto em investimento e OPEX.

40. A resposta técnica da NTS informa que as revisões gerais de compressores estão no investimento e fora da rubrica de Manutenção e Operação de Compressores. A rubrica operacional inclui locação e O&M da SCOMP Congonhas, O&M de Mantiqueira e contratos de inspeção, vibração, rotodinâmica e assistência. A descrição do serviço não resolve sozinha sua classificação: uma intervenção pode conter inspeção principal, troca de componente e manutenção corrente. Separar escopo e fatura, reconhecer baixa do componente substituído quando cabível e verificar se o contrato de O&M já remunerou a mesma intervenção.

8. GASTOS PASSADOS

41. A NTS pleiteia recuperar em 2026 despesas históricas da abertura de mercado: R$ 189,77 milhões na Categoria I, incorridos em 2019–2021, e R$ 61,94 milhões na Categoria II, de 2017–2024. A transportadora relaciona os gastos à internalização da operação e à formação da estrutura multicliente. A verificação considera a natureza dos gastos e sua recuperação anterior para definir eventual tratamento próprio, separado do O&M recorrente. A Nota Técnica nº 10 apontou a Categoria II como não elegível no exame anterior; sua inclusão depende de decisão específica.

42. Na apresentação anterior, essa era a principal explicação da G&A de R$ 290,503 milhões em 2026. A nova planilha conserva o pedido e mostra G&A corrente de R$ 38,795 milhões e abertura histórica de R$ 251,708 milhões em linhas separadas. Ao calibrar produtividade, isolar o componente histórico da comparação anual enquanto sua admissibilidade é examinada. O exercício preliminar de Fator X usa R$ 815,720 milhões de OPEX em 2026, que coincide com o total da NTS antes do rateio por contrato na Tabela B; o pedido regulado de R$ 607,475 milhões resulta da seleção e alocação aos serviços da Tabela F. Não se deve aplicar um percentual do exercício à série regulada sem a conciliação entre essas duas bases, por ano, rubrica e contrato.

9. CAPITAL E TECNOLOGIA

43. A BRA de abertura e o investimento subsequente têm funções diferentes. A primeira é o valor regulatório dos ativos elegíveis na data inicial, após depreciação, baixas e recuperações já ocorridas. Investimento futuro só produz retorno e depreciação depois de verificados prudência, custo, autorização e entrada em operação, com baixa do bem substituído. O custo de operação eficiente é outra parcela. Tributos requerem apuração própria de alíquotas, créditos, deduções e compatibilidade com a taxa de retorno. A checagem final deve recompor o fluxo de caixa livre, sem remunerar duas vezes depreciação, imposto ou ativo. A Resolução ANP 991/2026 distingue RMP, BRA e tarifas; o saldo de conta regulatória tem tratamento próprio para fatores imprevistos, não absorve discordância ordinária sobre a base inicial.

44. A Nota Técnica nº 10 examinou limite de R$ 317,7 milhões anuais de investimento de sustentação, R$ 1.588,5 milhões no ciclo, frente ao pedido de R$ 2.538,7 milhões. A diferença é de aproximadamente R$ 950,2 milhões. O limite de planejamento e o ingresso na BRA são etapas distintas: a incorporação considera a elegibilidade do investimento, a efetiva entrada em operação, as condições da decisão e os efeitos sobre os ativos substituídos e o O&M.

45. Na correspondência de 01/09, a NTS defende R$ 50,7 milhões em TI, incluindo SCADA 2.0 e ConnectGas, como ativos intangíveis. O conteúdo apresentado identifica entregas potenciais: renovação de servidores, migração de plataforma, novas funções de controle e sistema comercial para entrada e saída. O exame precisa separar hardware, licenças permanentes, desenvolvimento controlado, assinaturas, suporte e treinamento. A alegação de conformidade com o CPC 04 é uma tese da empresa; verificar identificabilidade, controle, benefício, custo mensurável e momento em que cada módulo começou a operar. Se o projeto reduz esforço administrativo, refletir a economia prevista no O&M quando comprovada.

46. A NTS informa que sobressalentes críticos podem atender instalações compatíveis. O reconhecimento considera sua titularidade, o uso esperado e a recuperação nos contratos de materiais e

manutenção. A categoria “classe de locação” citada na correspondência refere-se à adequação física do gasoduto em área adensada, com tratamento de obra, e não a aluguel.

10. RMP E FATOR X

47. Para a apresentação de 28/10, a conta anual da NTS seguirá, em linguagem operacional: saldo inicial de BRA da decisão vigente; adições elegíveis que entrarem em serviço; baixas e depreciação; remuneração do saldo pelo custo de capital compatível; O&M e G&A examinados quanto à eficiência; tributos calculados em apuração própria; e eventuais ajustes de receita previstos na norma. O resultado será uma RMP individual proposta para consulta, com premissas e ressalvas explícitas, não uma RMP definitivamente aprovada. A tarifa distribuirá essa receita entre serviços e pontos com demanda, contratos e multiplicadores compatíveis. A informação pública de 02/10 menciona BRA zero para Malhas Sudeste e R$ 163 milhões para GASIG, e custo médio ponderado de capital real de 7,63% ao ano. O recurso ainda em exame será mostrado em sensibilidade separada.

48. O Fator X futuro deve medir produtividade adicional sobre uma base inicial eficiente. Há três ajustes distintos: retirar despesa indevida de 2026, recusar crescimento futuro sem causa física e definir ganho que se espera produzir ao longo do ciclo. Nenhum deles se confunde com a queda do pedido de R$ 2.767,4 milhões para R$ 2.183,99 milhões. O art. 11 e o Anexo II publicados atualizam a RMP de forma agregada; a consulta propõe separar PI e parcela não incentivada (PNI), com X apenas na PI e teste comparativo da regra vigente. A simulação preliminar aplicada ao OPEX serve como diagnóstico e precisa de conciliação antes de virar parâmetro normativo.

10.1. META DE PRODUTIVIDADE

49. Propõe-se X de 0,5% ao ano na PI gerenciável, a partir de 2027, conforme a fundamentação comum da Nota de metodologia. O X é o fator de eficiência proposto. A aplicação mantém separadas a análise da base, a evolução de atividade e a produtividade adicional. Retorno, depreciação, tributos, repasses e saldos não recebem esse fator.

50. Na NTS, o complemento de outubro permite examinar contratos, inspeções, serviços e custos comuns com maior precisão. A meta alcança melhorias graduais de contratação, programação e administração dos serviços gerenciáveis. A correção do rateio entre contratos e a exclusão de gastos históricos são ajustes da base, não produtividade nova. O percentual pequeno evita presumir que contratos de integridade e segurança possam ser reduzidos uniformemente sem examinar seu escopo.

51. No cenário de preços constantes, com IPCA de 4% para converter a equação, a PI de referência de cada ano é multiplicada por [(1,04−0,005)/1,04]^(ano−2026). A redução acumulada da PI frente à mesma referência sem X chega a 1,9093% em 2030. A economia aritmética de OPEX no ciclo é R$ 14,228 milhões. Esses números avaliam a meta nas hipóteses do cenário; não homologam o custo de referência.

Tabela 5 — Efeito do fator X nos custos gerenciáveis

R$ milhões de dez/2025	2026	2027	2028	2029	2030
PI de referência, antes de X	277,483	284,645	286,181	287,507	313,622
PI com X de 0,5%	277,483	283,276	283,436	283,380	307,634
Redução adicional de OPEX	0,000	1,368	2,745	4,127	5,988
OPEX do cenário após X	355,767	405,012	367,309	352,470	385,028

52. A classificação restrita alcança somente os componentes gerenciáveis selecionados no cenário, com identificação das rubricas e do serviço beneficiado. Despesas parcialmente gerenciáveis exigem justificar a fração. O X é o fator de eficiência proposto.

11. PARCELA INCENTIVADA

53. A apuração proposta usa RMP_t = PI_t + PNI_t, PI_t = PI_(t−1) × (1 + IPCA_t − X_t) + Q_t e PNI_t = RC_t + DR_t + T_t + PT_t + CR_t + DNG_t. RC é remuneração do capital; DR, depreciação e amortização regulatória; T, tributos e encargos; PT, repasses; CR, conta regulatória admissível; e DNG, demais custos não gerenciáveis. Q é ajuste monetário de qualidade, tratado como zero apenas no cenário de simulação sem método aprovado. A parcela gerenciável de custo misto exige classificação e prova. A fórmula agregada publicada da Resolução 991 permanece referência da situação vigente; a separação PI/PNI é proposta desta consulta e depende de aprovação normativa. Nenhum componente da PNI recebe X. A receita ordinária é apurada antes do ajuste da conta regulatória. A parcela reconhecida de CR é aplicada uma única vez, com seu sinal, após a definição do perfil ordinário, e integra a RMP ajustada do exercício. Sua apresentação em linha própria não autoriza reaplicá-la na formação das tarifas.

54. Na NTS, a PI depende da conciliação entre os R$ 815,720 milhões informados pela NTS e os R$ 607,475 milhões alocados ao serviço em 2026; nenhum desses totais vira PI automaticamente. A abertura de mercado histórica de R$ 251,708 milhões exige exame de fato gerador e recorrência antes da classificação. Capital e depreciação da BRA reconhecida, tributos, repasses, conta regulatória admissível e outros custos sem controle operacional pertencem à PNI. A eventual alteração da BRA após recurso muda RC e DR, sem efeito direto do X.

12. MULTIPLICADORES

55. Adota-se ponderação de 1,25 para o curto prazo agregado da previsão, a mesma referência usada na TBG. Não foi localizada proposta específica da NTS para o ciclo nos documentos examinados. O caso 1,00 permanece como sensibilidade. A ponderação modifica o determinante de faturamento e a tarifa base, preservando a receita a recuperar e as capacidades físicas.

56. A previsão agregada não identifica a duração de cada produto curto. Por isso, 1,25 não é um multiplicador trimestral nem equivale à aprovação do mesmo fator para todos os produtos. A Resolução ANP nº 991/2026, arts. 31 a 37, toma a tarifa firme anual como base e prevê a definição justificada dos fatores. Até a metodologia própria, os intervalos do art. 37 são 1,00–1,20 para o trimestral, 1,00–1,45 para o mensal e 1,00–1,60 para o diário e intradiário.

57. Para cada produto, a cobrança resulta da capacidade contratada, da duração, da tarifa base e do fator aplicável, em unidades coerentes. Quando a capacidade já é média diária equivalente no ano, a duração não é aplicada novamente. A soma das cobranças recupera a mesma receita atribuída a cada lado. As tabelas praticadas em 2026 servem de referência histórica e não são tratadas como propostas para este ciclo.

58. O serviço interruptível segue tratamento próprio nos arts. 38 e 39, separado do curto prazo firme e do Fator X. A probabilidade de atendimento e a destinação de sua receita não são substituídas pelo ponderador agregado.

59. Na NTS, o curto prazo consta somente de 2026 no cenário utilizado. A mudança de 1,00 para 1,25 eleva o determinante de entrada em aproximadamente 0,06% e o de saída em 0,26%; a redução da tarifa base é de até 0,27%. De 2027 a 2030, essa mudança não altera os preços, pois não há curto prazo no determinante.

13. SÉRIE DE CUSTOS

60. O quadro reproduz a proposta da transportadora por ano. Os valores considerados na receita, seus ajustes e os blocos calculados constam da seção Tarifas.

Tabela 6 — Custos operacionais e investimentos de sustentação

Ano	OPEX proposto pela NTS atribuído ao ciclo	Sustentação pedida	Limite técnico anual da NT 10	Estado da linha de capital
2026	607,475	774,4	317,7	Só investimento elegível, realizado e em serviço poderá alterar a BRA.
2027	406,927	647,6	317,7	Excesso pedido sujeito a exame; valor do limite não é adição.
2028	378,549	425,7	317,7	Depende de projeto e baixa correspondente.
2029	378,309	351,0	317,7	Depende de projeto e data de operação.
2030	412,728	340,0	317,7	Também depende da mudança contratual de GASPAJ e GASDUC III.
Ciclo	2.183,988	2.538,7	1.588,5	R$ 950,2 milhões acima do limite exigem tratamento específico; nenhum valor entra automaticamente.

14. CONTA REGULATÓRIA

61. O saldo informado e sua data de referência serão conciliados antes da homologação. A apuração de cenário usa R$ 359 milhões estimados ao fim de 2025. Os R$ 590 milhões estimados em junho de 2026 pertencem a outra data e incluem movimentos posteriores; não são um segundo crédito a somar aos R$ 359 milhões. A seleção preserva o histórico, sem presumir apuração definitiva de todos os lançamentos ou saldo zero de 2026. A conciliação acompanha as competências, os serviços, a atualização e as compensações realizadas, para distinguir o saldo acumulado dos movimentos posteriores e do ajuste específico de faturamento de 2026.

62. O art. 13, § 5º, da Resolução 991 permite reversão total ou parcial; não estabelece quatro parcelas até 2030. Propõe-se devolver o crédito no primeiro ajuste após seu reconhecimento e fracioná-lo somente com motivo demonstrado. O teto de 15% do § 6º trata de incremento por recuperação insuficiente e não limita a redução a favor dos usuários. Na referência sem legados, com CMPC real de 7,63% e dezembro de 2025 como base, a parcela única em 2027 seria R$ 415,873 milhões. Ela excederia a receita ordinária nivelada de R$ 401,411 milhões do cenário com X de 0,5%, produzindo receita a recuperar de R$ -14,462 milhões.

63. Para essa referência, o calendário comparativo usa duas parcelas anuais constantes de R$ 215,578 milhões em 2027 e 2028, em vez de alongar automaticamente a devolução até 2030. O valor presente das duas parcelas corresponde ao saldo de R$ 359 milhões. A referência sem legados apresenta R$ 185,833 milhões de receita a recuperar em cada um desses anos; o novo caso com legados tem a recuperação indicada na seção Tarifas. O teste da apuração abrange 23 pontos ou zonas de entrada e saída nos cinco anos: nenhuma tarifa fica negativa na hipótese de distribuição proporcional adotada. Essa é prova de viabilidade numérica do cenário, não confirmação de que todo o estoque histórico pertença a esses serviços. Antes da decisão, a atribuição do saldo será conciliada por instalação e serviço; quantidade e distribuição das parcelas serão revistas se essa conciliação ou a cobrança projetada alterar o resultado. O CMPC é referência para comparar os calendários; não é indexador jurídico estabelecido pela Resolução para a conta.

64. A quantidade de parcelas depende da RMP e do saldo que venham a ser reconhecidos. Se a receita elegível final comportar a reversão integral em um ano, o motivo para fracionar terá de ser reavaliado. O teste numérico não homologa a RMP de cenário nem os custos ainda em exame. A reversão fica identificada após a suavização ordinária, fora da PI, com controle do saldo realizado e sem redistribuir o crédito entre os anos pelo calibrador da tarifa.

65. A diferença entre a receita faturada em 2026, com as tarifas anteriores mantidas, e a receita de referência do ciclo será apurada na versão final da Consulta Pública, quando estiverem definidas as

variáveis de que depende. A linha correspondente permanece sem valor nesta simulação, sem concluir pela inexistência de diferença. A apuração terá registro único com a conta regulatória: os movimentos posteriores presentes no saldo informado de junho de 2026 não se somam integralmente ao saldo de dezembro de 2025 já considerado para devolução.

15. OPÇÕES E DEMANDA

15.1. CONTRATAÇÃO E MENSURAÇÃO

66. A projeção de contratação para o ciclo é elaborada pela transportadora. Para os cálculos desta consulta, a ANP adota uma mensuração alternativa de capacidade, identificada na memória por ponto e período, que combina as informações de mercado com as referências dos contratos legados. A escolha considera os direitos de utilização da infraestrutura envolvidos na adequação contratual e sua distribuição entre as localidades, além dos registros de movimentação e das capacidades comerciais disponíveis.

67. O art. 24 da Resolução ANP nº 991/2026 atribui ao transportador a projeção quinquenal de contratação firme, incluindo curto e longo prazo. O art. 25, parágrafo único, admite outra mensuração, com justificativa. Os arts. 19, 21, 26 e 27 orientam a consulta, os dados da proposta, a reprodução do cálculo e o CWD. A alternativa examinada nesta seção deve ser motivada por suas fontes e critérios; sua apresentação não comprova a rejeição das projeções recebidas.

68. A Lei nº 14.134/2021, arts. 9º e 44, vincula a definição de receita e tarifas à consulta e protege as receitas dos contratos na adequação. Preservar a receita contratual não fixa, por si, um único valor de capacidade a atribuir a cada ponto.

69. A referência internacional recomenda estimativas objetivas e realistas de capacidade cuja contratação é esperada, construídas com as melhores informações disponíveis e examinadas pelo regulador. Essa orientação ajuda a avaliar o risco de previsão; não equivale a norma brasileira nem demonstra qual cenário deve ser escolhido em cada malha.

15.2. OPÇÕES LOCAIS

70. As referências dos contratos legados identificam opções de entrada e retirada por localidade e vigência. As opções de saída podem ser exercidas em momentos distintos. Sua soma representa o conjunto de opções consideradas, sujeitas às condições de cada contrato e aos limites operacionais do exercício físico. A falta de simultaneidade, isoladamente, não determina uma redução proporcional das quantidades locais.

71. Em exemplo apenas conceitual, um contrato pode permitir retirar até 10 em A ou até 10 em B, sujeito a um limite conjunto de 10. Existem duas opções locais de 10, cuja soma é 20; o contrato continua limitando a retirada simultânea a 10. O exemplo não cria direitos, pontos ou capacidades nos contratos em exame. As restrições ao exercício físico das opções e a mensuração adotada para valorar sua reserva têm funções diferentes.

72. Os totais das tabelas seguintes somam referências locais. Entradas e saídas são apuradas separadamente; não se somam os dois lados para obter um volume único transportado. Tampouco se utiliza automaticamente a diferença entre a quantidade diária contratual e a soma das opções para apurar capacidade disponível, renunciada ou ainda sem localização. Categorias econômicas de reconciliação não se tornam novas capacidades em pontos escolhidos por conveniência.

15.3. COMPOSIÇÃO DO CENÁRIO

73. A previsão de contratação e as referências legadas permanecem separadas. Quando representam o mesmo direito, no mesmo ponto e período, a quantidade firme considerada é o maior valor entre a referência legada aplicável e a previsão anual acrescida do longo prazo. Acrescenta-se apenas a diferença positiva que ainda não esteja incluída. A comparação utiliza quantidades físicas; o desconto do produto elegível é aplicado posteriormente, uma única vez. Direitos distintos conservam identificação própria. Sejam A a capacidade física do produto anual, LP a capacidade física do produto de longo prazo e Qleg a referência do legado no ponto e no ano. O cenário combinado usa Qtotal = máximo(A + LP; Qleg). O acréscimo necessário é ΔQ = máximo[Qleg − (A + LP); 0]. Somar Qleg integralmente a uma previsão que já o contém duplicaria a opção.

74. A regra do máximo depende da identidade da opção, do ponto, do período e da inclusão do legado na previsão. Se as fontes representarem direitos distintos ou produtos de outro prazo, a composição precisa ser demonstrada antes da soma. As capacidades dos produtos de curto prazo mantêm sua decomposição, seus dias de contratação e seus multiplicadores, sem passagem automática para capacidade anual inteira.

75. Preserva-se LP físico e aplica-se o desconto elegível uma única vez. Se o acréscimo ΔQ receber produto anual sem desconto e o longo prazo elegível tiver desconto de 15%, o determinante equivalente será A + ΔQ + 0,85 × LP. A cobrança será tarifa base × (A + ΔQ) mais 0,85 × tarifa base × LP. Não se compara diretamente uma quantidade já ponderada pelo desconto com a referência física do legado. A elegibilidade e o produto atribuído ao acréscimo devem estar explícitos na memória.

76. Por exemplo, com A = 4, LP = 2 e Qleg = 8, nas mesmas unidades físicas e para a mesma opção, ΔQ = 2 e Qtotal = 8. O determinante equivalente é 4 + 2 + 0,85 × 2 = 7,7. O valor de 7,7 é peso de cobrança; não reduz a capacidade física de 8. Esse exemplo didático não atribui contratação adicional a qualquer empresa.

15.4. VIGÊNCIA

77. Cada referência legada observa a vigência do respectivo contrato, com ponderação pelos dias de validade no ano do vencimento. Ao término, encerra-se essa referência, enquanto a projeção de contratação conserva seu tratamento próprio. A composição das capacidades não altera automaticamente a receita preservada dos contratos nem sua alocação financeira. Para cada componente contratual g, a referência média anual é Qleg,g,t = qg × dg,t/Dt, em que qg é a capacidade diária, dg,t é o número de dias de vigência no ano e Dt é o número de dias desse ano. O calendário conta a data final indicada como inclusiva e usa 366 dias em 2028. A redução no ano de término é aplicada ao componente correspondente, sem alterar os demais componentes da zona.

78. Quando a fonte não define uma referência local, registra-se “Não definida”, preservando a previsão recebida. Zero expresso na memória histórica significa zero apenas naquela referência, não ausência de demanda futura ou de capacidade técnica.

15.5. RECEITA E CÁLCULO

79. Alterar o determinante de capacidade não modifica automaticamente os blocos de custo, a receita contratual preservada ou a conta regulatória. A memória distingue a receita ordinária N, o livro contratual L, a parcela alocada B = v × L, a cobrança antes da conta C = N + ΣB e o complemento ERP = L − B, pago no próprio contrato. O quadro de receita mostra o livro integral, a dedução dessa parcela e os legados líquidos que entram na tarifa. O fator v é aplicado uma única vez à receita contratual; não é um novo redutor da capacidade física. A regra do máximo evita sobreposição do mesmo direito, ponto e período; direitos independentes conservam identificação própria.

80. A comparação mostrará o cálculo anterior, a nova previsão sem alteração das referências legadas e a composição dessa previsão com as opções aqui apresentadas. Cada alternativa deve informar ponto, produto, ano, capacidade física, determinante equivalente, preço e receita calculada. A soma de preço por quantidade de cada produto, com descontos e duração próprios, precisa conciliar a

receita atribuída a cada lado. Uma mudança de demanda também altera os pesos do CWD; por isso o efeito por ponto não é necessariamente a simples inversão de um denominador agregado.

81. O cálculo individual adota as capacidades, os produtos, os descontos, a divisão entre entrada e saída e as frações locacionais indicados nesta Nota. As escolhas e suas sensibilidades integram a consulta pública.

15.6. PREMISSAS

82. A referência de entrada é 10,566 milhões de m³/dia em PR-TECAB, 15 em PR-GNL Baía de Guanabara, 20 em PR-Caraguatatuba e 1,25 na interconexão Paulínia. GASPAJ utiliza a capacidade efetiva de 1,25 milhão de m³/dia. As demais referências conservam as hipóteses identificadas da memória, sem certificar contratação ou compatibilidade operacional conjunta. PR-TECAB usa a referência locacional de 10,566; o vínculo do GNL da Baía de Guanabara a Malhas Sudeste II permanece hipótese específica. Posições sem definição conservam a previsão de mercado separada.

83. Na saída, as referências somam 52,716250 milhões de m³/dia em 2026–2029. RJ1 reúne 10 de GASDUC III e 6,9062 de Malhas II. A parcela específica de 7,4 de Malhas II já integra as zonas e não será acrescentada de novo. A calibração histórica de até 95% nas zonas compartilhadas é premissa daquele exercício; não constitui regra geral para novas previsões ou quaisquer outras zonas.

84. A referência física de GASPAJ na saída MG4 e na entrada de Paulínia é 1,25 milhão de m³/dia. A quantidade de 5 milhões de m³/dia permanece apenas como base do livro contratual usado na estimativa da receita, sem constituir reserva física adicional de entrada e saída. A referência efetiva e o fator monetário v = 0,25 têm objetos distintos: não se aplica outro corte de 25% à capacidade de 1,25 milhão nem à receita contratual já alocada.

85. Em 2030, GASPAJ contribui com 1,25 × 14/365 = 0,047945 milhão de m³/dia em Paulínia e MG4. Em PR-TECAB, GASDUC III conserva 10,566 × 315/365 = 9,118603 milhões de m³/dia. Em RJ1, o cálculo separado é 10 × 315/365 + 6,9062 = 15,536337 milhões de m³/dia. A fração de vigência de GASDUC III não reduz a parcela de Malhas II.

86. O GNL da Baía de Guanabara conserva 15 milhões de m³/dia até 2030; a memória estendida usa 15 × 286/365 em 2031 para a hipótese de Malhas II. GASTAU conserva 20 até 2030 e 20 × 334/365 em 2031. Esses calendários posteriores são informação de conciliação contratual e não ampliam o ciclo tarifário 2026–2030. As datas e o vínculo por contrato permanecem sujeitos ao confronto com os instrumentos e aditivos aplicáveis.

15.7. REFERÊNCIAS POR PONTO

87. Os valores estão em mil m³/dia, como médias anuais da referência legada. “Não definida” não equivale a zero. As tabelas não contêm a previsão de mercado nem o resultado de sua composição.

15.8. ENTRADA

Tabela 7 — Referências de capacidade dos contratos legados — entrada

Ponto; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
PR-TECAB	10.566,000	10.566,000	10.566,000	10.566,000	9.118,603
PR-GNL Baía de Guanabara	15.000,000	15.000,000	15.000,000	15.000,000	15.000,000
PR-Caraguatatuba	20.000,000	20.000,000	20.000,000	20.000,000	20.000,000
Interconexão Paulínia (entrada)	1.250,000	1.250,000	1.250,000	1.250,000	47,945
PR-Itaboraí	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida

Ponto; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
Interconexão Cabiúnas (entrada)	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida
Interconexão Guararema (entrada)	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida
Interconexão REPLAN (entrada)	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida
Soma das referências definidas	46.816,000	46.816,000	46.816,000	46.816,000	44.166,548

15.9. SAÍDA

Tabela 8 — Referências de capacidade dos contratos legados — saída

Ponto; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
RJ1	16.906,200	16.906,200	16.906,200	16.906,200	15.536,337
RJ2	8.200,400	8.200,400	8.200,400	8.200,400	8.200,400
RJ3	2.064,350	2.064,350	2.064,350	2.064,350	2.064,350
RJ4	409,450	409,450	409,450	409,450	409,450
RJ5	2.442,450	2.442,450	2.442,450	2.442,450	2.442,450
MG1	648,850	648,850	648,850	648,850	648,850
MG2	1.631,150	1.631,150	1.631,150	1.631,150	1.631,150
MG3	2.971,600	2.971,600	2.971,600	2.971,600	2.971,600
MG4	1.250,000	1.250,000	1.250,000	1.250,000	47,945
SP1	1.242,600	1.242,600	1.242,600	1.242,600	1.242,600
SP2	3.124,550	3.124,550	3.124,550	3.124,550	3.124,550
SP3	8.205,150	8.205,150	8.205,150	8.205,150	8.205,150
SP4	3.619,500	3.619,500	3.619,500	3.619,500	3.619,500
Interconexão REPLAN (saída)	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida
Interconexão Cabiúnas (saída)	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida	Não definida
Soma das referências definidas	52.716,250	52.716,250	52.716,250	52.716,250	50.144,332

88. As somas acima consideram somente as posições com valor definido. A ausência de referência em outras posições impede interpretar esse total como inventário completo da demanda, das reservas ou da capacidade física da empresa.

16. TARIFAS

16.1. BLOCOS E TARIFAS

89. Os blocos de custo abaixo conservam suas bases e ressalvas. A conta individual utiliza a alocação B = vL dos contratos existentes para formar o numerador da tarifa na própria malha e carteira. A receita técnica soma os blocos anuais, o perfil nivelado preserva seu valor presente e a conta regulatória entra depois. Os quadros de recuperação e de tarifas por ponto desta seção seguem essa alocação, sem homologar o livro contratual como custo eficiente. Os dados de ativos, OPEX, tributos, capacidades e produtos mantêm as fontes e ressalvas descritas nesta Nota.

90. A abertura usada é a da DD 733/2026: Malha Sudeste com valor zero e GASIG em R$ 163,000 milhões. O cenário não inclui ativos nem investimentos de aprovação condicional e adota a série de OPEX sem gastos passados e sem expansões condicionais, com PI restrita e X de 0,5% desde 2027. O retorno usa CMPC real de 7,63% sobre a base no início do ano. IRPJ e CSLL seguem a hipótese fiscal da apuração, sujeita à conciliação da base por ativo. Não se somam retornos ou custos de contratos distintos sem compatibilizar sua atribuição ao serviço.

91. Para os cálculos desta consulta, adota-se vida total de quinze anos para o GASIG, com início de operação em junho de 2024. A convenção mensal inclui junho de 2024: são dezenove meses até dezembro de 2025, restando 161 meses, ou treze anos e cinco meses. Preserva-se o saldo regulatório de abertura de R$ 163,000 milhões em dezembro de 2025. A cota de 2026 é, portanto, 163,000 × 12/161 = 12,149 milhões de reais; o calendário termina em maio de 2039 sob essa convenção. Não se descontam novamente dezenove meses do saldo de abertura.

92. A depreciação reduz a BRA de encerramento, que se torna a abertura do ano seguinte. A remuneração incide sobre esse saldo no início de cada ano; os tributos acompanham sua base própria. Na hipótese fiscal desta simulação, a depreciação fiscal acompanha a regulatória, e IRPJ/CSLL são calculados por retorno × 0,34/0,66. A soma desses blocos gera a RMP técnica anual. O teste alternativo considera a leitura de R$ 163 milhões como valor original de 2024; ela resultaria em abertura de R$ 145,794 milhões e cota de R$ 10,867 milhões, alterando o saldo inicial. Essa leitura permanece separada do cálculo principal, que conserva a abertura de R$ 163 milhões.

Tabela 9 — Formação anual da receita regulatória

Bloco; R$ milhões de dez/2025	2026	2027	2028	2029	2030
BRA no início do ano	163,000	150,851	138,702	126,553	114,404
OPEX com X	355,767	405,012	367,309	352,470	385,028
Remuneração do capital	12,437	11,510	10,583	9,656	8,729
Depreciação regulatória	12,149	12,149	12,149	12,149	12,149
IRPJ e CSLL	6,407	5,929	5,452	4,974	4,497
RMP técnica do cenário	386,760	434,600	395,493	379,249	410,403
Adições à BRA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BRA no fim do ano	150,851	138,702	126,553	114,404	102,255

93. A receita ordinária, o livro contratual, os créditos e o complemento são iguais na comparação com e sem a nova referência de capacidades. A composição das opções altera o determinante e a distribuição dos preços; não gera economia de OPEX nem recalibra N, L, B ou ERP. A reversão da conta é aplicada uma vez, após o perfil ordinário. Os valores da tabela seguinte, em milhões de reais de dezembro de 2025, são os efetivamente usados no novo cálculo individual.

Tabela 10 — Receita a recuperar e ajustes dos contratos

Receita; R$ milhões de dez/2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita ordinária nivelada N	401,411	401,411	401,411	401,411	401,411
Livro dos contratos L (100%)	5.156,536	5.156,536	5.170,664	5.156,536	4.754,074
Parcela paga no próprio contrato (dedução)	-157,515	-157,515	-157,947	-157,515	-6,042
Legados líquidos do ajuste (ΣB)	4.999,021	4.999,021	5.012,717	4.999,021	4.748,032
Cobrança C antes da conta	5.400,432	5.400,432	5.414,128	5.400,432	5.149,443
Complemento pago no contrato ERP (fora da tarifa)	157,515	157,515	157,947	157,515	6,042
Conta regulatória; negativo = devolução	0,000	-215,578	-215,578	0,000	0,000

Receita; R$ milhões de dez/2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita a recuperar com a conta	5.400,432	5.184,854	5.198,550	5.400,432	5.149,443

16.2. CENÁRIOS

94. A referência de comparação combina o pico atribuído ao PR-TECAB na memória, GNL Baía de Guanabara em 15 milhões de m³/dia, Cabiúnas em 12,5 milhões e capacidades comerciais das zonas de saída. O pico de PR-TECAB é transcrito como 19,725532 milhões de m³/dia, com referência a 08/07/2026. A descrição das saídas remete ao Modelo de Capacidade Comercial NTS, revisão C, Tabela 10. Essas indicações identificam o fundamento declarado do cenário; não substituem a prova documental de cada quantidade nem convertem o máximo físico em contratação projetada.

95. As anotações da fonte qualificam o conjunto como sensibilidade e registram três limites de interpretação. O limite agregado de 20.000 mil m³/dia do TECAB foi desconsiderado nessa sensibilidade. Na entrada de Cabiúnas, os 12.500 mil m³/dia de TAG para NTS são descritos como capacidade técnica do ponto no Apêndice III do contrato, com reserva comercial ainda por confirmar. Para as zonas de saída, a fonte recomenda usar as capacidades comerciais como sensibilidade e atualizar seus limites para 2026–2030. O cálculo conserva os valores recebidos com essas ressalvas; não certifica contratação ou compatibilidade operacional conjunta. A hipótese de opções de saída não simultâneas não elimina as restrições próprias das entradas. A comparação com a saída correspondente da TAG considera o mesmo sentido e período. Os picos e os limites comerciais adotados na referência não comprovam disponibilidade simultânea de todos os pontos.

96. A referência sem nova composição corresponde às capacidades do conjunto de previsão usado no cenário em exame, antes de acrescentar a referência dos contratos legados. É uma etapa do cálculo, e não outro cenário selecionável na memória. A composição acrescenta somente a parcela da referência legada que superar a quantidade firme já incluída em cada ponto, conforme a regra descrita em Opções e demanda. Essa comparação identifica o acréscimo das opções legadas; as demais previsões da transportadora e da Petrobras permanecem na tabela de cenários. Os totais por lado e produto são calculados antes de ponderar preços e descontos. Não representam fluxo simultâneo ou volume único movimentado.

Tabela 11 — Capacidades antes e após a composição com contratos legados

Capacidades somadas; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
Entrada — referência sem nova composição	72.329,361	71.971,361	71.971,361	71.971,361	71.971,361
Entrada — composição com opções	86.127,161	85.762,161	85.762,161	85.762,161	84.839,786
Saída — referência sem nova composição	66.708,240	66.589,240	66.589,240	66.589,240	66.589,240
Saída — composição com opções	67.546,240	67.427,240	67.427,240	67.427,240	66.589,240

97. Em 2027, a referência legada acrescenta 12.868,425 mil m³/dia na entrada de Caraguatatuba, 922,375 em Paulínia e 838 na saída MG4. Em 2030, permanece o acréscimo de Caraguatatuba; a referência de GASPAJ ponderada por 14/365 fica abaixo da quantidade prevista nos dois pontos. No GNL da Baía de Guanabara, ambas as referências são 15.000, sem acréscimo. O pico de PR-TECAB supera sua referência legada. Nas zonas de Malhas II, prevalece a capacidade comercial do cenário, sem reaplicar a calibração histórica de até 95%.

16.3. CENÁRIOS DISPONÍVEIS

98. A planilha conserva os seguintes conjuntos para comparação. O quadro mostra as capacidades de 2027 em mil m³/dia. As tarifas por ponto desta Nota correspondem ao cenário composto de pico e opções legadas; os totais não representam fluxo físico simultâneo.

Tabela 12 — Capacidades de 2027 nos cenários comparados

Cenário	Entrada	Saída
NTS 2026 repetida até 2030	34.041,000	32.421,000
Cenário de referência da ANP	**85.762,161**	**67.427,240**
Petrobras 14/10/2026	42.306,000	40.731,000

99. A NTS apresentou um cenário de demanda para 2026. Os valores foram repetidos nos demais anos do ciclo 2026–2030.

100. A premissa preferencial do procedimento regulatório é a apresentação, pela transportadora, de uma projeção fundamentada de capacidade firme a contratar em cada ano do ciclo, distinguindo pontos de entrada, zonas de saída, modalidades de serviço e horizonte contratual. O art. 24 da Resolução ANP nº 991/2026 atribui ao transportador essa projeção quinquenal, sujeita à confirmação no processo de oferta e contratação de capacidade. Na falta de base suficientemente demonstrada, o parágrafo único do art. 25 admite que a ANP, mediante justificativa, substitua a projeção por outra forma de mensuração de capacidade para o cálculo das tarifas de referência. Trata-se de solução regulatória motivada para esta etapa, e não de transferência definitiva à Agência da responsabilidade do transportador por informações e estudos de mercado.

101. No caso da NTS, foi encaminhado um único cenário referido a 2026, posteriormente repetido sem evolução própria para 2027, 2028, 2029 e 2030. Essa reprodução não evidencia como as contratações firmes esperadas variariam com a entrada e saída de carregadores, as mudanças na oferta de gás, os vencimentos de instrumentos legados ou as condições comerciais de cada zona. A deficiência identificada é de rastreabilidade e fundamentação de uma trajetória quinquenal, não a demonstração de que os volumes apresentados sejam necessariamente incorretos. Por isso, a mera extensão de 2026 não se mostrou base suficiente para validar o cenário da NTS como referência única para o CWD em todo o Ciclo Tarifário 2026–2030.

102. A escolha não é neutra para a formação dos preços. Conforme o art. 27 e o Anexo III da Resolução ANP nº 991/2026, o CWD utiliza as capacidades previstas por ponto ou zona e as distâncias pertinentes às rotas para distribuir, entre entradas e saídas, a receita a recuperar por tarifas baseadas em capacidade. Uma projeção excessivamente baixa ou concentrada em poucos pontos pode distorcer o peso relativo das rotas e elevar tarifas locais; uma previsão elevada, sem perspectiva realista de contratação, pode reduzir os preços de referência sem assegurar arrecadação correspondente. A avaliação regulatória deve, portanto, examinar tanto o nível quanto a distribuição territorial, temporal e por produto da capacidade, mantendo explícita a hipótese de receita utilizada na comparação entre cenários.

103. Diante dessa lacuna, a ANP construiu uma referência verificável na memória individual a partir das movimentações observadas em 2025–2026, de parâmetros de oferta e contratação disponíveis e de características da rede. O conjunto selecionado na memória de cálculo (SEI nº 6468797), utiliza a referência de pico do PR-TECAB indicada para 08/07/2026 (19,725532 milhões de m³/dia), 15 milhões de m³/dia para o PR-GNL Baía de Guanabara, 12,5 milhões de m³/dia no sentido TAG→NTS em Cabiúnas e as capacidades comerciais das zonas de saída, juntamente com o conjunto de referências legadas da aba 06a_Cenarios. A seleção responde à necessidade de não subestimar o uso potencial de infraestrutura com elevada participação de custos fixos e afundados, sem presumir que todos esses valores constituam reservas firmes simultâneas. Na composição atual, a referência física de GASPAJ é de 1,25 milhão de m³/dia em Paulínia e MG4, distinta da base de 5 milhões de m³/dia utilizada apenas no livro contratual. Em 2027, as capacidades locais do cenário composto somam 85.762,161 mil m³/dia na entrada e 67.427,240 mil m³/dia na saída, antes da ponderação de preços por produto.

104. Na aplicação do cenário, a previsão do Novo Mercado e o conjunto de referência dos contratos legados permanecem identificáveis e sujeitos às respectivas vigências. Quando a previsão já representa o total no mesmo ponto, produto e ano, a referência legada atua como piso, mediante o máximo entre a capacidade projetada pertinente e a capacidade legada correspondente, sem soma integral que duplicaria o mesmo direito. Essa disciplina preserva a distinção entre receitas associadas aos

contratos existentes e receitas a serem determinadas para o Novo Mercado, ao mesmo tempo que impede utilizar uma capacidade duas vezes no determinante tarifário. O encerramento de um instrumento legado afeta seu piso apenas no prazo cabível, sem determinar automaticamente a demanda comercial subsequente.

105. A adoção da referência da ANP não equivale à certificação de exequibilidade operacional de máximos independentes: a sensibilidade informada desconsidera o limite agregado de 20 milhões de m³/dia associado ao TECAB; a capacidade técnica de 12,5 milhões de m³/dia em Cabiúnas não comprova, por si, contratação firme; e a capacidade comercial de uma zona não se confunde com a quantidade efetivamente reservada. Esses limites devem ser lidos juntamente com as ressalvas de 16.2 e com a correspondência de sentido na malha da TAG. O cenário selecionado é, assim, uma hipótese regulatória de referência e de sensibilidade econômica, passível de aperfeiçoamento após manifestação de interesse, documentação dos carregadores e apresentação de estudo de mercado quinquenal auditável pela NTS; não representa compromisso de despacho físico simultâneo nem homologação antecipada das reservas projetadas.

16.4. CAPACIDADES POR PONTO

106. Os quadros mostram o cenário composto, antes da ponderação de preços por produto. O produto de curto prazo mantém sua decomposição; a opção legada é comparada com anual mais longo prazo, sem adicionar novamente o longo prazo já coberto. A existência de preço calculável para um ponto sem reserva não comprova contratação nem cria direito novo.

Tabela 13 — Capacidade total por ponto de entrada

Entrada; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
PR-Caraguatatuba	20.003,000	20.000,000	20.000,000	20.000,000	20.000,000
PR-GNL Baía de Guanabara	15.000,000	15.000,000	15.000,000	15.000,000	15.000,000
PR-TECAB	19.725,532	19.725,532	19.725,532	19.725,532	19.725,532
PR-Itaboraí	13.230,920	13.230,920	13.230,920	13.230,920	13.230,920
Interconexão Cabiúnas (entrada)	12.500,000	12.500,000	12.500,000	12.500,000	12.500,000
Interconexão Guararema (entrada)	4.055,710	4.055,710	4.055,710	4.055,710	4.055,710
Interconexão Paulínia (entrada)	1.254,000	1.250,000	1.250,000	1.250,000	327,625
Interconexão REPLAN (entrada)	358,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela 14 — Capacidade total por ponto de saída

Saída; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
MG1	683,000	683,000	683,000	683,000	683,000
MG2	1.717,000	1.717,000	1.717,000	1.717,000	1.717,000
MG3	3.128,000	3.128,000	3.128,000	3.128,000	3.128,000
MG4	1.250,000	1.250,000	1.250,000	1.250,000	412,000
RJ1	17.796,000	17.796,000	17.796,000	17.796,000	17.796,000
RJ2	8.632,000	8.632,000	8.632,000	8.632,000	8.632,000
RJ3	2.173,000	2.173,000	2.173,000	2.173,000	2.173,000
RJ4	431,000	431,000	431,000	431,000	431,000
RJ5	2.571,000	2.571,000	2.571,000	2.571,000	2.571,000

Saída; mil m³/dia	2026	2027	2028	2029	2030
SP1	1.308,000	1.308,000	1.308,000	1.308,000	1.308,000
SP2	3.289,000	3.289,000	3.289,000	3.289,000	3.289,000
SP3	8.637,000	8.637,000	8.637,000	8.637,000	8.637,000
SP4	3.810,000	3.810,000	3.810,000	3.810,000	3.810,000
Interconexão REPLAN (saída)	12.002,240	12.002,240	12.002,240	12.002,240	12.002,240
Interconexão Cabiúnas (saída)	119,000	0,000	0,000	0,000	0,000

16.5. PREÇOS POR PONTO

107. As tarifas base anuais estão em R$/MMBtu de dezembro de 2025, sem tributos sobre o faturamento. A entrada recupera 70% e a saída 30%; a componente locacional é zero na entrada e 10% na saída. O desconto das interconexões é 90% sobre a parcela postal. A previsão usa ponderação de 1,25 para o curto prazo agregado, com 1,00 como sensibilidade. Esses parâmetros ficam constantes na comparação da nova referência legada. Os preços já refletem o calendário da conta informado na seção própria.

Tabela 15 — Tarifas base dos pontos de entrada

Entrada; tarifa base R$/MMBtu	2026	2027	2028	2029	2030
PR-Caraguatatuba	3,9768	3,8225	3,8221	3,9814	3,8014
PR-GNL Baía de Guanabara	3,9768	3,8225	3,8221	3,9814	3,8014
PR-TECAB	3,9768	3,8225	3,8221	3,9814	3,8014
PR-Itaboraí	3,9768	3,8225	3,8221	3,9814	3,8014
Interconexão Cabiúnas (entrada)	0,3977	0,3822	0,3822	0,3981	0,3801
Interconexão Guararema (entrada)	0,3977	0,3822	0,3822	0,3981	0,3801
Interconexão Paulínia (entrada)	0,3977	0,3822	0,3822	0,3981	0,3801
Interconexão REPLAN (entrada)	0,3977	0,3822	0,3822	0,3981	0,3801

Tabela 16 — Tarifas base dos pontos de saída

Saída; tarifa base R$/MMBtu	2026	2027	2028	2029	2030
MG1	2,1468	2,0674	2,0672	2,1534	2,0882
MG2	2,2134	2,1316	2,1314	2,2202	2,1540
MG3	2,2937	2,2090	2,2088	2,3009	2,2333
MG4	2,3152	2,2297	2,2295	2,3224	2,2544
RJ1	2,0155	1,9409	1,9407	2,0216	1,9586
RJ2	2,0247	1,9497	1,9495	2,0308	1,9676
RJ3	2,0410	1,9654	1,9653	2,0472	1,9838
RJ4	2,0621	1,9857	1,9856	2,0683	2,0046
RJ5	2,0276	1,9525	1,9523	2,0337	1,9705
SP1	2,1207	2,0423	2,0421	2,1272	2,0625
SP2	2,1182	2,0398	2,0396	2,1246	2,0600

Saída; tarifa base R$/MMBtu	2026	2027	2028	2029	2030
SP3	2,1948	2,1137	2,1135	2,2016	2,1356
SP4	2,2192	2,1372	2,1370	2,2261	2,1597
Interconexão REPLAN (saída)	0,1886	0,1816	0,1816	0,1891	0,1830
Interconexão Cabiúnas (saída)	0,1886	0,1816	0,1816	0,1891	0,1830

16.6. EFEITO DA ATUALIZAÇÃO

108. A comparação a seguir isola a substituição da referência física de GASPAJ de 5 para 1,25 milhão de m³/dia na entrada de Paulínia e na saída MG4. Permanecem a receita a recuperar, as referências tarifárias dos contratos, o OPEX, o capital, os produtos, os multiplicadores e o calendário da conta regulatória. O fator de receita de GASPAJ continua aplicado uma única vez. A mudança dos preços decorre das capacidades e de seus pesos no cálculo tarifário.

Tabela 17 — Correção da capacidade de GASPAJ: efeito nas tarifas

Comparação; R$/MMBtu	2026	2027	2028	2029	2030
PR-Caraguatatuba — antes do ajuste de capacidade	3,9555	3,8020	3,8017	3,9601	3,8014
PR-Caraguatatuba — capacidade efetiva de GASPAJ	3,9768	3,8225	3,8221	3,9814	3,8014
RJ1 — antes do ajuste de capacidade	1,8832	1,8131	1,8129	1,8885	1,9586
RJ1 — capacidade efetiva de GASPAJ	2,0155	1,9409	1,9407	2,0216	1,9586

109. De 2026 a 2029, o ajuste eleva as tarifas de entrada em aproximadamente 0,54%, as das zonas de saída entre 7,02% e 7,85% e as das interconexões de saída entre 6,60% e 6,62%. Em 2030, os preços permanecem iguais: a referência física de GASPAJ ponderada pela vigência não supera a previsão já adotada. A receita a recuperar também permanece igual; em 2027 é R$ 5.184,854 milhões, após a parcela da conta regulatória.

110. A conferência por ponto e produto recupera a receita de entrada e de saída em todos os anos, com resíduo de precisão inferior a um centavo. Esse fechamento financeiro não certifica a contratação simultânea dos limites de todas as zonas. A participação contratual usada na distribuição dos créditos permanece identificada como premissa própria. O teste associado à previsão de reservas da Petrobras não é automaticamente aplicável ao cenário de pico e capacidades comerciais selecionado; sua interpretação depende do cenário efetivamente utilizado.

16.7. CONTRATOS LONGOS

111. O desconto de 15% da DD 79/2026 (SEI nº 5683293) aplica-se ao produto firme de saída que satisfaça os requisitos objetivos do ato, incluindo o prazo de pelo menos dez anos. Produto denominado longo prazo não comprova, sozinho, elegibilidade. O desconto do produto permanece separado da alocação de receita e dos créditos de adequação dos contratos legados.

112. Na referência da NTS, a seleção de incidência permanece sem capacidade elegível demonstrada: o desconto efetivamente aplicado é zero. As quantidades chamadas de longo prazo continuam físicas e integram o cenário, sem que seu nome comprove o prazo normativo. As sensibilidades de contratos de suprimento e de termelétricas não são adotadas como direitos já comprovados.

17. CONTRATOS LEGADOS

113. A proposta considera a receita dos contratos existentes e sua relação com os serviços de entrada e saída. Para cada contrato, L é a receita contratual estimada e v é o fator de alocação. A parcela incorporada à tarifa é B = v × L. A receita a recuperar antes da conta regulatória é C = N + ΣB, em que N é a receita ordinária nivelada dos demais serviços examinados. O complemento que permanece no contrato é ERP = L − B. A identidade C + ΣERP = N + ΣL permite verificar que a mesma obrigação é recuperada uma única vez.

114. O fator padrão é v = 1. Para GASPAJ, a proposta conserva v = 0,25 como hipótese específica de alocação, examinada abaixo. O fator atua na receita do contrato; não é aplicado novamente à capacidade localizada.

17.1. VALORES DE REFERÊNCIA

115. Os valores tarifários do quadro, em R$/MMBtu e sem tributos, estão arredondados a quatro casas decimais. As receitas utilizam os valores calculados sem arredondamento intermediário. A referência de janeiro de 2026 é mantida constante na apuração real do ciclo até o vencimento de cada contrato. Não há nova aplicação de IPCA sobre esses mesmos valores na conta em moeda constante.

Tabela 18 — Tarifas contratuais de 2025 e estimativa para 2026

Contrato	Tarifa original de 2025	IGP-M de 12 meses	Tarifa estimada de jan/2026
Malhas II	3,3354	-1,05% (dez/2025)	3,3004
Paulínia–Jacutinga (GASPAJ)	3,1178	-1,05% (dez/2025)	3,0851
GASDUC III	2,7160	-1,05% (dez/2025)	2,6875
GASTAU	4,6435	-0,11% (nov/2025)	4,6384

116. Na NTS, as tarifas de janeiro de 2026 de Malhas II, GASPAJ, GASDUC III e GASTAU são estimativas. Partem das tarifas originais de 2025 do Anexo II da minuta do Aditivo nº 3 ao Acordo de Redução de Flexibilidade entre Petrobras e NTS, SEI 5468268, no processo 48610.233505/2023-00. O reajuste considera o IGP-M acumulado em doze meses até dezembro de 2025, de −1,05%, e, no GASTAU, até novembro de 2025, de −0,11%. A condição de minuta não comprova assinatura do instrumento, tarifa vigente ou faturamento em janeiro de 2026.

117. Para GASDUC III, adotou-se o valor original de R$ 2,7160/MMBtu do Anexo II. Com R$ 2,6985/MMBtu, valor atribuído à planilha SEI 5133903, as tarifas de entrada e saída seriam aproximadamente 0,2% menores. A parcela dos contratos legados alocada à entrada e saída corresponde a cerca de 92% a 96% da receita a recuperar; por isso, os preços calculados são sensíveis à referência tarifária desses contratos. Os valores poderão ser revistos na versão final da Consulta Pública.

118. Em 2027, N é R$ 401,411 milhões e o livro contratual integral L é R$ 5.156,536 milhões. A parcela paga no próprio contrato, de R$ 157,515 milhões, é deduzida para obter R$ 4.999,021 milhões de legados líquidos alocados à entrada e saída. A cobrança antes da conta é R$ 5.400,432 milhões e, após a devolução de R$ 215,578 milhões, a receita a recuperar é R$ 5.184,854 milhões. A dedução já integra esse valor; não há nova redução de 25% do livro nem reaplicação do ajuste na tarifa.

17.2. GASPAJ

119. A base contratual considerada é 5 milhões de m³/dia e a referência de saída associada a Jacutinga é 1,25 milhão de m³/dia. A razão 1,25/5 fundamenta a hipótese de v = 0,25. A apuração preserva a referência de saída e considera os direitos contratuais, a necessidade futura e a disponibilidade em contingências. O maior dia histórico da série examinada, 0,36678 milhão de m³/dia, equivale a 7,34% da base e não substitui essas avaliações.

120. No GASPAJ, B corresponde a 25% da receita contratual estimada e os 75% restantes integram o complemento ERP pago no contrato. A memória apresenta essa dedução antes de formar a receita das tarifas de entrada e saída. A referência física efetiva é 1,25 milhão de m³/dia; ela não é novamente multiplicada por v. A separação entre capacidade, alocação de receita e complemento permite conferir a recuperação única da obrigação considerada.

121. GASPAJ encerra-se em 14/01/2030 e GASDUC III em 11/11/2030 nas referências adotadas. Custos e receitas são atribuídos aos períodos de vigência e ao serviço posterior ao vencimento. Malhas II e GASTAU conservam seus prazos próprios.

17.3. CRÉDITOS E CONTA

122. A parcela B é o total destinado à adequação contratual. Sua identificação entre crédito direto e adicional depende da carteira e dos direitos de cada carregador, sem alterar N, B ou ERP. A participação utilizada na simulação requer compatibilidade com a carteira adotada antes da aplicação aos pagamentos efetivos. A contribuição contratual da Petrobras é examinada junto com os direitos dos demais usuários, sem equivalência presumida entre siglas de memórias diferentes.

123. A parcela P da conta regulatória, negativa na devolução, é aplicada depois da distribuição anual da receita ordinária. Com outras receitas já consideradas separadamente, a cobrança tarifária é C + P. A identidade após o ajuste é C + P + ERP = N + L + P. O desconto de contrato longo elegível e a devolução histórica são mecanismos distintos dos créditos de adequação.

18. VERIFICAÇÕES

124. A análise considera as informações de 27/10 e a relação entre atividade, instalação, contrato e despesa. As verificações se concentram na atribuição dos custos comuns, no tratamento dos gastos históricos e na distinção entre despesa recorrente e investimento. Para o capital, permanecem aplicáveis as condições e os atos de reconhecimento da Diretoria.

125. As contribuições à consulta poderão esclarecer as hipóteses e fundamentar ajustes nos valores. O julgamento observará a formação anual dos blocos, os direitos contratuais e a recuperação de cada custo uma única vez.

19. FONTES

126. Carta NTS 195/2026, de 06/04/2026

127. Nota Técnica 10 da ANP, SEI 5915687, 169–174 e conclusão.

128. Resposta da NTS à NT 07/2026, protocolada em 06/04/2026, tabelas 7–18.

129. Esclarecimento da NTS de 01/09/2026, itens 4.3 e 5.

130. Anexo 15 revisado em 27/10/2026 (SEI nº 6468783), enviado no último e-mail; folhas de rateio, pessoal, seguros, aluguéis, faixa, conciliação, outros custos, manutenção, TI e estudos.

131. Última correspondência complementar da NTS, enviada em 27/10/2026 às 17h27 (SEI nº 6468782); texto novo e seus anexos, com histórico citado desconsiderado nesta atualização.

132. Nota Explicativa - Conformidade Ambiental, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência. O conjunto das sete notas explicativas está reunido no SEI nº 6468784.

133. Nota Explicativa - Manutenção de equipamentos, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

134. Nota Explicativa - Manutenção de áreas industriais e túneis, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

135. Nota Explicativa - Monitoramento e ensaios geotécnicos, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

136. Nota Explicativa - SPIE, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

137. Nota Explicativa - Segurança Patrimonial, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

138. Nota Explicativa - Serviços de Calibração e Medição, de 27/10/2026, seção 3 e quadros explicativos, enviada com a última correspondência.

139. Anexo 15 da contribuição de abril, abas Rateio por Contrato, Fluxo, 3.4 CONCILIAÇÃO DFs e 3.6.3 ESTUDOS E PROJETOS.

140. Fonte decisória: DD 733/2026, SEI 6383767, 02/10/2026.

141. Fontes do desconto e da demanda: DD 79/2026 (SEI nº 5683293), item II, conforme a Ata da 1.176ª Reunião de Diretoria, p. 25; comunicado da ANP de 30/01/2026 (https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/lrcap-2026-anp-aprova-medida-para-reduzir-o-custo-de-transporte-de-gas-natural-das-termeletricas/); apresentação Previsão de Demanda 2026 da NTS, encaminhada em 07/10/2026, slides 2 e 4–6, e previsão de reservas da Petrobras de 2027 a 2030.

142. Fontes da alternativa de demanda: Resolução ANP nº 991/2026, arts. 19, 21, 24–27, cópia do ato no processo (SEI 5630954) e retificação de 12/01/2026 (SEI 5630061); Lei nº 14.134/2021, arts. 9º e 44, texto publicado no Senado Federal (https://legis.senado.leg.br/norma/33429875/publicacao/33441258); ENTSOG, TAR NC Implementation Document, segunda edição revista, julho de 2018, p. 61, documento original (https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/Tariffs/2018/TAR1004_180501_2nd%20%28revised%29%20Implementation%20Document_High-Res.pdf). A referência contratual designa a memória de referências locais dos contratos legados, com séries anuais e calendário por componente examinados em 31/10/2026. Seus valores são hipóteses para consulta e não decisão da Diretoria nem certificação de direitos ou de capacidade física.

143. Fonte dos quadros atualizados: memória de cálculo tarifário individual, cenários de demanda e composição das referências locais examinados em 31/10/2026; comparação por ponto, produto e ano de 2026–2030. Os resultados foram confrontados com as capacidades, os preços e a receita de cada lado. Essa fonte é cálculo proposto para consulta; não constitui homologação das hipóteses ou prova de contratação.

144. Memória de cálculo tarifário individual de 31/10/2026: cenários de contratação, referências locais, atualização estimada das tarifas legadas para janeiro de 2026 e comparação por ponto, produto e ano. A estimativa contratual identifica valores de referência; não atesta faturamento ou recebimento. A memória de cálculo desta Nota é a planilha NTS_planilha_tarifaria_2026_2030_v12.xlsx (SEI nº 6468797). A versão atualizada em 1º/11/2026 conserva o cenário em uso e os comparadores identificados nesta Nota.

145. Índices de preços: acumulados de doze meses divulgados pela FGV para novembro e dezembro de 2025, utilizados na estimativa contratual; FGV, resultados do IGP-M de 2025 (https://portal.fgv.br/noticias/igp-m-2025).

146. Fontes das tarifas legadas estimadas: documentos SEI 5468268 e 5133903, com a condição e o uso descritos na seção Contratos legados; memória de cálculo individual examinada em 31/10/2026.



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS**, **Coordenador Executivo de Cálculo Tarifário**, em 01/11/2026, às 22:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO DE GUSMAO VELOSO**, **Superintendente Adjunto de Infraestrutura e Movimentação**, em 01/11/2026, às 22:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS**, **Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**, em 01/11/2026, às 23:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **IVAN PABLO LOBO AVILES**, **Consultor de Projetos**, em 02/11/2026, às 17:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME COSME DE LIMA**, **Agente Público**, em 03/11/2026, às 09:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **MAURICIO BASTOS VIDAURRE**, **Agente Público S/CCT**, em 03/11/2026, às 10:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6466439** e o código CRC **ED53977D**.

Observação: Processo nº 48610.209490/2025-12 SEI nº 6466439