

MODELO PARA APRESENTAÇÃO DE CONTRIBUIÇÕES

AUDIÊNCIA PÚBLICA ARPE Nº 03/2026

Regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco.

Participante: ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

Responsável: Marcos Roberto Lopomo

Meio de Contato: mlopomo@abegas.org.br

A desagregação de custos é um instrumento de política regulatória aplicável a mercados que já alcançaram grau satisfatório de liquidez, capilaridade de oferta e segurança de suprimento. A segregação de custos de comercialização somente produzirá efeitos positivos quando houver um pool de agentes qualificados e um mercado secundário robusto, capazes de absorver a complexidade da gestão autônoma de portfólio.

A segregação de custos deve ser precedida de um estágio evolutivo mais comprovado, sob pena de inviabilizar o próprio desenvolvimento do mercado livre que se pretende fomentar.

Diante da imaturidade relativa, impõe-se aos reguladores o dever de prestigiar a visão condominial da infraestrutura dutoviária. A rede de distribuição é um ativo comum, cujo custo de manutenção, operação e gestão contratual é inerente à continuidade do serviço público, beneficiando a totalidade dos usuários, tanto do ambiente cativo quanto do livre.

Os custos de contratação (incluindo a estrutura de planejamento, aquisição de lastro e gestão de contratos de suprimento) e os chamados "custos de não contratação" (como a gestão operacional dos clientes livre, ainda que em âmbito de comercialização, penalidades por take-or-pay, ociosidade ou necessidade de armazenagem estratégica) são externalidades sistêmicas que garantem a segurança energética de toda a cadeia. Segregar custos e imputá-los exclusivamente a determinados agentes não transmite razoabilidade e quebra a solidariedade econômica que sustenta o condomínio.

Assim, a regulação atual deve reconhecer que o distribuidor é o gestor desse condomínio, e seus custos operacionais – inclusive os relacionados à complexidade de gerenciar diferentes perfis de usuários – devem ser rateados de forma equânime pela base de consumidores, preservando a modicidade tarifária e a neutralidade competitiva.

Sem prejuízo do exposto, e apenas a título de argumentação subsidiária (caso o regulador, superando a lógica condominial, opte pela segregação de custos), é imperioso que tal segregação observe o princípio da integralidade e da simetria informacional.

Não se pode segregar apenas os custos de comercialização "visíveis" e deixar de computar o custo sistêmico de tratamento dos usuários no Ambiente Livre. A opção pela compra no mercado livre transfere ao agente uma série de responsabilidades que oneram a rede, tais como:

- Gestão de desbalanceamento entre injeção e retirada;
- Exigência de garantias financeiras;
- Complexidade operacional de pontos de entrega;
- Necessidade de serviços de flexibilidade e suporte de qualidade do gás;
- Custos de gestão dos contratos no ambiente livre.

Se o regulador considerar segregar, é cabível e necessária a inclusão de todos esses ônus na conta da segregação. Ou seja, a parcela do custo de infraestrutura atribuível ao ambiente livre deve refletir não apenas a compra do gás, mas todo o custo incremental que a operação deste ambiente impõe ao sistema condominial. Segregar sem esse

recálculo integral é criar uma assimetria perversa, na qual o mercado livre arcaria com custos de comercialização, mas continuaria sendo subsidiado pelo condomínio quanto aos custos de complexidade operacional que ele mesmo gera.

Diante do exposto, requer-se:

1. Enquanto não comprovada a maturidade estrutural do mercado, indicamos a consequente manutenção do regime condominial de rateio de custos comuns.
2. Subsidiariamente, caso prevaleça a tese da segregação, que esta seja condicionada a um estudo técnico mais exaustivo e abrangente que contemple a totalidade dos custos de tratamento dos usuários do ambiente livre, evitando-se que o ônus da complexidade seja socializado na rede enquanto o bônus da desoneração segregada seja apropriado privadamente.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio o percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.	Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio e percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas que reflita a intensidade de uso das estruturas envolvidas, podendo ser utilizado, alternativamente ao critério volumétrico, critério baseado no número de contratos, número de interfaces operacionais, horas dedicadas ou outra metodologia que demonstre de forma mais adequada a alocação dos custos ao ambiente de mercado livre, desde que devidamente justificada e comprovada perante a ARPE, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.	O critério volumétrico é adequado em mercados já consolidados, nos quais o volume movimentado reflete de forma razoável a distribuição dos custos. Entretanto, na fase inicial do mercado livre em Pernambuco, os custos estão mais associados à quantidade de agentes, contratos e interações operacionais do que ao volume consumido. Atividades como nominação, alocação, conciliação, balanço diário, gestão de CUSD e análise de crédito geram custos que decorrem da administração de contratos e agentes, sem relação direta com o volume movimentado. Nesse contexto, a adoção exclusiva do rateio volumétrico pode resultar em alocação inadequada dos custos, especialmente durante a estruturação do mercado livre. A proposta não afasta o critério volumétrico, mas permite a utilização de metodologias alternativas quando houver justificativa técnica de que o volume não representa o principal direcionador de custos, preservando a avaliação e a aprovação regulatória pela ARPE.
Art. 9º – Custos de Gestão do Mercado Livre "Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre,	"Art. 9º Os Custos de Gestão do Mercado Livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos ou predominantemente associados à operação do mercado livre, podendo ser considerados os seguintes custos:	A minuta estabelece obrigações operacionais relevantes, incluindo monitoramento contínuo, balanço diário, medição remota, segregação contábil e controles específicos para atendimento do mercado livre. Entretanto, parte dos custos necessários ao cumprimento dessas exigências não encontra correspondência adequada entre os itens atualmente classificados como Custos Gerenciáveis (CG) no art. 9º.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
podendo ser considerados os seguintes custos: I – adequações de sistemas; II – gestão de contratos CUSD; III – custos de medição e balanceamento específicos; IV – gestão de capacidade."	I – adequações e integrações de sistemas operacionais e de medição; II – gestão, negociação e acompanhamento de contratos CUSD; III – custos de medição, alocação, balanceamento e conciliação específicos do mercado livre; IV – gestão de capacidade; V – análise de crédito e gestão de risco de inadimplência de consumidores livres; VI – interface regulatória e operacional com múltiplos agentes, incluindo comercializadores, transportadores e operadores de sistema; VII – suporte jurídico específico à elaboração, gestão e contencioso de contratos e documentos relacionados ao mercado livre; VIII – atividades adicionais de compliance e reporting regulatório decorrentes da operação do mercado livre. Parágrafo Único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente comprováveis mediante documentação contábil ou gerencial.	Essa discrepância entre as obrigações regulatórias e os custos passíveis de reconhecimento pode comprometer a adequada cobertura dos custos operacionais da concessionária e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A proposta busca apenas alinhar o art. 9º às demais disposições da resolução, assegurando coerência regulatória, previsibilidade e maior segurança jurídica na apuração dos custos elegíveis.
Art. 15 O Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) deverá estabelecer a obrigação de pagamento da TUSD como condição para utilização do sistema de distribuição de gás natural na área de concessão. [...] § 3º Os percentuais de pagamento mínimo de que trata o §2º poderão ser diferenciados por segmento ou subsegmento de consumo, observado o limite máximo de 80% (oitenta por cento) da capacidade contratada.	Art. 15 O Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) deverá estabelecer a obrigação de pagamento da TUSD como condição para utilização do sistema de distribuição de gás natural na área de concessão. [...] § 3º Os percentuais de pagamento mínimo de que trata o §2º poderão ser diferenciados por segmento ou subsegmento de consumo, observado o limite máximo de 100% (cem por cento) da capacidade contratada.	A exigência de balanço diário e medição remota é compatível com a realidade atual do mercado livre em Pernambuco, uma vez que os consumidores já contam com medição remota instalada e a legislação estadual atribui à concessionária a responsabilidade por esses equipamentos. Assim, a obrigação reflete as condições operacionais vigentes. Entretanto, a adoção dessa exigência de forma ampla e permanente pode criar barreiras para futuros participantes do mercado, especialmente caso a abertura alcance consumidores de menor porte. Nesses casos, a exigência de sistemas supervisórios completos como condição para celebração do CUSD pode representar custo desproporcional, dificultando a migração para o mercado livre. A proposta de redação alternativa mantém a medição remota e o balanço diário para consumidores de maior porte, que compõem o mercado atual, e permite sua aplicação proporcional a futuros perfis habilitados, garantindo maior flexibilidade regulatória sem comprometer a segurança operacional.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
§ 4º O CUSD deverá, obrigatoriamente, instituir o controle operacional de fluxo por meio de balanço diário e medição remota.	§ 4º O CUSD deverá prever mecanismos de controle operacional de fluxo adequados ao perfil de consumo contratado, incluindo, quando tecnicamente justificável em razão do porte e do volume contratado, balanço diário e medição remota, observados os critérios de proporcionalidade e eficiência operacional.	Além disso, por se tratar de uma indústria de rede, é fundamental promover o uso eficiente da capacidade instalada. A imposição de pagamento mínimo de 80% da capacidade contratada pode incentivar a sobrecontratação, levando ao superdimensionamento da infraestrutura e à alocação ineficiente da capacidade disponível. Como consequência, podem surgir ineficiências econômicas e operacionais, com aumento dos custos sistêmicos e prejuízo ao uso racional da rede.
Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento e as penalidades cabíveis, observadas as disposições a seguir. §1º No caso de consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, a ultrapassagem da capacidade contratada poderá ensejar: I - a cobrança do volume adicional de gás consumido, quando fornecido pelo concessionário, considerando o preço do gás aplicável ao segmento de uso equivalente; e II - a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I. §2º No caso de autoimportadores ou autoprodutores, a movimentação de gás em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar a aplicação de penalidade sobre o volume excedente. §3º A penalidade de que trata o §2º será calculada com base na TUSD aplicável, observando o limite máximo de 100% (cem por cento) do respectivo valor. §4º Os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de	Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento observados os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de ultrapassagem que deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.	Por se tratar de uma regulamentação da TUSD, não devem ser incluídas condicionantes comerciais ou negociais, que devem ser tratadas em resolução específica de CUSD padrão emitida pela ARPE. Quando necessário e com concordância de todos os agentes envolvidos, podem ser estabelecidas condições adicionais para preservar o equilíbrio econômico da concessão, respeitando os princípios de isonomia e transparência. Além disso, parâmetros operacionais relacionados a movimentações acima ou abaixo da capacidade contratada devem ser previstos nas resoluções de CUSD e/ou em Acordos Operacionais, incluindo regras e prioridades de nomeação para usuários parcialmente livres.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
ultrapassagem deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.		
Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	EXCLUSÃO Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	A receita/margem requerida da concessionária é definida no Anexo I do Contrato de Concessão e deve ser refletida na estrutura tarifária homologada pela ARPE, de forma a assegurar o equilíbrio econômico da concessão. Eventuais diferenças entre volumes projetados e realizados, bem como entre custos previstos e efetivos, devem ser avaliadas nos processos de Revisão Tarifária Ordinária (RTO). A regulamentação das receitas de distribuição, tanto do mercado livre quanto do mercado cativo, incluindo valores decorrentes de retiradas acima ou abaixo do contratado, deve ser tratada no âmbito das RTOs e de suas respectivas resoluções normativas. Além disso, o mecanismo de conta gráfica deve se limitar ao repasse integral dos custos de suprimento, não sendo adequado para administrar saldos relacionados à margem de distribuição definida nas RTOs. Por isso, recomenda-se que a ARPE regulamente especificamente as RTOs e utilize a Parcela de Ajuste prevista no Contrato de Concessão para tratar eventuais divergências entre receitas requeridas e receitas efetivamente auferidas.
Art. 18 – A ARPE deverá fixar, excepcionalmente, em resolução específica, o Fator do Mercado Livre (FML) e respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) resultantes, a serem aplicadas aos consumidores livres e parcialmente livres no período da margem média de distribuição regulatória vigente.	Art. 18. A ARPE deverá fixar, excepcionalmente, em resolução específica, o Fator do Mercado Livre (FML) e respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) resultantes, a serem aplicadas aos consumidores livres e parcialmente livres no período da margem média de distribuição regulatória vigente. § 1º Para o ciclo tarifário 2025 (nov/25 a out/26) e 2026 (nov/26 a out/27), em razão do estágio inicial de desenvolvimento do mercado livre no Estado de Pernambuco e da ausência de histórico consolidado que permita adequada mensuração da Parcela Dedutível (PD) e dos Custos de Gestão do Mercado Livre (CG), a ARPE reconhecerá que os custos adicionais de gestão do mercado livre apresentam	O Art. 18 reconhece implicitamente que o FML do período vigente ainda não foi definido, ao remeter sua fixação a resolução posterior. A aplicação da fórmula do Art. 4º resulta em FML igual a zero quando os Custos de Gestão (CG) equivalem à Parcela Dedutível (PD), mantendo a TUSD no mesmo patamar do mercado cativo. A inclusão de uma regra transitória no Art. 18 não altera a metodologia da resolução, mas apenas viabiliza sua aplicação durante a fase inicial do mercado livre, período em que ainda não existe histórico operacional suficiente para apurar adequadamente PD e CG. Essa medida também atende à Cláusula 14 do Contrato de Concessão, ao contribuir para a cobertura dos custos operacionais e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Além disso, há consumidor com migração já formalizada para o mercado livre, com início de fornecimento previsto para agosto de 2026. A ausência de TUSD homologada para o período vigente gera insegurança jurídica imediata, reforçando a necessidade de orientação transitória expressa no Art. 18 antes do início efetivo das operações.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
	equivalência econômica aos custos evitáveis cuja dedução é prevista na regulamentação, resultando em FML igual a 0, produzindo TUSD equivalente à margem praticada no mercado cativo.	

ABRACE Energia

Contribuições à Audiência Pública nº 03/2026

Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

Junho de 2026

Introdução

A ABRACE Energia, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de gás natural do estado de Pernambuco, motivada pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade regulatória do setor de gás natural, vem participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o tema no âmbito das indústrias.

Na presente oportunidade, cumprimos a Agência de Regulação de Pernambuco pela promoção da Audiência Pública nº 03/2026, que tem por objetivo receber contribuições à regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco.

A abertura deste processo de participação pública e a posterior homologação do regulamento representam medidas regulatórias de grande relevância para o desenvolvimento do mercado livre no estado. A proposta submetida à apreciação pública é um importante avanço para a adequada segregação entre a remuneração da atividade de distribuição destinada aos consumidores cativos e aos consumidores livres, permitindo que os usuários livres sejam cobrados exclusivamente pelo serviço de distribuição a eles prestado – sem que a migração ao mercado livre implique na cobertura de custos associados ao fornecimento da molécula ao mercado cativo.

Nesse contexto, a ABRACE Energia entende que a metodologia da TUSD deve observar os princípios da isonomia e da justa alocação de custos, assegurando que a migração para o ambiente livre não resulte na transferência, aos usuários livres, de custos associados ao atendimento do mercado cativo, tampouco na apropriação, pela concessionária, de receitas decorrentes de penalidades aplicadas aos usuários livres. Ao mesmo tempo, entende-se que a regulamentação da TUSD não deve antecipar ou substituir discussões do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição.

Apresentado o entendimento desta associação sobre a proposta de regulamentação da TUSD em apreciação pública no estado de Pernambuco, a

ABRACE Energia reitera seu amparo à promoção de aperfeiçoamentos regulatórios que garantam a justa remuneração da concessionária, tarifas módicas e isonomia aos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado.

Dessa forma, apresentamos a seguir nossas contribuições à minuta de resolução.

Dispositivo da minuta de resolução:

Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no art. 6º:

I – custos relacionados à aquisição de gás, incluindo: gestão de contratos de suprimento; atividades de negociação com fornecedores; e, estrutura administrativa associada à compra de gás;

II – custos relacionados à gestão contratual de transporte de gás, incluindo: contratação e gestão de capacidade junto a transportadores; programação e alocação logística de suprimento;

III – custos da área comercial, incluindo: prospecção de clientes; elaboração de propostas comerciais; e gestão de relacionamento comercial vinculada à venda de gás;

IV – despesas com marketing e comunicação comercial, incluindo: campanhas promocionais; ações de incentivo ao consumo de gás;

V – custos de gestão de portfólio e otimização de suprimento, incluindo: balanceamento de contratos de gás; e, gestão de volumes contratados e consumidos;

VI – custos alocados à gestão de riscos de preço e/ou de volume associados à comercialização de gás;

VII – custos jurídicos relacionados à comercialização de gás, incluindo: elaboração e

gestão de contratos de compra e venda; e, contencioso associado à atividade comercial;

VIII – custos de sistemas e tecnologia da informação vinculados exclusivamente às atividades de comercialização de gás; e

IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio o percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.”.

Justificativa e redação sugerida:

O art. 7º da minuta de resolução estabelece os custos que poderão compor a Parcela Dedutível (PD), elencando despesas relacionadas às atividades de aquisição de gás, gestão de transporte, comercialização, gestão de portfólio, gestão de riscos, suporte jurídico, bem como custos indiretos associados à comercialização de gás natural.

Entende-se, entretanto, que a redação proposta merece aperfeiçoamento. **Os custos listados nos incisos de I a VIII correspondem, por natureza, a despesas vinculadas às atividades necessárias ao suprimento de gás ao mercado cativo**, que não guardam relação com a prestação do serviço de distribuição ao mercado livre. Dessa forma, esses custos não devem ser suportados pelos consumidores livres por meio das tarifas, devendo, **necessariamente**, **compor a Parcela Dedutível** para fins de cálculo das TUSDs aplicáveis.

Nesse contexto, destaca-se que **a utilização da expressão “poderão compor a PD” pode introduzir discricionariedade na aplicação da norma**, permitindo interpretações nas quais a inclusão desses custos na PD seria facultativa ou dependeria de comandos adicionais. Entende-se que essa interpretação contraria a própria finalidade da metodologia proposta, que busca assegurar que consumidores livres não arquem com custos relacionados a atividades de

comercialização desenvolvidas pela concessionária para atendimento do mercado cativo.

Para maior clareza, sugere-se substituir a expressão “poderão compor a PD” por redação de caráter obrigatório, de modo a conferir maior segurança jurídica, previsibilidade regulatória e aderência à lógica de formação da TUSD.

Dessa forma, sugere-se:

Art. 7º ~~Deverão Poderão~~ compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no art. 6º:

I – custos relacionados à aquisição de gás, incluindo: gestão de contratos de suprimento; atividades de negociação com fornecedores; e, estrutura administrativa associada à compra de gás;

[...]

VIII – custos de sistemas e tecnologia da informação vinculados exclusivamente às atividades de comercialização de gás; ~~e~~

§ 1º A concessionária deverá demonstrar, de forma auditável e segregada contabilmente, a alocação dos custos classificados como Parcela Dedutível (PD), vedada a utilização de critérios genéricos ou não rastreáveis.

~~IX—~~§2º Atendidos os critérios estabelecidos no art. 6º, é facultada a inclusão da parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio o percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.”.

Dispositivo da minuta de resolução:

“Art. 9º Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre, podendo ser considerados os seguintes custos:

I – adequações de sistemas;

II – gestão de contratos CUSD;

III – custos de medição e balanceamento específicos; e

IV – gestão de capacidade.

Parágrafo único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente comprováveis.”.

Justificativa e redação sugerida:

O art. 9º da minuta de resolução define os Custos de Gestão do mercado livre como custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre e elenca custos que podem ser considerados, como adequações de sistemas, gestão de CUSD, custos de medição e balanceamento específicos e gestão de capacidade.

Esta associação compreende que os custos elencados não podem ser caracterizados, de forma genérica, como custos incrementais decorrentes da migração de consumidores para o mercado livre. Isso, pois, em regra, o usuário já é atendido pela concessionária no mercado cativo e, **ao exercer a opção pela migração (parcial ou total), não passa a demandar um serviço de distribuição distinto daquele que já lhe era prestado no mercado cativo.**

A atividade de distribuição permanece essencialmente a mesma antes e depois da migração do consumidor.

A concessionária continua responsável pela operação, manutenção e gestão da infraestrutura de distribuição. A única alteração relevante consiste na retirada da atividade de comercialização da esfera de atuação da concessionária, uma vez que a aquisição da molécula passa a ser realizada diretamente pelo usuário

livre. Portanto, **a migração para o mercado livre não gera, por si só, novos custos operacionais que justifiquem a criação de uma parcela adicional** a ser suportada por esses consumidores.

Nesse sentido, atividades como gestão de contratos, gestão de capacidade, medição, balanceamento e operação de sistemas constituem atribuições inerentes à prestação do serviço público de distribuição e são desempenhadas pela concessionária independente do ambiente de contratação do gás. Ressalta-se que **esses custos já integram a estrutura operacional necessária ao atendimento dos usuários da rede e, portanto, devem ser recuperados por meio das margens brutas homologadas.**

Adicionalmente, ressalta-se que eventual necessidade de investimentos específicos para conexão de novos usuários livres e/ou adequação da infraestrutura de distribuição deve ser objeto de tratamento próprio no âmbito do CUSD e das regras de expansão da rede dispostas na Lei Estadual nº 15.900/2016.

Não se mostra adequado, portanto, presumir que a existência de consumidores livres, por si só, gera custos incrementais permanentes e exclusivos que justifiquem a cobrança de uma parcela adicional.

Dessa forma, recomenda-se a **exclusão do rol de custos** apresentados no art. 9º e, alternativamente, o estabelecimento de critérios que limitem a alocação de custos aos casos em que a concessionária demonstre de forma objetiva a existência de custos incrementais, **diretamente decorrentes da operação do mercado livre e que não já estejam contemplados na remuneração ordinária da atividade de distribuição:**

“Art. 9º Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais, ~~diretamente decorrentes da exclusivos à~~ operação do mercado livre, e que não estejam contemplados na margem bruta de distribuição. ~~podendo ser considerados os seguintes custos:~~

~~I—adequações de sistemas;~~

~~II – gestão de contratos CUSD;~~

~~III – custos de medição e balanceamento específicos; e~~

~~IV – gestão de capacidade.~~

Parágrafo único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente ~~comprováveis~~ **comprovados pela concessionária**.”.

Dispositivo da minuta de resolução:

“Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento e as penalidades cabíveis, observadas as disposições a seguir.

§1º No caso de consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, a ultrapassagem da capacidade contratada poderá ensejar:

I – a cobrança do volume adicional de gás consumido, quando fornecido pelo concessionário, considerando o preço do gás aplicável ao segmento de uso equivalente; e

II – a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I.

§2º No caso de autoimportadores ou autoprodutores, a movimentação de gás em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar a aplicação de penalidade sobre o volume excedente.

§3º A penalidade de que trata o §2º será calculada com base na TUSD aplicável, observando o limite máximo de 100% (cem por cento) do respectivo valor.

§4º Os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de ultrapassagem deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.”.

Justificativa e redação sugerida:

O art. 16 da minuta de resolução trata dos encargos de ultrapassagem, ressarcimentos e penalidades aplicáveis aos usuários que movimentarem volumes superiores à capacidade contratada.

Entende-se que o dispositivo extrapola o escopo da presente resolução, que tem por objeto a metodologia de cálculo da TUSD.

A definição de penalidades, encargos de ultrapassagem, critérios de apuração e mecanismos de ressarcimento constitui matéria contratual e deve ser discutida no âmbito da regulamentação específica do CUSD.

Embora os § 1º (I) e 3º utilizem a TUSD como referência para limitação do valor das penalidades, **tal aspecto não justifica a inclusão dos dispositivos nesta resolução, uma vez que não interfere na metodologia de cálculo tarifário.**

Dessa forma, sugere-se a supressão do art. 16, preservando a discussão sobre encargos e penalidades para o processo regulatório específico de elaboração e do CUSD.

“Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento e as penalidades cabíveis, ~~observadas as disposições a seguir.~~

~~§1º No caso de consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, a ultrapassagem da capacidade contratada poderá ensejar:~~

~~I— a cobrança do volume adicional de gás consumido, quando fornecido pelo concessionário, considerando o preço do gás aplicável ao segmento de uso equivalente; e~~

~~II— a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I.~~

~~§2º No caso de autoimportadores ou autoprodutores, a movimentação de gás em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar a aplicação de penalidade sobre o volume excedente.~~

~~§3º A penalidade de que trata o §2º será calculada com base na TUSD aplicável, observando o limite máximo de 100% (cem por cento) do respectivo valor.~~

§4º Parágrafo Único – Os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de ultrapassagem deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.”.

Dispositivo da minuta de resolução:

“Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la”.

Justificativa e redação sugerida:

O art. 17 da minuta de resolução reconhece adequadamente que as receitas decorrentes de penalidades possuem natureza extratarifária e devem ser revertidas aos consumidores por meio da Conta Gráfica, uma vez que tais receitas não estão associadas à atividade de distribuição remunerada pela margem de distribuição.

Contudo, o dispositivo também determina que as receitas decorrentes de penalidades impostas sejam destinadas à mesma Conta Gráfica do mercado cativo, sem distinguir a natureza ou a origem dessas penalidades. Entende-se que esse tratamento não se mostra adequado, uma vez **que as penalidades podem estar associadas exclusivamente a obrigações aplicáveis aos usuários do mercado livre**.

Assim, **a destinação das receitas à Conta Gráfica do mercado cativo implicaria transferência indevida de recursos.**

Sugere-se que a regulamentação preveja mecanismo de segregação dessas receitas, de forma que penalidades aplicáveis exclusivamente ao mercado livre sejam revertidas em modicidade tarifária ao mercado livre, preservando o princípio da neutralidade e evitando subsídios cruzados entre os mercados cativo e livre.

Dessa forma, sugere-se **a criação de conta gráfica específica para registro e devolução das receitas de penalidades associadas ao mercado livre**, bem como a previsão desse mecanismo nesta resolução.

“Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores ~~pele consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de por~~ penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica ~~de Penalidades aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.~~

~~§1º As receitas e despesas provenientes de penalidades relacionadas ao mercado cativo serão contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica de Penalidades do mercado cativo.~~

~~§2º As receitas provenientes de penalidades relacionadas ao mercado livre serão contabilizadas e devolvidas por meio do mecanismo de Contra Gráfica de Penalidades do mercado livre.”.~~

MODELO PARA APRESENTAÇÃO DE CONTRIBUIÇÕES

AUDIÊNCIA PÚBLICA ARPE Nº 03/2026

Regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco.

PARTICIPANTE: COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás

CONTATO: gero@copergas.com.br

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
Art. 6º Os custos elegíveis à PD deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: [...] II – serem evitáveis ou significativamente reduzidos no mercado livre; [...]"	Art. 6º Os custos elegíveis à PD deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: [...] II – serem evitáveis ou significativamente reduzidos no mercado livre, entendendo-se como não evitáveis os custos de estruturas administrativas e operacionais que, embora associadas à atividade de comercialização, permaneçam necessárias à gestão do mercado livre; [...]"	A precisão do conceito de 'evitável' é relevante para a correta apuração da PD. Uma definição operacional mais clara reduz o risco de interpretações divergentes entre as partes e contribui para maior previsibilidade no processo de homologação. A análise das estruturas operacionais do concessionário demonstra que áreas como comercial, suprimento e jurídico-regulatório não se extinguem com a migração de consumidores. Ao contrário, passam a desempenhar funções essenciais à gestão do ambiente livre, mudando de finalidade, mas não de existência. Classificar como 'evitáveis' custos de estruturas que permanecem ativas e necessárias contrariaria o princípio da cobertura de custos eficientes estabelecido no Art. 6º, inciso IV, da Lei Estadual nº 15.900/2016. A precisão do critério é igualmente relevante para a consistência da PD entre ciclos tarifários, contribuindo para um processo de homologação mais previsível e seguro para todos os agentes envolvidos.
Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] II - custos relacionados à gestão contratual de transporte de gás, incluindo: contratação e gestão de capacidade junto a transportadores; programação e alocação logística de suprimento;	Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] II - custos relacionados à gestão contratual de transporte de gás, incluindo: contratação e gestão de capacidade junto a transportadores; programação e alocação logística de suprimento;	Os custos relacionados à gestão da capacidade de transporte, à logística de suprimento e à operação integrada do sistema de distribuição são inerentes à prestação do serviço e atendem a todo o mercado, independentemente da classificação dos usuários como cativos ou livres. Da mesma forma, atividades relacionadas à otimização do suprimento, balanceamento operacional e gestão de contratos — sejam eles de suprimento, capacidade de transporte, uso do sistema ou comercialização — permanecem necessárias mesmo em um cenário integralmente composto por usuários livres. Vale ressaltar que, a gestão de múltiplos usuários, diversos supridores e contratos de capacidade tende a elevar a complexidade operacional da concessionária, demandando

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
III - custos da área comercial, incluindo: prospecção de clientes; elaboração de propostas comerciais; e gestão de relacionamento comercial vinculada à venda de gás; [...] V - custos de gestão de portfólio e otimização de suprimento, incluindo: balanceamento de contratos de gás; e, gestão de volumes contratados e consumidos;	III - custos da área comercial, incluindo: prospecção de clientes; elaboração de propostas comerciais; e gestão de relacionamento comercial vinculada à venda de gás; [...] V - custos de gestão de portfólio e otimização de suprimento, incluindo: balanceamento de contratos de gás; e, gestão de volumes contratados e consumidos;	maiores investimentos em coordenação, monitoramento e gestão do sistema. Nesse contexto, a ampliação da migração de usuários ou volumes para o mercado livre não implica redução desses custos, mas, ao contrário, pode resultar em sua elevação em comparação à estrutura operacional atualmente existente. Quanto aos custos logísticos, especificamente, note que independente de migração ou não para o mercado livre, ou no retorno para o mercado cativo, o serviço de distribuição precisa estar apto para prover ao usuário o adequado atendimento, seja o gás adquirido pela concessionária, seja o gás adquirido pelo próprio usuário. Para o caso do abastecimento e o serviço de distribuição de gás para o mercado cativo, os projetos de rede isoladas são supridos geralmente por gás natural comprimido (GNC), até a interligação da rede isolada ao Sistema Principal de Distribuição da concessionária, considerando o volume necessário à viabilidade econômico-financeira. Desta forma, como dito anteriormente, para que o serviço de distribuição esteja apto para atender o mercado cativo na rede isolada, a concessionária deverá realizar toda gestão de contratação do suprimento quanto a operação de compressão/liquefação, armazenamento, transporte (rodoviário), carga e descarga. Os sistemas de distribuição através de Gasodutos Virtuais, podem viabilizar a realização de investimentos de interligação de regiões que seriam inicialmente economicamente inviáveis, assim permitindo a antecipação da captação do mercado existente e consequentemente a aceleração da expansão do serviço público de distribuição de gás canalizado. Fica claro então que, toda a solução logística desde a contratação de suprimento, quanto a compressão e descompressão, assim como o Gasoduto Virtual, fazem parte do serviço de distribuição da concessionária. Extrapolando o exercício para o abastecimento de gás em redes isoladas para o mercado livre deve-se ter uma análise similar ao mercado cativo. Portanto, os custos da solução logística para o atendimento de redes isoladas não devem configurar como um custo de suprimento de gás vinculado a molécula, já que, por definição, um usuário livre ficaria isento da cobrança. Pelo princípio da responsabilidade de custos, quando a concessionária de distribuição de gás incorrer sobre despesas que são destinadas ao atendimento do usuário livre, o mesmo, deverá ser cobrado pela tarifa ou margem de distribuição desses custos. Desta forma, não se sobrecarregaria o mercado cativo destes custos de responsabilidade dos usuários livres. Por fim, por se tratar de uma economia de escala, qualquer custo atrelado a captação de novos usuários e, consequentemente novos volumes, trarão modicidade tarifária à Concessão. Desta forma, todos os usuários deverão fazer benefício dessa modicidade pelo próprio conceito do monopólio natural contido nas concessões de distribuição de gás.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
		Portanto, quaisquer custos de prospecção de novos usuários é benéfico para a concessão e deve ser compartilhado entre todos os usuários dela. Não havendo, então, exigência de segregação entre custos de mercado livre ou cativo.
Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio o percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.	Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no Art. 6º: [...] IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio que reflita a intensidade de uso das estruturas envolvidas, podendo ser utilizado, alternativamente ao critério volumétrico, critério baseado no número de contratos, número de interfaces operacionais, horas dedicadas ou outra metodologia que demonstre de forma mais adequada a alocação dos custos ao ambiente de mercado livre, desde que devidamente justificada e comprovada perante a ARPE, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.	O critério volumétrico é metodologicamente adequado em mercados maduros, onde a participação em volume reflete proporcionalmente a participação nos custos. No estágio inicial do mercado livre em Pernambuco, essa premissa não se verifica: o número de agentes, contratos e interfaces operacionais é o principal direcionador dos custos de gestão, não o volume movimentado. O atendimento a um consumidor livre gera atividades que inexistem no mercado cativo e que não guardam proporcionalidade com o volume movimentado: nomeação a jusante do city gate, alocação por supridor, conciliação e balanço diário, gestão individualizada de CUSD e análise de crédito dedicada. Essas atividades têm custo unitário por contrato ou por agente, não por m³. Aplicar rateio volumétrico a custos dessa natureza pode produzir alocação subdimensionada no período inicial, precisamente quando os custos de estruturação do mercado livre são mais elevados. A redação sugerida não elimina o critério volumétrico nem impõe metodologia alternativa de forma unilateral. Admite, contudo, que outros critérios sejam adotados quando demonstrado e justificado perante a ARPE que o volume não é o direcionador de custo mais adequado, preservando o controle regulatório da Agência sobre a metodologia aplicada.
Art. 9º – Custos de Gestão do Mercado Livre "Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre, podendo ser considerados os seguintes custos: I – adequações de sistemas; II – gestão de contratos CUSD; III – custos de medição e balanceamento específicos; IV – gestão de capacidade."	"Art. 9º Os Custos de Gestão do Mercado Livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos ou predominantemente associados à operação do mercado livre, podendo ser considerados os seguintes custos: I – adequações e integrações de sistemas operacionais e de medição; II – gestão, negociação e acompanhamento de contratos CUSD; III – custos de medição, alocação, balanceamento e conciliação específicos do mercado livre; IV – gestão de capacidade;	A relação entre os custos elegíveis como CG e as obrigações operacionais impostas pela própria minuta merece alinhamento. Tal como redigido, o Art. 9º apresenta lista restrita que não abrange integralmente as atividades exigidas em outros dispositivos da mesma resolução. O Art. 15, §4º impõe balanço diário e medição remota em todos os CUSDs. O Art. 16 prevê penalidades por ultrapassagem que pressupõem monitoramento contínuo de volumes. O Art. 12 exige segregação contábil detalhada, memória de cálculo e projeções justificadas por séries históricas. Os custos decorrentes dessas obrigações, como monitoramento operacional, segregação contábil, análise de crédito e interface com múltiplos agentes, não encontram enquadramento nos quatro itens atualmente previstos no Art. 9º. Manter essa assimetria entre obrigações impostas e custos reconhecíveis como CG comprometeria a cobertura adequada dos custos operacionais do concessionário, em

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
	V – análise de crédito e gestão de risco de inadimplência de consumidores livres; VI – interface regulatória e operacional com múltiplos agentes, incluindo comercializadores, transportadores e operadores de sistema; VII – suporte jurídico específico à elaboração, gestão e contencioso de contratos e documentos relacionados ao mercado livre; VIII – atividades adicionais de compliance e reporting regulatório decorrentes da operação do mercado livre. Parágrafo Único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente comprováveis mediante documentação contábil ou gerencial.	desacordo com o princípio da eficiência e com o equilíbrio econômico-financeiro da concessão assegurado pela Cláusula 14 do Contrato de Concessão. A redação sugerida não amplia os CG além do que decorre das próprias obrigações da minuta. Busca, antes, harmonizar o Art. 9º com os demais dispositivos da resolução, conferindo consistência interna ao texto e maior segurança jurídica no processo de apuração dos custos elegíveis.
Art. 15 O Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) deverá estabelecer a obrigação de pagamento da TUSD como condição para utilização do sistema de distribuição de gás natural na área de concessão. [...] § 3º Os percentuais de pagamento mínimo de que trata o §2º poderão ser diferenciados por segmento ou subsegmento de consumo, observado o limite máximo de 80% (oitenta por cento) da capacidade contratada. § 4º O CUSD deverá, obrigatoriamente, instituir o controle operacional de fluxo por meio de balanço diário e medição remota.	Art. 15 O Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) deverá estabelecer a obrigação de pagamento da TUSD como condição para utilização do sistema de distribuição de gás natural na área de concessão. [...] § 3º Os percentuais de pagamento mínimo de que trata o §2º poderão ser diferenciados por segmento ou subsegmento de consumo, observado o limite máximo de 100% (cem por cento) da capacidade contratada. § 4º O CUSD deverá prever mecanismos de controle operacional de fluxo adequados ao perfil de consumo contratado, incluindo, quando tecnicamente justificável em razão do porte e do volume contratado, balanço diário e medição remota, observados os critérios de proporcionalidade e eficiência operacional.	A exigência de balanço diário e medição remota está alinhada com a estrutura atual do mercado livre em Pernambuco, no qual todos os consumidores habilitados já dispõem de medição remota instalada, e com o disposto na Lei Estadual nº 15.900/2016, que atribui ao concessionário a responsabilidade pela instalação dos equipamentos de medição. Nesse contexto, a obrigação é aderente à realidade operacional vigente. Contudo, a redação atual, de caráter universal e irrestrito, pode tornar-se uma barreira à entrada de novos agentes caso os critérios de habilitação ao mercado livre sejam alterados em ciclos futuros, admitindo consumidores de menor porte ou perfil distinto do atual. Nesses casos, a imposição de sistema supervisório completo como condição para celebração do CUSD pode ser economicamente desproporcional ao volume movimentado, encarecendo a migração. A redação sugerida preserva a medição remota e o balanço diário como instrumentos padrão para os perfis de maior porte, que representam o universo atual do mercado livre em PE, e os aplica proporcionalmente aos demais perfis que venham a ser habilitados, conferindo à norma maior durabilidade regulatória sem prejuízo da segurança operacional do sistema. Tratando-se de uma indústria de rede, deve-se prezar pela utilização eficiente e otimizada da capacidade instalada. Independentemente do volume efetivamente

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
		movimentado, a capacidade permanece destinada ao usuário conforme os termos de sua contratação junto à Concessionária. Nesse contexto, a imposição de um pagamento mínimo equivalente a 80% da capacidade contratada pode gerar incentivos à sobrecontratação de capacidade, resultando, conseqüentemente, no superdimensionamento da infraestrutura do sistema. Tal dinâmica tende a produzir ineficiências econômicas e operacionais, elevando custos sistêmicos em razão de uma alocação subotimizada da capacidade contratada, em detrimento do uso racional e eficiente da rede.
Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento e as penalidades cabíveis, observadas as disposições a seguir. §1º No caso de consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, a ultrapassagem da capacidade contratada poderá ensejar: I - a cobrança do volume adicional de gás consumido, quando fornecido pelo concessionário, considerando o preço do gás aplicável ao segmento de uso equivalente; e II - a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I. §2º No caso de autoimportadores ou autoprodutores, a movimentação de gás em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar a aplicação de penalidade sobre o volume excedente. §3º A penalidade de que trata o §2º será calculada com base na TUSD aplicável,	Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento observados os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de ultrapassagem que deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.	Tratando-se de uma regulamentação de TUSD, não cabe alocar condicionantes comerciais e negociais. Parâmetros comerciais e negociais devem ser regulados em resolução específica de CUSD padrão emitida pela ARPE. Quando aplicável e, com a concordância de todos os agentes envolvidos em contratos de uso de sistema de distribuição, podem existir condições adicionais a fim de preservar o equilíbrio econômico da concessão observando os princípios de isonomia e transparência com todos os usuários da concessão. Vale ressaltar que, parâmetros operacionais que possam identificar tais movimentações de volumes superiores ou inferiores a capacidade contratada, deverão estar contidos também nas resoluções de CUSD e/ou Acordo Operacional como, por exemplo, as prioridades e regras de nomeação para usuários parcialmente livre.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
observando o limite máximo de 100% (cem por cento) do respectivo valor. §4º Os critérios de apuração, faturamento e aplicação das penalidades e encargos de ultrapassagem deverão estar expressamente previstos no CUSD, observados os princípios de transparência, razoabilidade e não discriminação.		
Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	EXCLUSÃO Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	O Contrato de Concessão define em seu anexo I a receita/margem requerida pela concessionária para o atingimento do equilíbrio econômico de forma prospectiva. Tal margem requerida é refletida em uma estrutura tarifária homologada pela ARPE que, ponderada pela projeção de volumes, deve apresentar uma receita auferida neutra com o calculado pelo Anexo I. Qualquer variação ex-post dos volumes assim como dos custos realizados deverão ser passíveis de análise conforme as metodologias publicadas pelos processos de RTO. Deverá ser em processos de Revisões Tarifárias Ordinárias - RTOs e suas devidas resoluções normativas a regulamentação de receitas de distribuição advindas do mercado livre, assim como, do mercado cativo, sejam receitas por retiradas a maior ou a menor. Por fim, ressalta-se que o mecanismo de conta gráfica deve prezar pelo pass through integral da parcela relativa aos custos de suprimento. Não cabe a esse mecanismo administrar saldos relativos à estrutura tarifária de margem de distribuição fixadas durante o processo de RTO. Recomenda-se que a ARPE defina regulamentação específica de Revisões Tarifárias Ordinárias e, que através da parcela de Ajuste, prevista em Anexo I do contrato de concessão, trate de eventuais variações entre as receitas requeridas e receitas auferidas.
Art. 18 – A ARPE deverá fixar, excepcionalmente, em resolução específica, o Fator do Mercado Livre (FML) e respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) resultantes, a serem aplicadas aos consumidores livres e parcialmente livres no	Art. 18. A ARPE deverá fixar, excepcionalmente, em resolução específica, o Fator do Mercado Livre (FML) e respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) resultantes, a serem aplicadas aos consumidores livres e parcialmente livres no	O próprio Art. 18 reconhece implicitamente que o FML para o período vigente ainda não foi calculado, ao delegar sua fixação a resolução específica posterior. A fórmula do Art. 4º — $FML = 1 - [(MB - PD + CG) / MB]$ — produz Fator do Mercado Livre igual a zero quando os Custos de Gestão do Mercado Livre (CG) equivalem à Parcela Dedutível (PD), resultando em TUSD equivalente à margem praticada no mercado cativo.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
período da margem média de distribuição regulatória vigente.	período da margem média de distribuição regulatória vigente. § 1º Para o ciclo tarifário 2025 (nov/25 a out/26) e 2026 (nov/26 a out/27), em razão do estágio inicial de desenvolvimento do mercado livre no Estado de Pernambuco e da ausência de histórico consolidado que permita adequada mensuração da Parcela Dedutível (PD) e dos Custos de Gestão do Mercado Livre (CG), a ARPE reconhecerá que os custos adicionais de gestão do mercado livre apresentam equivalência econômica aos custos evitáveis cuja dedução é prevista na regulamentação, resultando em FML igual a 0, produzindo TUSD equivalente à margem praticada no mercado cativo.	A Cláusula 14 do Contrato de Concessão estabelece o dever de assegurar cobertura adequada dos custos operacionais e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A ausência de dispositivo transitório expresso que oriente o cálculo do FML para o período vigente cria incerteza sobre a adequação da TUSD a ser praticada, o que não atende ao interesse de nenhuma das partes envolvidas. A redação sugerida não representa desvio metodológico nem exceção à lógica da resolução. Ao contrário, aplica a própria fórmula do Art. 4º de forma calibrada ao estágio inicial de operação do mercado livre, no qual a ausência de histórico consolidado e a assimetria entre custos de estruturação e volume movimentado tornam prematura a segregação precisa entre PD e CG com base em histórico operacional consolidado. Conferir ao Art. 18 essa orientação transitória assegura que a TUSD do período vigente seja fixada com segurança jurídica e previsibilidade para o concessionário, para os consumidores livres e para a própria Agência. Destaca-se que já há consumidor que formalizou notificação de migração para o mercado livre e se encontra em fase final de estruturação contratual, com previsão de início de fornecimento em agosto de 2026. A ausência de TUSD homologada para o período vigente impõe insegurança jurídica imediata sobre as condições de faturamento desse consumidor, reforçando a necessidade de que o Art. 18 contenha orientação transitória expressa antes do início efetivo da operação.
Art. 20. A migração para o mercado livre ou o retorno ao mercado cativo, observado o aviso prévio regulamentar, não ensejará revisão extraordinária de tarifas.	EXCLUSÃO Art. 20. A migração para o mercado livre ou o retorno ao mercado cativo, observado o aviso prévio regulamentar, não ensejará revisão extraordinária de tarifas.	

PROPOSTA DE FML E TUSD – Disposições acerca do anexo da nota técnica ARPE NT_CTEEF_12-2026:

1. Análise da Parcela Dedutível

O Anexo A da Nota Técnica ARPE/CTEEF nº 12/2026 apresenta o cálculo do Fator do Mercado Livre (FML) para o período de vigência da margem aprovada na RTO 2025, resultando em FML = 0,0264 com base em Parcela Dedutível (PD) de R\$ 6.469.444 e Custo de Gestão do Mercado Livre (CG) igual a zero. A COPERGÁS entende que o cálculo apresentado merece aprimoramentos tanto na composição da PD quanto no tratamento do CG, com reflexos diretos sobre o FML resultante.

A PD foi construída a partir da seleção de contas orçamentárias aprovadas na RTO 2025. Contudo, a análise individualizada dessas contas revela que diversas delas não atendem aos critérios cumulativos estabelecidos no Art. 6º da própria resolução proposta, quais sejam: ser diretamente atribuível à atividade de comercialização de gás, ser evitável ou significativamente reduzido no mercado livre, não estar diretamente associado à prestação do serviço de distribuição e ser comprovado por documentação contábil ou gerencial.

- As Contas 528 — Suporte de Tecnologia da Informação (R\$ 887.271) e 204 — Sistemas de informática (R\$ 469.536), que juntas somam R\$ 1.356.807, representam custos de infraestrutura transversal da concessão. Sistemas operacionais e seu suporte sustentam simultaneamente as atividades de medição, faturamento, operação do supervisão, atendimento ao usuário e gestão regulatória. A migração de consumidores para o mercado livre não reduz esses custos — ao contrário, demanda adaptações e integrações adicionais. Sua inclusão na PD significa que o mercado livre receberia desconto sobre custo que o concessionário continuará incorrendo integralmente para atender o mercado cativo, o que contraria o princípio da neutralidade enunciado pela própria NT e os critérios dos incisos I, II e III do Art. 6º.
- A Conta 520 — Consulta cadastral de usuários (R\$ 37.260) é atividade operacional de distribuição, necessária para a gestão financeira e cadastral dos pontos de fornecimento independentemente da modalidade de contratação do consumidor. Não constitui atividade de comercialização e permanece necessária após a migração, não atendendo aos incisos I, II e III do Art. 6º.
- A Conta 530 — Central de Atendimento / Call center (R\$ 107.508) corresponde ao SAC 24h, obrigação expressa do contrato de concessão e da Lei nº 15.900/2016, devida a todos os usuários do sistema independentemente de estarem no mercado cativo ou livre. Trata-se de custo da prestação do serviço público de distribuição, não evitável pela migração de consumidores. Sua inclusão na PD não encontra respaldo nos critérios do Art. 6º, incisos II e III.
- As Contas 10301 — Cursos e seminários (R\$ 52.218) e 10302 — Deslocamento e alimentação (R\$ 65.272) são despesas administrativas gerais sem atribuição específica à atividade de comercialização. A NT não apresentou critério que demonstre sua vinculação direta à venda de gás, conforme exige o inciso I do Art. 6º. Capacitação e deslocamento beneficiam todas as áreas da empresa e continuam sendo incorridos independentemente da migração de consumidores.
- As Contas 81001 — Relacionamento com a Comunidade (R\$ 24.000) e 81005 — Projeto Cuidando do Meio Ambiente Copergás (R\$ 25.000) representam inclusões sustentação técnica de toda a PD proposta. Projetos socioambientais e de relacionamento comunitário são obrigações da concessão ou iniciativas institucionais da companhia, sem qualquer relação com a atividade de comercialização de gás. Não se enquadram em nenhum dos incisos do Art. 7º nem atendem aos critérios cumulativos do Art. 6º. A ausência de fundamentação para sua inclusão compromete a credibilidade metodológica do cálculo apresentado.
- A Conta 801 — Conversão de usuários (R\$ 2.407.047) é o item de maior valor individual da PD, representando 37% do total proposto. O termo "conversão de usuários" é amplo e a NT não apresentou memória de cálculo que esclareça sua natureza. Se a conta engloba custos de ligação física, conversão de equipamentos, ramal de conexão ou obras de expansão para novos pontos de fornecimento e se trata de custo do sistema de distribuição expressamente vedado pelo Art. 8º, inciso I da resolução proposta. A ausência de segregação e justificativa para essa conta, que sozinha corresponde a mais de um terço da PD total, viola o Art. 12, inciso I da própria resolução, que exige memória de cálculo detalhada com discriminação dos itens considerados em cada parcela.
- A Conta 803 — Serviço de captação de usuários / venda técnica (R\$ 559.838) tem natureza comercial mais evidente, mas sua elegibilidade integral é questionável. Sua inclusão integral na PD, sem critério de segregação entre esforços voltados ao mercado cativo e ao mercado livre, não atende ao requisito de evitabilidade do inciso II do Art. 6º.

O efeito consolidado dessas inconsistências é significativo. Considerando apenas as contas de contestação mais robusta — TI, suporte de sistemas, call center, cadastro, capacitação, projetos socioambientais — o valor das contas inelegíveis soma aproximadamente R\$ 1.668.065, reduzindo a PD de R\$ 6.469.444 para cerca de R\$ 4.801.379. Incluindo a contestação sobre conversão

de usuários e captação, a PD poderia recuar para valores próximos a R\$ 1.200.000, resultando em FML de aproximadamente 0,0049, o que aproxima ainda mais o resultado da posição da COPERGÁS de que o FML deveria ser zero no período atual, pelos fundamentos expostos a seguir.

2. Assimetria metodológica no tratamento do Custo de Gestão do Mercado Livre

O Anexo da NT 12/2026 fixou o Custo de Gestão do Mercado Livre (CG) em zero para o período vigente sob o argumento de que o concessionário não apresentou os custos exclusivos do mercado livre de forma segregada. Essa decisão, embora formalmente justificada pela ausência de informação, produz uma assimetria metodológica incompatível com a estrutura da fórmula adotada pela própria ARPE.

A fórmula $FML = 1 - [(MB - PD + CG) / MB]$ foi concebida para que PD e CG operem em sentidos opostos e se contrabalançam: deduz-se da margem o que o concessionário deixa de fazer em razão da migração (PD) e adiciona-se o que passa a fazer exclusivamente para operacionalizar o mercado livre (CG). A lógica da fórmula pressupõe que ambas as variáveis sejam apuradas com o mesmo rigor e referencial temporal. Aplicar PD com base nos dados históricos da RTO 2025 e simultaneamente fixar $CG = 0$ por ausência de histórico segregado significa aplicar critérios distintos a variáveis simétricas da mesma equação, distorcendo o resultado em desfavor da concessionária e, indiretamente, do mercado cativo.

Os custos de gestão do mercado livre já estão sendo incorridos pela COPERGÁS no período vigente. A negociação e gestão de CUSDs, o balanço diário de volumes, a implementação e manutenção de medição remota, o desenvolvimento de sistemas de alocação e conciliação, a interface regulatória e operacional com múltiplos agentes e o suporte jurídico especializado para contratos de movimentação são atividades reais, com custos reais, que existem independentemente de terem sido formalmente segregados na contabilidade da empresa. A ausência de segregação contábil não faz inexistir o custo, apenas impede sua quantificação precisa neste momento.

A própria NT reconhece essa realidade ao afirmar que "no âmbito da próxima revisão tarifária o concessionário deverá apresentar de forma segregada os custos específicos do mercado livre". Assim, ao reduzir a TUSD pela PD sem reconhecer os CG correspondentes, parte dos custos de gestão exclusivos do mercado livre é absorvida pela margem bruta do mercado cativo, onerando indiretamente os consumidores que não migraram, exatamente o resultado que o mecanismo de CG foi criado para evitar.

A mesma razão que impede o cômputo do CG, ausência de histórico segregado no estágio inicial do mercado livre, deveria impedir o cômputo da PD com base nos dados históricos do mercado cativo, que foram gerados em ambiente sem mercado livre e, portanto, não refletem os custos evitáveis com precisão. Tratar a PD como apurável com base em dados históricos e o CG como nulo por ausência de histórico é uma assimetria que não encontra justificativa técnica na metodologia adotada.

A posição da COPERGÁS é que, diante dessa impossibilidade simétrica de segregação no período inicial, a abordagem metodologicamente coerente é reconhecer a equivalência econômica entre PD e CG, conforme fundamentado na contribuição ao Art. 18, resultando em $FML = 0$ e TUSD equivalente à margem cativa, excluído o custo médio ponderado do gás.

3. Estrutura tarifária: ausência das faixas inferiores a 10.000 m³/dia

O Quadro 3 da NT 12/2026 apresenta a simulação da TUSD exclusivamente para o segmento de Grandes Usuários, com faixas iniciando em 10.001 m³/dia. Essa delimitação reflete o limiar de habilitação ao mercado livre vigente desde 1º de janeiro de 2025, nos termos da Lei nº 15.900/2016. Contudo, a omissão das faixas inferiores na estrutura tarifária da TUSD proposta cria três problemas que comprometem a completude e a durabilidade regulatória da resolução.

O primeiro problema diz respeito à correspondência com a estrutura cativa exigida pelo Art. 10 da própria resolução proposta. Esse dispositivo determina que as TUSD sejam homologadas em estrutura tarifária correspondente à do mercado cativo, organizada por segmento, subsegmento e faixas de consumo. A estrutura tarifária vigente do mercado cativo da COPERGÁS contempla faixas escalonadas abaixo de 10.000 m³/dia, incluindo as faixas de 0 a 1.000 m³/dia, 1.001 a 5.000 m³/dia e 5.001 a 10.000 m³/dia. A correspondência exigida pelo Art. 10 pressupõe, portanto, que a TUSD abranja todas as faixas existentes na tabela cativa.

O segundo problema refere-se aos consumidores parcialmente livres. A resolução proposta aplica-se tanto a consumidores livres quanto a consumidores parcialmente livres. Um consumidor com consumo total acima de 10.000 m³/dia que opte por contratar parte do volume no mercado livre e parte no mercado cativo pode ter volume movimentado via CUSD que, em determinados ciclos de medição ou períodos de menor demanda, fique abaixo de 10.001 m³/dia. A ausência de faixas inferiores na estrutura da TUSD cria lacuna de enquadramento para esses casos, sem resposta regulatória sobre qual tarifa aplicar ao volume movimentado fora da faixa mínima prevista.

A COPERGÁS sugere, portanto, que a estrutura tarifária da TUSD a ser homologada pela ARPE contemple todas as faixas de consumo presentes na tabela cativa vigente, em estrita observância ao Art. 10 da resolução proposta, aplicando-se o FML homologado sobre as margens unitárias de cada faixa, inclusive as inferiores a 10.000 m³/dia, garantindo a completude, a correspondência e a durabilidade regulatória da norma.

IBP-GN 026/2026

Rio de Janeiro, 22 de junho de 2026

À **ARPE - Agência de Regulação de Pernambuco**
Av. Conselheiro Rosa e Silva, nº 975 - Aflitos, 52050-020, Recife - Pernambuco

At.: **Ilmo. Sr. Carlos Porto Filho**
Diretor-Presidente

Assunto: AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 03/2026 - Regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco

Prezados membros da ARPE,

O Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) agradece a oportunidade de participar deste importante processo de discussão regulatória conduzido no Estado de Pernambuco. A consolidação da abertura do mercado de gás natural requer um arcabouço regulatório capaz de promover a concorrência e garantir a transparência na formação das tarifas aplicáveis aos usuários da rede.

Nesse contexto, a definição acerca da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) assume papel central para o desenvolvimento do mercado livre, uma vez que influencia diretamente a competitividade do Estado e a correta alocação de custos entre os agentes. Com esse objetivo, o IBP apresenta, a seguir, suas contribuições acerca da composição da TUSD aplicável aos consumidores livres e parcialmente livres.

Primeiramente, em função da necessidade de separação entre as atividades de distribuição e comercialização, é importante que os custos de comercialização, gestão da molécula e marketing sejam excluídos da TUSD aplicável aos consumidores livres ou parcialmente livres. O fundamento principal é que a TUSD deve remunerar exclusivamente os custos eficientes associados à prestação do serviço público de distribuição, ou seja, a operação, manutenção, expansão e administração da rede de distribuição.

Os consumidores livres e parcialmente livres assumem a responsabilidade pela aquisição do gás natural, devendo negociar diretamente com fornecedores ou comercializadores. Dessa forma, atividades relacionadas à compra e venda da molécula, gestão de contratos de suprimento, administração do portfólio de gás e marketing e deixam de ser serviços efetivamente prestados pela distribuidora a esses usuários.

A manutenção desses custos na tarifa de uso configuraria uma espécie de subsídio cruzado em favor dos consumidores cativos, que continuam sendo atendidos pela distribuidora também na função de comercialização. Além disso, a inclusão desses custos na TUSD reduziria a atratividade da migração para o mercado livre, criando uma barreira ao desenvolvimento da concorrência, indo na contramão dos princípios que orientam a abertura do mercado de gás natural.

Por outro lado, não há lógica em considerar custos adicionais de gestão específica do consumidor livre, dado que não se pode presumir que a abertura do mercado livre exija a criação de estruturas administrativas dedicadas ou equipes exclusivas cuja remuneração deva ser repassada aos usuários.

A migração para o mercado livre deve ser absorvida pela estrutura operacional já existente da distribuidora, especialmente quando as atividades desempenhadas permanecem relacionadas às atividades de medição, faturamento do uso da rede, gestão contratual e operação do sistema de distribuição. Além disso, o reconhecimento desses custos deve estar associado à sua efetiva comprovação de gastos prudentes para a prestação do serviço adequado.

Vale destacar ainda que as despesas administrativas, comerciais e corporativas da distribuidora já são remuneradas pelo modelo tarifário vigente por meio da margem bruta e compartilhadas entre o conjunto dos usuários do sistema. Caso a distribuidora incorpore uma parcela adicional desses mesmos custos na TUSD, será remunerada duas vezes. Tal prática contraria os princípios da modicidade tarifária, da eficiência econômica e da adequada alocação de custos.

Sob a ótica dos incentivos regulatórios, o reconhecimento de custos específicos para gestão do mercado livre também produz sinais econômicos inadequados. Em vez de estimular ganhos de eficiência, é criado um mecanismo pelo qual a distribuidora é incentivada a realizar expansões e aumentar despesas.

Eventuais custos específicos relacionados ao balanceamento de consumidores livres não devem ser incorporados à margem regulatória nem socializados entre todos os usuários do sistema. O balanceamento decorre diretamente dos perfis individuais de contratação e consumo de cada agente, razão pela qual seus custos devem ser atribuídos exclusivamente aos usuários que os provocaram.

Assim, serviços de balanceamento, quando efetivamente prestados pela distribuidora devem ser objeto de contratação específica dos agentes que os utilizaram, evitando o compartilhamento indevido de custos.

Por fim, o IBP reafirma seu compromisso com o aperfeiçoamento contínuo do marco regulatório do mercado de gás natural no Brasil e sua disposição permanente para contribuir tecnicamente com o debate. O Instituto permanece à disposição para prestar esclarecimentos adicionais e para dialogar com esta Agência de forma a colaborar com a construção de um ambiente regulatório mais eficiente e competitivo.

Atenciosamente,



Fernando Montera

Gerente Executivo de Regulação de Transporte e Distribuição

APRESENTAÇÃO DE CONTRIBUIÇÕES
AUDIÊNCIA PÚBLICA ARPE N° 03/2026

Regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco.

PARTICIPANTE: Mello Pimentel Advocacia

CONTATO: infraestrutura@mellopimentel.com.br

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO
Art. 2º [...] VIII - Custos de Gestão do Mercado Livre (CG): custos, despesas e encargos incorridos pelo concessionário associados à gestão do mercado livre, incluindo custos de gás do uso do sistema decorrentes de perdas operacionais;	Art. 2º [...] VIII - Custos de Gestão do Mercado Livre (CG): custos, despesas e encargos incrementais incorridos pelo concessionário e exclusivamente atribuíveis à gestão do mercado livre, excluídos os custos operacionais sistêmicos, já remunerados na Margem Bruta e de responsabilidade da concessionária. Os custos específicos e mensuráveis, atribuíveis à movimentação de determinado usuário livre, serão atribuídos direta e individualmente ao respectivo usuário ou à sua comercializadora, mediante controles individualizados, vedada sua socialização entre os demais usuários do Mercado Livre.	As perdas sistêmicas já compõem a Margem Bruta (Contrato, Anexo I - rubrica DP, "Diferenças com Perdas") e são de responsabilidade da concessionária; incluí-las também no CG recupera o mesmo custo duas vezes e contraria o art. 9º (CG = custo incremental exclusivo, cujo rol sequer lista perdas). O critério é a causação, com atribuição direta sempre que possível: os custos específicos causados por um usuário livre alocam-se a ele ou à sua comercializadora, sob controle individualizado; os custos sistêmicos, de responsabilidade da concessionária, permanecem na MB (de todos) e não recai apenas sobre os usuários livres.

Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais do art. 6º: [...] IX – parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, desde que alocada por metodologia de rateio o percentual de participação do volume projetado destinado ao mercado livre no volume total projetado de vendas, limitada à proporção das atividades comerciais em relação ao total das atividades do concessionário.	Art. 7º. A Parcela Dedutível será apurada por segregação funcional da atividade de comercialização, abrangendo a totalidade das despesas indiretas e administrativas evitáveis, dimensionadas para a base cativa e que não se justificam para poucos usuários livres de grande porte, ao menos no início da abertura (art. 7º, I, II, V e VI). IX - parcela de custos indiretos associada às atividades de comercialização de gás, alocada por direcionadores que reflitam a causação efetiva do custo, tais como número de unidades consumidoras ou a atividade que o origina, e não pela participação no volume; sempre que possível, os custos serão atribuídos direta e individualmente ao usuário livre que os causa, mantidos controles individualizados, não se imputando ao usuário livre, atendido por comercializadora própria, os custos de atendimento, varejo e faturamento de massa que não cause. X - Margem de risco de crédito e custos tributários incidentes exclusivamente sobre a atividade de comercialização de gás no mercado cativo.	A Parcela Dedutível deve refletir a totalidade das despesas que a concessionária evita ao não atender o usuário livre. Os custos indiretos e administrativos da concessionária são dimensionados para uma base gigante de clientes cativos e não se justificam para poucos usuários livres de grande porte, ao menos no início - daí a ampliação da PD por segregação funcional (art. 7º, I, II, V e VI). Em particular, os custos de atendimento, varejo e faturamento de massa do cativo escalam com o número de clientes, não com o volume. O grande usuário livre, atendido por comercializadora própria, não causa esses custos; o rateio por volume os imputa indevidamente. A solução de primeira ordem é a atribuição direta e individual ao usuário livre causador, com controles individualizados; subsidiariamente, a alocação por direcionador de causação. Impede-se, ainda, que custos de responsabilidade da concessionária recaiam apenas sobre os livres. A medida dá conteúdo à regra de formação da TUSD (Lei nº 15.900/2016, art. 27, §2º) e ao princípio da eficiência (Lei nº 8.987/1995, art. 6º; Lei nº 12.524/2003, art. 2º, I e II). O dado necessário já é exigido pela Minuta (art. 12). No mais, busca-se evitar que o consumidor livre pague, dentro da TUSD, por riscos de inadimplência do mercado cativo ou por estruturas tributárias de venda de molécula que ele já está pagando ao seu fornecedor livre.
---	--	--

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO
Art. 8º Não poderão compor a PD: I - custos de expansão, saturação e manutenção da rede; II - custos de movimentação de gás; III - custos técnicos e operacionais da distribuição; IV - custos de medição, exceto parcela comercial; e V - outros custos relacionados à prestação do serviço público de distribuição.	Art. 8º [...] I - custos de expansão, saturação e manutenção da rede de distribuição, assim entendidos os relativos à infraestrutura efetivamente utilizada ou compartilhada com o usuário livre; [...] Parágrafo único. Não se incluem na vedação do inciso I, podendo compor a PD, os custos de captação comercial, de incentivo à conexão, de ligação de novos consumidores cativos e quaisquer custos de comercialização indiretos e administrativos para atender à base existente de clientes cativos, por não serem causados nem aproveitados pelo usuário livre.	O inciso I veda deduzir da TUSD os custos de expansão da rede, sob a premissa de que o usuário livre se beneficia da infraestrutura. Essa premissa, porém, não alcança os custos de captação comercial e de ligação de novos consumidores cativos: não são causados pelo usuário livre nem o beneficiam - são custos de crescimento do mercado cativo. Uma leitura ampla de “custos de expansão” que os capture faria o usuário livre subsidiar a conexão de novos cativos, em afronta à causação de custos e à isonomia (Lei nº 15.900/2016, art. 27, §2º; Lei nº 8.987/1995, art. 6º; Lei nº 12.524/2003, art. 2º, I e II). A ressalva apenas explicita o critério de causação que já informa a metodologia, prevenindo interpretação extensiva pela concessionária.
Art. 9º Parágrafo único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente comprováveis.	Art. 9º Parágrafo único. Os custos alocados como CG deverão ser necessários, eficientes e devidamente comprováveis, devendo o concessionário demonstrar que tais custos são incrementais e não cobertos pelas margens já existentes.	O objetivo é impedir que a gestão do Mercado Livre se torne uma rubrica genérica com capacidade de elevar a TUSD e desestimular a migração, dada a ausência de incentivos de encurtamento dos custos.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO
Art. 10. As TUSD [...] serão homologadas pela ARPE em estrutura tarifária correspondente à do mercado cativo, organizada por segmento e subsegmento de uso, e faixas de consumo. Parágrafo único. O concessionário poderá propor à ARPE a criação de novo subsegmento de uso para o mercado livre quando não houver correspondência na estrutura tarifária do mercado cativo.	Art. 10. [...] § [X]. A aplicação do Fator do Mercado Livre (FML) e o desconto dele decorrente não prejudica, não impede nem se confunde com a eventual instituição de subsegmento específico para usuários com perfil de alto fator de carga, cuja definição compete à revisão da estrutura tarifária, na forma do parágrafo único deste artigo.	O fator de carga é critério de diferenciação estrutural (Contrato, Cláusula 14.7 - que lista expressamente “fator de carga”; e Minuta, art. 15, §2º/§3º), não componente do FML. O parágrafo único do art. 10 já autoriza criar subsegmento de uso próprio do mercado livre. São Paulo trata o alto fator de carga como segmento estrutural há mais de quinze anos (Del. ARSESP nº 063/2009, art. 4º), prática convergente com a regulação internacional (AEMC, CRE, Ofgem, FERC). A medida é neutra em receita e compatível com o equilíbrio econômico-financeiro.
Art. 16 [...] §1º [...] II - a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I. §2º No caso de autoimportadores ou autoprodutores, a movimentação de gás em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar a aplicação de penalidade [...].	Art. 16 [...] § 1º [...] II - a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, dimensionado com base no custo incremental efetivamente causado à rede, sem natureza punitiva e sem vinculação automática a percentual fixo do valor do gás. § 2º A movimentação em volume superior a 10% (dez por cento) da capacidade contratada poderá ensejar penalidade, assegurada a todos os usuários livres, a autoimportadores e a autoprodutores, banda de tolerância de até 10% (dez por cento) sobre o volume excedente, sem incidência de penalidade.	O encargo de até 100% do valor do gás (art. 16, §1º, II) tem caráter punitivo e desestimula a migração ao mercado livre, sem respaldo nas demais reguladoras; deve refletir o custo incremental efetivamente causado. A banda de tolerância sem multa, hoje restrita a autoprodutores e autoimportadores (§2º), deve alcançar o consumidor livre, por isonomia. Como o produto do encargo não é receita do concessionário, mas redutor tarifário (art. 17, conforme contribuição abaixo), confirma-se que o encargo deve refletir o custo - não punir nem desestimular a migração.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO
Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres [...] e as receitas decorrentes de penalidades impostas deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo, conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres [...] e as receitas decorrentes de penalidades impostas serão aplicadas como redutor da Margem Unitária (MU), em benefício da modicidade de todos os usuários, assegurada apuração transparente e segregada, e não contabilizadas como redutor exclusivo da Conta Gráfica do mercado cativo.	Tais receitas não são receita do concessionário. Destiná-las exclusivamente à Conta Gráfica do mercado cativo beneficia apenas um ambiente e reforça o caráter punitivo do encargo, desestimulando a migração. Aplicá-las como redutor da Margem Unitária (MU) reparte o benefício entre todos os usuários - cativos e livres -, realizando a modicidade geral (Lei nº 8.987/1995, art. 11 - receitas em favor da modicidade; Lei nº 12.524/2003, art. 2º, I), sem desestimular o uso do mercado livre. A apuração transparente e segregada assegura o devido acompanhamento.
Art. 19 [...] §2º Caso o concessionário deixe de apresentar as documentações e informações exigidas nos arts. 12, 13 e 14, a ARPE poderá definir as bases e os valores que considerar necessários para o cálculo do fator do mercado livre, com vistas à sua homologação.	Art. 19 [...] § 2º Caso o concessionário deixe de apresentar as documentações e informações exigidas nos arts. 12, 13 e 14, a ARPE definirá as bases e os valores necessários ao cálculo do Fator do Mercado Livre segundo critérios conservadores, públicos e fundamentados, de modo que a insuficiência instrutória da concessionária não onere o consumidor livre.	A insuficiência instrutória da concessionária não pode converter-se em ônus ao consumidor livre. A vinculação do arbitramento a critérios conservadores, públicos e fundamentados assegura a modicidade (Lei nº 12.524/2003, art. 2º, I e II) e o devido processo, com contraditório e ampla defesa (Decreto nº 30.200/2007, art. 43).

MODELO PARA APRESENTAÇÃO DE CONTRIBUIÇÕES

AUDIÊNCIA PÚBLICA ARPE Nº 03/2026

Regulamentação da Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) a ser aplicada aos consumidores livres e parcialmente livres de gás canalizado do Estado de Pernambuco.

PARTICIPANTE: NEG ENERGIA DO BRASIL LTDA.

CONTATO: jramirezv@negnatural.com e fdeoliveira@negnatural.com

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTA (transcrever o dispositivo ao qual a contribuição se refere)	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO (apresentar sugestão de nova redação para o dispositivo)	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO (indicar as observações, dúvidas, críticas ou sugestões acerca do dispositivo)
Art. 6º Os custos elegíveis deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: (...) II – serem evitáveis ou significativamente reduzidos no mercado livre	Art. 6º Os custos elegíveis deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: (...) II – serem evitáveis ou significativamente reduzíveis no mercado livre	Ajuste redacional para esclarecer que, para fins de composição da Parcela Dedutível (PD), os custos devem ser evitáveis ou passíveis de redução significativa no contexto do mercado livre. A alteração confere maior precisão técnica ao dispositivo, ao evidenciar que a elegibilidade não depende da eliminação integral do custo, mas da possibilidade de sua redução relevante em razão da migração ou atuação no mercado livre.
Art. 6º Os custos elegíveis deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: (...) IV – serem comprovados por documentação contábil ou gerencial	Art. 6º Os custos elegíveis deverão atender cumulativamente aos seguintes critérios: (...) IV – serem comprovados por documentação contábil ou gerencial, sob pena de, ausente a comprovação, aplicar-se o regime previsto no art. 19, §2º.	Inclusão de ressalva para explicitar que a ausência de comprovação documental ou gerencial pela concessionária não deve impedir, por si só, a apuração de custos elegíveis pela ARPE, especialmente quando poderá ser aplicável o regime previsto no art. 19, §2º. A alteração preserva a competência regulatória da Agência para aferir a existência e a razoabilidade dos custos, evitando que eventual insuficiência documental inviabilize a adequada definição da Parcela Dedutível (PD).
Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no art. 6º: I – custos relacionados à aquisição de gás, incluindo: gestão de contratos de suprimento; atividades de negociação com fornecedores; e, estrutura administrativa associada à compra de gás;	Art. 7º Poderão compor a PD, desde que atendidos os critérios gerais apresentados no art. 6º: I – custos relacionados à aquisição de gás, incluindo: contratação e gestão de contratos de suprimento; atividades de negociação com fornecedores; e, estrutura administrativa associada à compra de gás;	Inclusão da referência à “contratação” entre os custos relacionados à aquisição de gás, de modo a abranger todas as etapas necessárias à obtenção do suprimento, desde a negociação e celebração dos contratos até sua gestão. A alteração também confere maior coerência interna ao art. 7º, mantendo paralelismo com a redação do inciso II.
Art. 8º Não poderão compor a PD: I – custos de expansão, saturação e	Art. 8º Não poderão compor a PD: I – custos de expansão, saturação e	Ajuste para esclarecer que somente devem ser excluídos da Parcela Dedutível (PD) os custos

manutenção da rede;	manutenção da rede, desde que direta e comprovadamente relacionados ao atendimento de demanda oriunda do mercado livre;	de expansão, saturação e manutenção da rede direta e comprovadamente relacionados ao atendimento de demanda oriunda do mercado livre. A alteração busca preservar a causalidade dos custos e evitar que o mercado livre seja onerado por despesas gerais da rede ou por investimentos não diretamente decorrentes de sua demanda específica.
Art. 8º Não poderão compor a PD: (...) V – outros custos relacionados à prestação do serviço público de distribuição.	Art. 8º Não poderão compor a PD: (...) V – outros custos relacionados à prestação do serviço público de distribuição, desde que aprovados pela ARPE.	Inclusão de condicionante para que a exclusão de outros custos relacionados à prestação do serviço público de distribuição dependa de aprovação prévia da ARPE. A alteração busca evitar interpretações excessivamente amplas do dispositivo e assegurar que a exclusão de custos da Parcela Dedutível (PD) seja precedida de análise regulatória específica quanto à sua natureza, pertinência e adequada alocação.
Art. 9º Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre, podendo ser considerados os seguintes custos:	Art. 9º Os Custos de Gestão do mercado livre (CG) corresponderão aos custos incrementais exclusivos à operação do mercado livre, podendo exclusivamente ser considerados os seguintes custos:	Inclusão de ressalva para explicitar o caráter taxativo do rol de custos que podem compor os Custos de Gestão do mercado livre (CG). A alteração confere maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória, ao impedir a inclusão de custos não previstos no dispositivo e assegurar que a apuração do CG permaneça limitada às hipóteses previstas no art. 9º.
4.4-1. ESTRUTURA TARIFÁRIA: As TUSD, aplicáveis aos consumidores livre e parcialmente livres, serão homologadas pela ARPE em estrutura tarifária correspondente a do mercado cativo, organizada por segmento e subsegmento de uso, e faixas de consumo. Essa simetria é fundamental para garantir a isonomia entre os usuários e evitar a existência de subsídios cruzados, assegurando que consumidores com perfis semelhantes recebam tratamento tarifário equânime. O concessionário poderá propor à Arpe a criação de novo subsegmento de uso para o mercado livre quando não houver correspondência na estrutura tarifária do mercado cativo.	4.4-1. ESTRUTURA TARIFÁRIA: As TUSD aplicáveis aos consumidores livres e parcialmente livres poderão observar, de forma referencial, a estrutura tarifária do mercado cativo, organizada por segmento e subsegmento de uso e faixas de consumo, não sendo obrigatória sua replicação integral. A adoção de estruturas diferenciadas deverá assegurar a observância dos princípios de isonomia, transparência e não discriminação entre os usuários, bem como a adequada alocação de custos, evitando a ocorrência de subsídios cruzados. A concessionária poderá propor à ARPE a criação de novos subsegmentos de uso ou arranjos tarifários específicos para o atendimento das particularidades do mercado livre, especialmente nos casos em que não haja correspondência adequada na estrutura do mercado cativo ou em que se verifiquem dinâmicas distintas de uso da rede.	A proposta de vincular integralmente a estrutura tarifária aplicável aos consumidores livres àquela adotada no mercado cativo pode limitar a evolução do modelo de acesso à distribuição, especialmente no contexto de desenvolvimento do mercado livre de gás natural. Embora a busca por isonomia e prevenção de subsídios cruzados seja legítima, a imposição de simetria estrita pode restringir a adoção de mecanismos mais aderentes à dinâmica do mercado livre. Em experiências regulatórias mais recentes, tem-se observado a evolução para modelos contratuais que permitem maior flexibilidade na utilização da infraestrutura de distribuição, especialmente no tratamento de variações de curto prazo e no aproveitamento de capacidade ociosa. Nesse contexto, destacam-se iniciativas já implementadas em outros estados, como em Minas Gerais, onde a própria distribuidora passou a estruturar mecanismos para viabilizar o uso de volumes adicionais em condições diferenciadas, com vista à otimização do sistema e à ampliação da competitividade do mercado. Portanto, entende-se que a regulação deve preservar espaço para a incorporação de soluções dessa natureza, permitindo maior flexibilidade contratual e tarifária, respeitando a não discriminação e seu escopo. Adicionalmente, a replicação integral da estrutura do mercado cativo pode gerar desalinhamentos operacionais, especialmente no que se refere aos ciclos de faturamento e apuração, que no mercado livre tendem a seguir periodicidades distintas e mais

		compatíveis com as práticas de balanço e liquidação da cadeia de gás. Portanto, sugere-se que a regulação preserve a possibilidade de diferenciação tarifária e contratual para consumidores livres, permitindo maior flexibilidade na definição de estruturas de uso da rede, respeitados os princípios de transparência e não discriminação.
Art. 10º As TUSD, aplicáveis aos consumidores livre e parcialmente livres, serão homologadas pela ARPE em estrutura tarifária correspondente a do mercado cativo, organizada por segmento e subsegmento de uso, e faixas de consumo. Parágrafo único. O concessionário poderá propor à ARPE a criação de novo subsegmento de uso para o mercado livre quando não houver correspondência na estrutura tarifária do mercado cativo.	Art. 10º As TUSD aplicáveis aos consumidores livres e parcialmente livres poderão observar, de forma referencial, a estrutura tarifária do mercado cativo, organizada por segmento e subsegmento de uso e faixas de consumo, não sendo obrigatória sua replicação integral. §1º A adoção de estruturas tarifárias diferenciadas deverá assegurar a observância dos princípios de isonomia, transparência e não discriminação entre os usuários, bem como a adequada alocação de custos, de modo a evitar a ocorrência de subsídios cruzados. §2º A concessionária poderá propor à ARPE a criação de novos subsegmentos de uso, bem como de arranjos tarifários específicos para o mercado livre, sempre que necessário para refletir as características de utilização da rede, incluindo variações de consumo, uso de capacidade e demais particularidades operacionais. §3º As estruturas tarifárias aplicáveis ao mercado livre deverão buscar refletir, sempre que possível, as condições reais de utilização da infraestrutura de distribuição, observadas as diretrizes regulatórias vigentes.	A redação original do art. 10 estabelece a vinculação integral da estrutura tarifária aplicável aos consumidores livres àquela adotada no mercado cativo, com o objetivo de garantir isonomia e evitar subsídios cruzados. Embora tais objetivos sejam legítimos, a imposição de simetria estrita pode limitar a adequada diferenciação entre os ambientes de contratação, especialmente considerando que o mercado livre apresenta dinâmica operacional, comercial e contratual distinta do mercado cativo. Nesse contexto, a adoção obrigatória de estrutura tarifária idêntica pode restringir a implementação de arranjos mais eficientes de utilização da rede, reduzindo a capacidade de adaptação regulatória às particularidades do mercado livre, tais como variações de consumo em curto prazo, uso de capacidade ociosa e diferentes padrões de contratação. Adicionalmente, a replicação integral da estrutura do mercado cativo pode gerar desalinhamentos operacionais, sobretudo quanto aos ciclos de faturamento e apuração, que no mercado livre tendem a refletir práticas mais flexíveis e aderentes à dinâmica da cadeia de suprimento. Diante disso, propõe-se a adoção de abordagem que permita observar a estrutura tarifária do mercado cativo como referência, sem torná-la obrigatória, assegurando simultaneamente a observância dos princípios de isonomia, transparência, não discriminação e adequada alocação de custos, de modo a evitar subsídios cruzados e preservar a eficiência econômica e a evolução do mercado livre.
Art. 16. Na hipótese de retirada ou movimentação de gás natural em volumes superiores à capacidade contratada, deverão ser aplicados os mecanismos de ressarcimento e as penalidades cabíveis, observadas as disposições a seguir. §1º No caso de consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, a ultrapassagem da capacidade contratada poderá ensejar: I - a cobrança do volume adicional de gás consumido, quando fornecido pelo concessionário, considerando o preço do gás aplicável ao segmento de uso	Art. 16. Na ausência de conexão do supridor do consumidor livre à malha de transporte ou na hipótese de interrupção estrutural extrema na malha de transporte e for constatada retirada de gás da concessionária, os consumidores livres ou consumidores parcialmente livres, poderá incorrer a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 30% (cem por cento) do preço do gás aplicável ao segmento de uso equivalente no mercado cativo.	A redação proposta para o Art. 16 parte da premissa de que todo volume consumido acima da capacidade contratada pelo consumidor livre configuraria, automaticamente, gás fornecido pela concessionária. No entanto, essa abordagem não se mostra aderente à lógica operacional e contratual do mercado livre de gás natural. No ambiente de mercado livre, o consumidor é integralmente responsável pela contratação de seu suprimento, sendo os eventuais desequilíbrios entre volumes recebidos e retirados tratados no âmbito dos mecanismos próprios de balanceamento da cadeia, especialmente nas relações com o supridor e com o transportador. Dessa forma, a simples ocorrência de consumo superior à capacidade contratada não implica, necessariamente, a

equivalente; e II - a aplicação de encargo de ultrapassagem sobre o volume excedente, limitado a 100% (cem por cento) do valor do gás referido no inciso I.		utilização de gás de titularidade da distribuidora. A caracterização do uso de gás da concessionária pelo consumidor livre deve ser tratada como situação excepcional, que somente se materializa em cenários específicos, tais como a ausência de conexão do supridor à malha de transporte ou a ocorrência de indisponibilidade estrutural relevante da infraestrutura de transporte que impeça a entrega física do gás no ponto de recepção. A redação original pode resultar na aplicação indevida de encargos, ao presumir que qualquer excedente corresponde a fornecimento pela concessionária. Tal interpretação pode gerar sobreposição de custos e penalidades, visto que os mecanismos de balanceamento já existentes na cadeia <i>upstream</i> são responsáveis pelo tratamento dos desvios contratuais e operacionais. A limitação a 30% mostra-se mais aderente às melhores práticas de mercado, garantindo proporcionalidade, evitando sobrecarga econômica e preservando o incentivo ao equilíbrio operacional do consumidor. Além disso, a medida fere o princípio da proporcionalidade, segundo o qual a atuação regulatória deve observar a adequação entre os meios empregados e os fins pretendidos. No caso, a proposta da ARPE de aplicar o encargo de ultrapassagem, de forma indistinta, a todo consumo acima da capacidade contratada não se mostra adequada à finalidade de resguardar a higidez operacional da rede de distribuição. Isso porque, no caso dos consumidores livres, o consumo de volume de gás superior à capacidade contratada apenas excepcionalmente resultará na utilização de gás de propriedade da distribuidora ou em impactos efetivos à rede de distribuição.
Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário, por retirada acima da capacidade contratada, e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la.	Art. 17. As receitas provenientes de cobrança aos consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores pelo consumo de gás de propriedade do concessionário e as receitas decorrentes de penalidades impostas, deverão ser contabilizadas no mecanismo de Conta Gráfica, aplicado ao mercado cativo conforme Resolução ARPE nº 304/2025 ou outra que vier a substituí-la, e aplicado ao mercado livre na forma da regulamentação a ser editada pela ARPE.	Em linha com a contribuição anterior, a retirada de volume acima da capacidade contratada por si só não deve caracterizar como retirada de gás da concessionária. Além disso, a destinação das receitas provenientes de penalidades aplicadas a agentes do mercado livre exclusivamente ao mecanismo de conta gráfica do mercado cativo pode violar o princípio da isonomia e comprometer a neutralidade regulatória entre os ambientes de contratação. Isso porque a medida cria assimetria econômica entre categorias distintas de usuários: de um lado, consumidores livres, consumidores parcialmente livres, autoimportadores e autoprodutores suportariam o ônus financeiro das penalidades; de outro, apenas os usuários

		cativos se beneficiariam dos efeitos econômicos positivos decorrentes da contabilização dessas receitas na Conta Gráfica. Sob a ótica econômica, tal arranjo pode configurar subsídio cruzado indevido, na medida em que recursos originados de penalidades aplicadas no mercado livre seriam revertidos exclusivamente em benefício do mercado cativo, por meio de redução ou compensação de custos tarifários. A medida rompe a necessária correlação entre a origem da receita, a causa econômica do encargo e o grupo de usuários beneficiado, resultando em transferência de recursos entre segmentos distintos sem justificativa regulatória adequada. Nesse sentido, embora o art. 1º, parágrafo único, da Resolução ARPE nº 304/2025 estabeleça que a Conta Gráfica se aplica apenas ao mercado cativo, solicita-se que esta D. Agência avalie a criação de mecanismo próprio — ou critério específico de alocação — que assegure que os valores pagos a título de penalidades por agentes do mercado livre sejam revertidos em benefício do próprio mercado livre, preservando a isonomia, a neutralidade tarifária e a adequada causalidade econômico-regulatória.
ANEXO A – PROPOSTA DE FML E TUSD (...) Para obter a Parcela Dedutível (PD) de que tratam os artigos 5º, 6º, 7º e 8º da Resolução proposta foram selecionadas as contas orçamentárias do Custo Operacional aprovado na RTO 2025 e seus respectivos valores, que são apresentados no Quadro 2 a seguir.	N/A	Solicita-se esclarecimento de que a não inclusão, na primeira proposta de TUSD aplicável ao mercado livre, dos custos relacionados à aquisição de gás (art. 7º, I, da minuta de Resolução), à capacidade de transporte de gás (art. 7º, II, da minuta de Resolução), à gestão de portfólio e otimização de suprimento (art. 7º, V, da minuta de resolução), à gestão de riscos de preço (art. 7º, VI, da minuta de resolução), dentre outros, decorreu exclusivamente da ausência, na última RTO, de dados suficientes que permitissem sua identificação, mensuração e alocação adequada. Nesse sentido, entende-se que a Parcela Dedutível (PD) válida a partir do próximo ciclo tarifário deverá considerar os custos acima indicados, tendo em vista que tais rubricas tendem a representar parcela relevante dos custos evitados ou significativamente reduzidos pela concessionária em razão da migração de usuários para o mercado livre.
Para obter a Parcela Dedutível (PD) de que tratam os artigos 5º, 6º, 7º e 8º da Resolução proposta foram selecionadas as contas orçamentárias do Custo Operacional aprovado na RTO 2025 e seus respectivos valores, que são apresentados no Quadro 2 a seguir. (...) Deste modo, considerando as contas apresentadas no Quadro 2,	N/A	A proposta de Fator do Mercado Livre (FML) apresentada pela ARPE, equivalente a 2,64%, indica um nível de redução bastante limitado em relação à margem do mercado cativo, destoando da prática observada em outros estados com mercados livres mais maduros, nos quais a diferença tarifária tende a se situar em níveis superiores. Conforme descrito na Nota Técnica CTEEF nº 12/2026, a metodologia adotada para o cálculo do FML baseia-se na dedução da Parcela

foi obtido o valor da Parcela Dedutível (PD) de R\$ 6.469.444.		Dedutível (PD) e na adição dos Custos de Gestão do Mercado Livre (CG), a partir da Margem Bruta de Distribuição. Entretanto, observa-se que para a obtenção da PD, ainda que considerada a Revisão Tarifária Ordinária (RTO 2025), não houve a consideração de custos relevantes associados à atividade de comercialização que são parcialmente evitáveis com a migração de consumidores para o mercado livre, tais como aquisição da molécula de gás natural, contratação e gestão de capacidade de transporte, atividades de gestão de portfólio e otimização de suprimento. Resultando em um valor relativamente baixo frente ao total da margem. Ressalta-se que tais componentes estão explicitamente previstos como elegíveis à Parcela Dedutível na própria metodologia proposta pela ARPE. A não consideração desses elementos relevantes pode resultar em subestimação da Parcela Dedutível (PD), o que, por consequência, reduz o valor do FML apurado e limita o diferencial tarifário entre o mercado cativo e o mercado livre. Entende-se que o valor de FML proposto não reflete integralmente os custos efetivamente evitáveis pela concessionária na migração para o mercado livre, situando-se aquém dos níveis observados em outros estados (como MG, SP, RJ e PR), onde a estrutura tarifária tende a incorporar, de forma mais completa os descontos associados à TUSD. Diante disso, recomenda-se a reavaliação da composição da Parcela Dedutível, com a inclusão dos custos relacionados à aquisição de gás, transporte e gestão de portfólio, de modo a assegurar maior aderência ao princípio da causalidade de custos e a proporcionar um sinal econômico adequado para o desenvolvimento do mercado livre no estado de Pernambuco.
---	--	---