



Rio de Janeiro, 07 de novembro de 2016

Ao
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

At.: **Excelentíssimo Senhor Fernando Coelho Filho**
Ministro de Minas e Energia

Ref.: Consulta Pública 20/2016 – “Gás para Crescer”.

Ilmo. Sr. Ministro,

Fazemos referência ao processo de consulta pública nº 20/2016 (“Consulta Pública”) lançado no dia 03.10.2016, na plataforma ambiente de consultas públicas no site do Ministério de Minas e Energia (“MME”). O documento “Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil”, criado pelo MME, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), contém diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil a ser discutido com os diversos agentes do setor. Tais diretrizes estão consubstanciadas em um programa que recebeu a denominação de “Gás para Crescer”.

- INTRODUÇÃO E OBJETIVOS -

A presente contribuição é formulada por **ENEVA S.A.**, sociedade anônima de capital fechado, situada na Praia do Flamengo, 66, 6º andar, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 22210-903 e inscrita no CNPJ sob nº 04.423.567/0001-21 (“Eneva”), com o objetivo de discutir certas diretrizes regulatórias abordadas no Gás para Crescer, bem como levantar outros pontos sensíveis à cadeia de produção de gás natural, principalmente, a necessidade de fomento à oferta doméstica de gás natural, de modo a oferecer



subsídios técnicos a serem apreciados por esse MME no âmbito da Consulta Pública e, eventualmente, incorporados ao programa Gás para Crescer.

As propostas que se seguem abordam questões sensíveis enfrentadas no âmbito de atuação da Eneva e outros players engajados no elo *upstream* de exploração e produção de gás *onshore*, não-associado, e estão relacionados, principalmente, a gargalos identificados ao incentivo e criação de oferta de gás natural e na interface deste setor com a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Assim, a linha propositiva de nossa contribuição abrangerá os seguintes tópicos:

- ▶ Estímulos à criação de oferta de gás natural;
- ▶ Alíquotas e fórmulas de cálculo de participações governamentais não adequadas à atividade, demonstrando-se incompatibilidade com as melhores práticas internacionais;
- ▶ Inviabilidade econômica gerada pela política atual de unificação de campos;
- ▶ Entendimento jurisprudencial vis-à-vis a técnica de estimulação geomecânica; e
- ▶ Interface entre o setor de gás natural e o de energia elétrica.

Por uma questão didática, cada tópico abaixo será precedido de um resumo do seu diagnóstico e da proposta identificada pela Eneva a ser incluída no bojo das diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil.

1 ESTÍMULOS À CRIAÇÃO DE OFERTA DE GÁS NATURAL

Tópico:	Mecanismos de estímulo à criação de oferta de gás natural
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo I - Comercialização de gás natural; 1.1. Competição na oferta
Proposta:	O programa "Gás para Crescer" deve atentar não somente para o desenvolvimento da demanda, mas também para gargalos que impedem o <u>crescimento da oferta</u> de gás natural.



Como se sabe, um projeto de exploração e produção está sujeito a vários fatores que determinam sua viabilidade comercial. No caso de exploração e produção de gás natural não-associado, fatores como a capacidade de transporte, infraestrutura necessária, precificação e liquidez para comercialização são fatores que exercem impactos bem distintos quando comparado a projetos de exploração de óleo/gás associado.

No caso da movimentação e escoamento, grande parte dos campos produtores de gás natural carecem de infraestrutura próximas e adequadas para monetização, e muitas vezes o concessionário se vê obrigado a suspender ou cancelar o projeto, bem como reinjetar o gás. No Brasil, diversos são os exemplos de projeto de gás que se encontram nessa difícil situação. Em geral, apenas projetos de gás natural em regiões com extensa malha de dutos ou com gigantescas descobertas são economicamente viáveis.

Desse modo, projetos de exploração e produção de gás natural não-associado necessitam de tratamento jurídico-regulatório e contratual específicos e demandam maiores prazos e flexibilidade por parte do regulador para que se tornem viáveis. A experiência internacional demonstra, por exemplo, que no leste da costa africana projetos de gás no mar aberto passaram vários anos com descobertas sem possibilidade de monetização devido à ausência de infraestrutura adequada, sendo comum o prolongamento dos prazos de exploração em áreas de difícil acesso, sem infraestrutura e remotas como no caso de gás natural.

Outro desafio está relacionado ao complexo financiamento de projetos de gás. Uma vez que são exigidos elevados investimentos para desenvolver alternativas economicamente viáveis de escoamento da molécula, torna-se necessária a celebração de contratos firmes e de longa duração para o transporte e para a venda do gás.

Um ponto que também merece especial atenção é o sistema de *tax & royalties* brasileiro, aplicável a projetos de gás não-associado. Um exemplo consiste na mecânica atual de cobrança de participação especial, que incide sob um volume bem inferior se comparado a reservas *offshore* (art. 22, parágrafos 1º, 2º e 3º do Decreto nº 2.705/1998), impactando diretamente a comercialidade de projetos *onshore* (ver itens 1.1 e 1.2 abaixo).



1.1 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

- PAGAMENTO DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Tópico:	Mecanismo diferenciado de recolhimento de royalties e cálculo de participação especial para o gás natural não-associado <i>onshore</i> .
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo I - Comercialização de gás natural; 1.1. Competição na oferta
Proposta:	- Redução das alíquotas de royalties e aumento da produção mínima de referência para incidência de participação especial para o gás não-associado, tendo em vista os elevados custos que impactam a viabilidade econômica de tais projetos.
Normas afetadas:	- Art. 50 da Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"); - Capítulo VII do Decreto nº 2.705/1998; - Resolução ANP nº 40/2009 (Preços de referência do gás natural); e - Resolução ANP nº 12/2014 (Procedimentos para a apuração, pelos concessionários da participação especial devida).

Conforme a lei vigente, os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional ("STN") até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP, de acordo com o estabelecido pela Lei do Petróleo e pela lei federal nº 7.990/1989, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/1998 e nº 1/1991.

Os royalties incidem sobre a produção mensal do campo produtor e o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores:

- (1) Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- (2) Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e



(3) Preço de referência destes hidrocarbonetos no mês (artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998, que regulamentou a Lei nº 9.478/1997).

Pelas metodologias legais de cálculo, considerando que campos de maior produção apresentam custos menores devido à escala, seu fluxo de caixa é menos afetado pelo pagamento dos royalties. Ao revés, em campos de menor produção, como é o mencionado caso de campos de gás natural não-associado no Brasil – via de regra –, os royalties têm maior impacto, caracterizando, portanto, efeito regressivo.

A forma mais comum de cálculo de royalties, chamado *ad valorem*, adotada no Brasil, recolhe receitas com base em percentual do valor do recurso extraído¹. Esta porcentagem é aplicada ao valor bruto da produção, sem levar em conta os custos de produção. Desta forma, a maior parte dos royalties são regressivos, pois resultam em uma carga maior para as empresas em um contexto de receita menor.

Por outro lado, alguns países utilizam escalas progressivas para royalties (*sliding scale*²), que ajustam a percentagem de participações governamentais com base na rentabilidade do projeto, de sorte que tal modelo corrige a carga de royalties aos campos de menor custo/produção.

As normas contidas no §1º do artigo 47 da Lei do Petróleo e no §1º do artigo 12 do Decreto nº 2.705/1998 autorizaram a ANP a estabelecer nos editais de licitação percentuais de royalties inferiores a 10% (dez por cento) para determinados blocos, de maneira a incentivar a exploração de área com riscos geológicos maiores ou de notória baixa rentabilidade. Entendemos também que a ANP possui autorização legal para reduzir as alíquotas de royalties definidas no contrato de concessão caso seja verificado, a posteriori, que a comercialidade do projeto torna-se inviável.

Diversos campos *onshore*, principalmente localizados em bacias do nordeste brasileiro, foram licitados com royalties de 5% (cinco por cento). Citamos, como exemplo, os campos de Araçás Leste, Bom Lugar, Crejoá e Fazenda Santo Estevão. Além deles, alguns blocos offshore também já foram licitados pela ANP

¹ De fato, diversos instrumentos governamentais de captura de renda foram analisados por Johnston (JOHNSTON, D. (2004): Higher prices lower government take? Petroleum Accounting and Financial Management Journal. Vol. 23, No. 3, pp 98-104), que considera o pagamento de bônus e royalties (cobrados sobre a receita bruta) como instrumentos de taxaço regressiva, isto é, quanto menor a rentabilidade do projeto, maior a taxaço efetiva.

² WRIGHT, Charlotte J., GALLUN, Rebecca A. Fundamentals of Oil & Gas Accounting. "A sliding scale royalty provides for a lower royalty amount when production is lower and increases as production increases (...) By using a sliding scale, when production is low, there is more cash available to the parties for additional exploration and development".



com royalties abaixo de 10% (dez por cento), como os campos de Caioba (9,29%), Camorim (8,49%), Lagosta (8,40%) e Manati (7,50%).

Vale ressaltar que a mecânica atual de cobrança de participações governamentais onera proporcionalmente mais as reservas de gás não-associado *onshore* na medida em que o marco regulatório brasileiro foi elaborado pensando principalmente no óleo *offshore*. Com efeito, o recolhimento de participação especial – cujos volumes mínimos de referência para pagamento desta compensação são menores do que os volumes mínimos previstos para campos offshore, (art. 22, parágrafos 1º, 2º e 3º do Decreto nº 2.705/1998), impacta justamente os campos de produção reduzida, agravando a sua comercialidade.

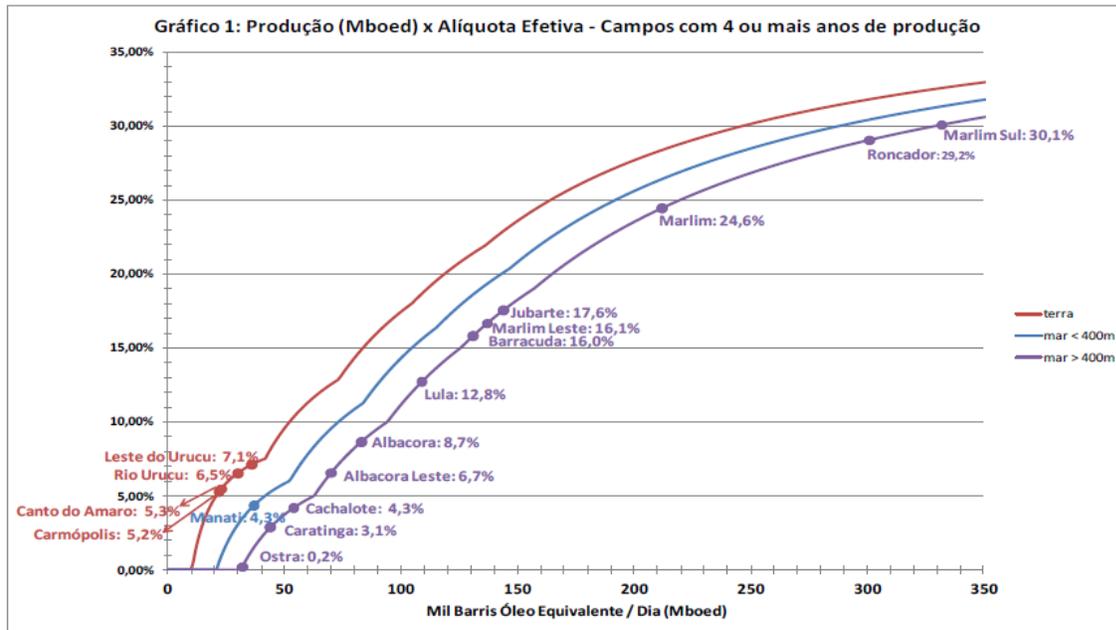
As acumulações de óleo normalmente apresentam uma curva de produção com pico e declínio (curva log normal), enquanto a curva de produção de gás não-associado segue um padrão de platô (volume de produção constante ao longo dos primeiros anos), seguido de declínio. A fórmula do cálculo da Participação Especial (PE) vigente incentiva os produtores de óleo a anteciparem seu pico de produção, pois a tabela de volumes mínimos para pagamento de PE é decrescente, tendo o maior volume mínimo no primeiro ano, e diminuindo até o quarto ano de produção em diante. As acumulações de óleo normalmente apresentam uma curva de produção com pico e declínio (curva log normal), enquanto a curva de produção de gás não associado segue um padrão de platô (volume de produção constante ao longo dos primeiros anos), seguido de declínio.

A fórmula do cálculo da Participação Especial (PE) vigente incentiva os produtores de óleo a anteciparem seu pico de produção, pois a tabela de volumes mínimos para pagamento de PE é decrescente, tendo o maior volume mínimo no primeiro ano, e diminuindo até o quarto ano de produção em diante.

Devido a tal problema, as alíquotas de royalties e participação especial diferenciadas e menores para o gás natural em terra foram também uma recomendação de reforma feita pelo Grupo de Economia da Energia (GEE/UFRJ), encomendado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI).

No gráfico abaixo, que foi produzido pela ANP, pode-se constatar a assimetria nas alíquotas aplicáveis e a dificuldade enfrentada por campos terrestres de gás não-associado:

4º Trimestre de 2012 (Ano 4+)



Para manter a curva de investimentos em níveis aceitáveis após a queda do preço do petróleo e preservar os investimentos em campos de gás natural economicamente marginais, diversos países estão revendo sua política de royalties. Podemos citar os exemplos do Marrocos e de Moçambique, onde as respectivas leis locais oferecem royalties com valores inferiores ao exigido para produção de petróleo em quase 50% (cinquenta por cento). No caso de Chipre o contrato de partilha permite custos e lucro de produção com valores diferenciados entre petróleo e gás.

No caso do Canadá, o Governo da Província de British Columbia optou por instaurar um programa de redução da alíquota de royalties, considerando os índices de produção de certos campos. Alterações regulatórias ocorreram também no regime jurídico dos royalties de outras duas províncias: Terra Nova e Labrador e Alberta. No caso de Terra Nova, a partir de novembro de 2015, foi introduzido um novo sistema de cálculo dos royalties, no qual a alíquota pode ser elevada até um limite de 50%, conforme a progressão da rentabilidade de um poço produtor³.

³ BAINES, S. e SYER, T. Newfoundland and Labrador's New Royalties Regime. Osler Consultin.



No início de 2016, em Alberta, os concessionários de E&P passaram a receber um subsídio em suas atividades de perfuração. Desta forma, quando o poço entra em produção, cobra-se uma alíquota fixa de 5% de royalties, até que a receita total gerada se iguale a certo nível de custo incorrido e, a partir desse momento, os concessionários ficam sujeitos a uma alíquota que dependerá do tipo de recurso produzido e do seu valor de mercado⁴.

Um outro exemplo, mais próximo ao brasileiro, é o caso colombiano, que recentemente tomou medidas para manter a competitividade dos projetos de E&P e propiciar um clima favorável ao investimento, focando na diminuição dos royalties e do imposto sobre a renda de projetos com maiores problemas de atratividade comercial. Para isso, promulgou uma lei que facultou a realização de modificações buscando incentivar a produção incremental, via recuperação secundária, dando aos investidores a oportunidade de pagar 8% de royalties⁵.

Para ser eficiente, um regime fiscal deve ser flexível, em termos de capacidade de adaptação a diferentes tipos de projetos de E&P. Como visto acima, em alguns países o regime fiscal reconhece as diferenças em termos de risco e atratividade dos projetos de E&P e, neste sentido, o regime fiscal da exploração de óleo em águas profundas pode não ser adequado para a atividade de exploração de gás não-convencional em terra ou mesmo configurar elemento inibidor de investimentos a longo prazo.

Portanto, o Governo precisa revisar a sua política tributária e compensatória para que possa incentivar investimentos em projetos de gás natural *onshore*. Coadunando-se com os objetivos da Consulta Pública, o programa Gás para Crescer deve, necessariamente, endereçar as discrepâncias destacadas acima, conferindo tratamento diferenciado para as alíquotas de royalties e metodologias de cálculo de participação especial.

PROPOSTAS:

⁴ ALBERTA GOVERNMENT Alberta's Modernized Royalty Framework Overview. Canada.

⁵ COLOMBIA (2015). Ley N° 1753 del 9 de junio de 2015.



Propõe-se a redução das alíquotas de royalties ao mínimo legal e elaboração de regulação própria, aplicável ao gás natural não associado *onshore*, que o diferencie da produção de petróleo, bem como a fixação de patamares mais elevados no volume produzido para fins de incidência de participação especial.

É também proposto que seja adotado o modelo *sliding scale* para o recolhimento de royalties, que se traduz em uma escala de valorativa que prevê uma alíquota reduzida de royalties quando a produção for menor e que aumente conforme a evolução da produção.

Para tanto, deve-se alterar o Capítulo VII do Decreto nº 2.705/1998 e as resoluções da ANP que cuidam do preço de referência do gás natural adotado para fins de cálculo das participações governamentais (Resolução ANP nº 40/2009) e os procedimentos para a apuração, pelos concessionários, da participação especial devida (Resolução ANP nº 12/2014).

- UNIFICAÇÃO DE CAMPOS

Tópico:	Política da ANP de unificação de campos produtores e sua interpretação do conceito de "Campo Produtor".
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo I - Comercialização de gás natural; 1.1. Competição na oferta
Proposta:	- Intervenção ministerial para revisão do entendimento da Agência sobre os critérios para unificação e definição de "campos" produtores, levando em conta o caso de pequenas reservas <i>onshore</i> .
Normas afetadas:	- Resolução ANP nº 17/2015 (ANEXOS I, II e III); e - Definição de "Campo" e "Área de Campo" na redação dos novos Contratos de Concessão.

Conforme indicamos anteriormente, projetos de gás natural precisam de apoio do Estado para reduzir os custos do empreendimento (especialmente no que se referem as participações governamentais e carga tributária) e para que assim se tornem economicamente viáveis.



O entendimento da ANP de unificar campos é bastante preocupante para o setor de petróleo e gás, pois tende a congrega (muitas vezes sem base técnica clara) jazidas com o único intuito de aumentar a participação especial que não incidiria se as mesmas fossem consideradas individualmente, em campos distintos. Essas medidas seriam ainda mais draconianas em casos de projetos com gás natural não associado tendo em vista os desafios de monetização discutidos anteriormente.

Recentemente a ANP alterou a redação do Contrato de Concessão para a 13ª Rodada, de modo a substituir na cláusula 10.4 a expressão “todas” as jazidas, quando se lia “a totalidade” das jazidas⁶. Tal mudança – muito embora sutil – busca reforçar o entendimento da Agência de que diferentes planos de desenvolvimento, referentes a jazidas distintas, podem ser abarcados por uma mesma área de desenvolvimento.

Tal definição confere ampla margem de discricionariedade à ANP para definir, na aprovação dos respectivos planos de desenvolvimento, o polígono que irá constituir um campo, podendo abranger uma ou mais jazidas, e, conseqüentemente, afetar o volume produzido para fins de recolhimento de participação especial. Tal situação onera e pode inviabilizar o desenvolvimento de campos onshore de gás natural que, como dito, dependem de estímulos compensatórios específicos para alcançar sua comercialidade.

PROPOSTAS:

Propõe-se alterar os regulamentos técnicos dos Planos de Desenvolvimento de Campos, anexos à Resolução ANP nº 17/2015, de modo a determinar que os campos de gás natural não-associado não sejam unificados quando da aprovação do plano de desenvolvimento para jazidas que não se comuniquem.

Além disso, para as próximas rodadas de licitação, sugere-se alterar a definição de “Área de Campo” na redação do da minuta do Contrato de Concessão, bem como na Resolução ANP nº 17/2015, de modo a introduzir redação mais clara, limitando a discricionariedade da Agência e levando em consideração a opinião técnica do concessionário, as melhores práticas da indústria e a viabilidade dos campos *onshore*.

⁶ Contrato de Concessão para a 13ª Rodada de Licitação: “10.4. A Área de Desenvolvimento deverá abranger todas as Jazidas a serem produzidas.”



Importante notar que tal discricionariedade por parte da ANP é vista pela indústria como um fator que traz insegurança jurídica aos investimentos e não se coaduna com a tradição brasileira de respeito aos contratos e aos investimentos realizados pelo setor privado.

1.2 ESTIMULAÇÃO GEOMECÂNICA

Tópico:	Segurança jurídica nos Contratos de Concessão que possuem por objeto gás convencional, não associado.
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo I - Comercialização de gás natural; 1.1. Competição na oferta
Proposta:	- Alteração regulatória e definição expressa das modalidades autorizadas para exploração de recursos convencionais, utilizando modalidades de estimulação, historicamente praticadas no ramo <i>upstream</i> no Brasil e que foram equivocadamente afetadas pela judicialização da estimulação horizontal de recursos não-convencionais, rompendo a segurança jurídica e legítima expectativa de concessionários de E&P para concessões já outorgadas.
Normas afetadas:	- Resolução ANP 21/2014

A exploração dos não-convencionais sem dúvida alterou a geopolítica do setor do petróleo e gás, e tem afetado a composição da matriz energética de diferentes países (especialmente nos Estados Unidos), de sorte que alguns têm sido incentivados a avaliar o potencial de seus recursos não-convencionais e a tentar espelhar o sucesso dos EUA.

Muito embora a ANP tivesse respaldo legal para prosseguir com atividades de não-convencionais no Brasil, tendo, inclusive, regulado a matéria através da Resolução 21/2014 (que estabelece os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural utilizando a técnica de estimulação hidráulica em reservatório não-convencional), as decisões proferidas no âmbito das ações judiciais nº 080036679.2016.4.05.8500 (1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe), 0030652-38.2014.4.01.3300 (13ª Vara Federal da Seção Judiciária na Bahia) e 5005509-



18.2014.404.7005 (1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Cascavel/PR) vedaram a possibilidade de exploração de recursos não convencionais mediante o emprego da técnica de estimulação hidráulica.

Dessa forma, até que sobrevenha regulamentação específica do CONAMA acerca da utilização do método de estimulação hidráulica, a técnica está suspensa, seja em região de recursos não convencionais, seja de convencionais.

Ocorre que a suspensão ampla de tais atividades, e a imprevisibilidade quanto à decisão definitiva nos autos das ações mencionadas, afetam diretamente o potencial de desenvolvimento de bacias sedimentares terrestres e o direito adquirido dos concessionários que acreditaram nos procedimentos e termos oferecidos nos respectivos editais à época de outorga dos respectivos contratos de concessão.

- LEGÍTIMA EXPECTATIVA NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO ENVOLVENDO GÁS CONVENCIONAL NÃO-ASSOCIADO

A questão que se busca endereçar por meio do presente trabalho é que as decisões mencionadas suspenderam a atividade de estimulação em todas as suas etapas, incluindo técnicas que já eram há muito empregadas no mercado brasileiro, sem nenhuma vedação regulatória até então.

Portanto, a utilização histórica da técnica de estimulação corresponde à expectativa legítima de concessionários que participaram de certame licitatório para a exploração de recursos convencionais não-associados que, frise-se, não estavam adstritas à vedação legal quanto à utilização de tal técnica.

Dessa forma, é fundamental que haja uma definição das modalidades autorizadas de exploração de recursos convencionais, utilizando modalidades de estimulação, conforme historicamente praticadas no ramo *upstream* no Brasil e que equivocadamente foram afetadas pela judicialização da estimulação horizontal de recursos não-convencionais.

PROPOSTAS:

Interlocução com o poder judiciário, com órgãos ambientais e com o Ministério Público, no sentido de esclarecer, no âmbito da Resolução ANP 21/2014, a distinção entre as técnicas de estimulação hidráulica



em reservatórios convencionais e não-convencionais, bem como fomentar estudos técnicos que demonstrem a viabilidade e segurança ambiental no uso de tais técnicas de estimulação.

2 HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACOES ESTADUAIS E FEDERAL

Tópico:	Adequação de normas federais e estaduais na abordagem a projetos de gás natural não-associado <i>onshore</i> .
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo IV – Estímulo ao desenvolvimento de mercado e harmonização entre as regulações estaduais e federal.
Questões contempladas no Anexo IV:	"a. <i>No sentido da harmonização das regulações estaduais e federal, quais os mecanismos que poderiam ser implementados? Quais os incentivos ou condicionantes que poderiam ser propostos aos Estados para que façam os devidos aperfeiçoamentos no marco regulatório? Qual(is) seria(m) o(s) caminho(s) possível(is) para uma uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e Consumidores Livres entre estados?"</i>
Proposta:	<ul style="list-style-type: none"> - Redefinição das concepções da Lei do Gás sobre "gás canalizado" e rever a aplicação desse conceito a projetos integrados <i>reservoir-to-wire</i>; - Prevalência da definição de autoprodutor da ANP sobre a definição das agências reguladoras estaduais; e - Contabilização da construção, pelos concessionários de E&P, de infraestrutura para escoamento de gás em terra para fins de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local.
Normas afetadas:	<ul style="list-style-type: none"> - Lei nº 11.909/2009 ("<u>Lei do Gás</u>"); - Resolução ANP nº 51/2011; e - Cláusula de Conteúdo Local dos Contratos de Concessão de E&P.

A Lei do Gás (11.909), criada em 2009, tentou trazer competitividade para o segmento de transporte de gás, reduzindo a participação da Petrobras na construção de dutos futuros. O concessionário, portanto, pode construir sua própria infraestrutura e aliená-la às distribuidoras estaduais. Assim, grandes consumidores, autoprodutores e auto-importadores, que não conseguem ser atendidos pelas



distribuidoras estaduais, podem construir e implantar os dutos para seu uso específico, mas posteriormente deverão, como regra geral, atribuir à distribuidora estadual sua operação e manutenção, devendo incorporar as instalações ao patrimônio estadual.

No caso dos projetos *gas-to-wire*, chegou-se a classificar dutos de baixíssima extensão como infraestrutura passível de ser cedida ao poder estadual, que cobra uma taxa pelo uso dessa infraestrutura ao próprio autoprodutor responsável por sua construção. Trata-se de um desvio de interpretação de “gás canalizado” na Lei do Gás, que atribui aos Estados sua distribuição local.

Mesmo enfrentando a obrigatoriedade de construir a sua própria infraestrutura para depois ter que repassar esta ao concessionário estadual, e posteriormente pagar uma taxa por isso, o concessionário encontra-se obrigado a cumprir com a política de Conteúdo Local, um outro provável caso de regulamentação desenvolvida com foco na produção de óleo *offshore*. Há argumentos em favor da revisão dessa política, tendo em vista que o risco assumido pelos concessionários já é muito alto e a contribuição para a implementação de infraestrutura no país é relevante.

PROPOSTAS:

Propõe-se alteração no entendimento de gás em terra explotado para projetos *gas-to-wire* como gás canalizado, no sentido de reconhecer que tais projetos constituem estrutura totalmente integrada sujeita à regulação federal, eliminando, assim, o pagamento de taxas de manutenção da infraestrutura à distribuidora estadual, especialmente nos casos em que o concessionário for responsável pela construção da infraestrutura em tela.

Além disso, a definição de autoprodutor dada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Resolução ANP nº 51/2011) deve prevalecer sobre a definição das agências reguladoras estaduais.

Por fim, sugere-se a contabilização da construção de infraestrutura para escoamento de gás em terra, para fins de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local prevista nos Contratos de Concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.



3 INTERFACE ENTRE O SETOR DE GÁS NATURAL E O DE ENERGIA ELÉTRICA

O Relatório Técnico do MME que pauta a realização da Consulta Pública nº 20, de 03.10.2016, do programa *Gás para Crescer*, menciona brevemente as dificuldades enfrentadas na participação do gás natural como combustível para a produção de energia elétrica por meio de usinas termelétricas.

Em linhas gerais, os pontos mais sensíveis são: (i) a regra do despacho termelétrico do Operador Nacional do Sistema (“ONS”) ainda é fortemente influenciada pelas condições hidrológicas, (ii) a necessidade de comprovação de celebração de Contrato de Suprimento de Combustível de Longo Prazo (“Contrato de Suprimento”) para empreendimentos termelétricos com despacho centralizado, e (iii) a imposição de penalidade relacionada ao Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”) em Contratos de Suprimento de Gás Natural, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22.10.2013 (“REN nº 583/2013”).

3.1 REGRA DE DESPACHO CENTRALIZADO PELO ONS

Tópico:	Produção compatível com a despachabilidade das termelétricas
Referência no relatório técnico “Gás para Crescer”:	Anexo V - Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural
Questões contempladas no Anexo V:	<p><i>“Se por um lado a falta prolongada de suprimento de gás natural em momentos de escassez hidrológica (e alto preço da energia elétrica no mercado spot) pode ser suficiente para inviabilizar financeiramente o negócio de geração termelétrica, por outro essa cláusula de penalidade transfere riscos de natureza estranha à indústria do gás, provocando grande resistência dos potenciais supridores.</i></p> <p>(I-a) <i>Nesse sentido, qual seria a forma mais adequada de comprometer o supridor de gás natural ou GNL com a geração termelétrica?”;</i></p>
Proposta:	- Garantir maior previsibilidade no consumo das termelétricas, de modo que o supridor seja capaz de projetar com maior precisão a necessidade de investimentos, mitigando riscos e propiciando menores custos cobrados do



	gerador. - Para tanto, propõem-se (i) para os projetos à GNL o aumento da inflexibilidade contratual (para 70-80%) para mitigar o risco financeiro; e (ii) para os projetos <i>reservoir-to-wire</i> , sugere-se uma nova forma de contratação para esses projetos, no qual a cada 5 anos o ONS informaria à térmica uma previsão de despacho máximo para os próximos 5 anos (60 meses).
Normas afetadas:	Art. 6º, I, da Resolução ANEEL nº 63, de 12.05.2004, Procedimentos de Rede do ONS e demais dispositivos normativos que tratam sobre despacho de termelétricas no Brasil.

Considerando sua matriz energética, a produção de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica. No entanto, o país conta com “complementação térmica”, o que significa que, no advento de períodos críticos, tais como épocas pouco chuvosas como os vivenciados nos últimos anos, usinas termelétricas são despachadas para suprir a demanda energética no país.

De um lado, as termelétricas funcionam como um estímulo ao desenvolvimento da malha de transporte da rede de gás no Brasil para atender clientes consumidores de grande porte. Para o setor elétrico, por outro lado, as termelétricas são vistas como um *backup* à hidrologia desfavorável – uma fonte complementar à energia hidráulica.

Nesse sentido, o ONS é responsável pelo planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração de energia, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) (Decreto nº 5.081/2004), com base nos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP. Todavia, podemos perceber que, na prática, no médio e longo prazo esses modelos não geram previsões de despacho com a certeza necessária para o investimento em gasodutos e em E&P de gás *onshore* de forma a garantir a sua viabilidade.

Estas incertezas, expressas por inúmeros cenários de despacho possíveis, são agravadas pelo recorrente despacho por Garantia Energética imposto, sem regras claras, aos geradores térmicos. Essa situação gera o reconhecido gargalo operacional na interação entre os setores, na medida em que o consumo



imprevisível de energia elétrica pelas termelétricas se torna incompatível com a produção do insumo e condições de contratação do seu transporte. O que se reflete tanto no preço dos Contratos de Suprimento, quanto no desenvolvimento na malha de gasodutos no país.

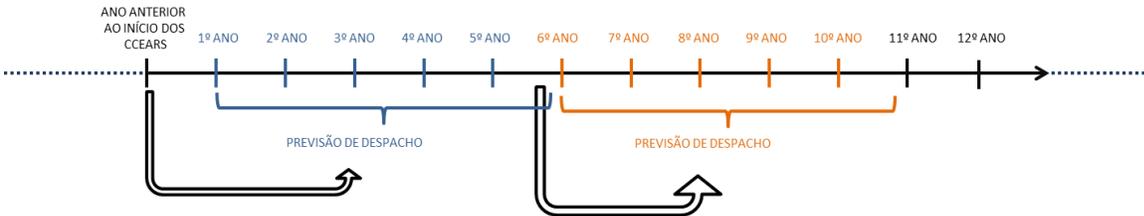
Com maior previsibilidade no consumo das plantas, o supridor será capaz de projetar com maior precisão a necessidade de investimentos, mitigando riscos e propiciando menores custos cobrados do gerador. Ajudar que estes projetos sejam mais competitivos, serve para fomentar e incentivar a indústria de gás onshore no Brasil, gerando riqueza e emprego dentro do país.

PROPOSTAS:

Diante desse cenário, os esforços conjuntos liderados pela ANP, EPE e MME devem passar pelo estudo de soluções que possam conferir viabilidade para produção de gás natural *onshore* e o desenvolvimento de novos gasodutos.

Para os projetos à GNL, o aumento da inflexibilidade contratual (para 70-80%) seria uma forma eficiente de mitigar o risco financeiro, além do repasse da variação do custo, do despacho antecipado e permite a implementação eficiente do reservatório virtual. Todavia, para os projetos *reservoir-to-wire* o aumento da inflexibilidade, por si só, não se apresenta como uma solução adequada, uma vez que induz à utilização não racional das reservas de gás *onshore*.

Sugere-se uma nova forma de contratação para esses projetos, no qual o ONS informaria à térmica uma previsão de despacho máximo para os próximos 5 anos (60 meses). Este valor poderia ser, por exemplo, a previsão de despacho em um percentual conservador da distribuição de probabilidade (90%, por exemplo), e com base nesta informação, o ONS operaria os reservatórios das hidrelétricas considerando esta restrição. Isso faria com que os agentes pudessem se planejar de forma adequada para evitar eventuais indisponibilidades em decorrência de falta de combustível (antecipando investimentos). Outra alternativa complementar seria permitir o despacho das UTEs acima do limite máximo estabelecido, mas dando-lhes o direito, nestas situações, ao recebimento de um CVU diferenciado.



3.2 FLEXIBILIDADE NA COMPROVAÇÃO DE CONTRATO DE SUPRIMENTO

Tópico:	Interface entre os setores elétrico e de gás natural para flexibilização na comprovação de lastro de suprimento para empreendimentos de geração termelétrica.
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo V - Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural
Questões contempladas no Anexo V:	<p><i>"Outro elemento são os prazos dos contratos de compra de energia elétrica (PPA) e de suprimento de gás natural (GSA), que são muito relevantes na financiabilidade dos projetos e na aderência entre os preços de energia elétrica e de gás natural.</i></p> <p><i>(II-a) Em relação a esse aspecto, é recomendável flexibilizar a exigência de longos prazos para comprovação de gás para as usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás? (II-b) Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a fornecedores alternativos de gás natural? (II-c) E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte "rolante" de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas? (II-d) Como adequar os prazos contratuais dos PPA (em geral mais longos) com a comprovação das reservas de gás natural praticadas na indústria de petróleo e gás natural?</i></p>
Proposta:	Deve-se manter o prazo dos Contratos de Compra de Combustível compatível com o prazo total dos CCEARs. No entanto, o supridor de gás deverá

	<p>comprovar de tempos em tempos as reservas para garantir o suprimento da térmica.</p> <p>Assim, sugere-se que tal comprovação se dê, no mínimo, durante os primeiros 5 anos de operação. Posteriormente, em um horizonte rolante, o gerador termelétrico deverá provar, a cada ano, durante a vigência do CCEAR, reservas para os próximos 5 anos de operação da UTE, utilizando o percentil de 95% dos cenários de despacho resultantes da rodada Newave oficial do PMO de janeiro de cada ano.</p>
Normas afetadas:	<ul style="list-style-type: none"> - Artigo 5º, inciso VI, da REN nº 583/2013 (necessidade de comprovação da celebração de Contrato de Suprimento como garantia ao fornecimento do combustível, contendo a cláusula de penalidade); - Regras editalícias dos Leilões do ACR para usinas termelétricas a gás natural; e - Portaria MME nº 102, de 22.03.2016 (diretrizes para fixação de regras de Cadastramento e Habilitação Técnica da EPE).

De acordo com as diretrizes traçadas na Portaria MME nº 102, de 22.03.2016, é necessário apresentar uma série de documentos para análise da EPE e para consequente obtenção da habilitação técnica para participação do Leilão.

Dentre tais documentos, no caso de empreendimentos termoelétricos a gás, é necessário que seja *“apresentado o Contrato ou Termo de Compromisso celebrado entre o agente, a concessionária local de gás canalizado e o efetivo fornecedor do insumo, quando for o caso, contendo” a cláusula de penalidade “e a cláusula de eficácia onde se garanta o suprimento requerido de combustível, caso o empreendimento se sagre vencedor do Leilão.”*¹⁰

Todavia, analisando as Instruções de Cadastramento e Habilitação Técnica da EPE, que detalham as obrigações exigidas pela Portaria MME nº 102/2016, é possível perceber que a comprovação de disponibilidade é exigida de maneira distinta para os diferentes tipos de combustível. No caso de

¹⁰ Item 5.12.1 das Regras de Cadastramento e Habilitação Técnica da EPE de 10.09.2015 vigentes no momento.



termelétricas a carvão, biomassa, GNL, e outros combustíveis, a comprovação é feita através de Contrato ou Termo de Compromisso no qual se exige a inclusão de cláusulas de eficácia de fornecimento e de penalidade por falta de combustível e, em alguns casos, a apresentação de relatório técnico demonstrando a disponibilidade da fonte ao longo da vigência do CCEAR.

No caso de Projetos *reservoir-to-wire*, além do Contrato e da cláusula de penalidade, exige-se também *"apresentação de documento emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP contendo análise do termo de compromisso de compra e venda de combustível ou o contrato preliminar, acompanhado dos dados necessários para comprovação da origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados"*.

Dessa maneira, a comprovação prévia de combustível para todo o período do CCEAR, considerando um despacho de 100%, impõe uma barreira à entrada de projetos de térmicas a gás *onshore*, beneficiando os *players* de mercado que podem garantir o seu próprio combustível em detrimento de um incentivo a produtores de gás para suprimento local. Tal situação merece ser discutida no âmbito do programa Gás para Crescer.

Conforme muito bem demonstrado no Relatório Técnico do MME disponibilizado em 03.10.2016 no portal do MME¹¹, inclusive a principal fornecedora do combustível no país, a Petrobras, responsável por 94,9% da oferta de gás de acordo com os dados apresentados, não consegue comprovar fornecimento de gás para todos interessados.

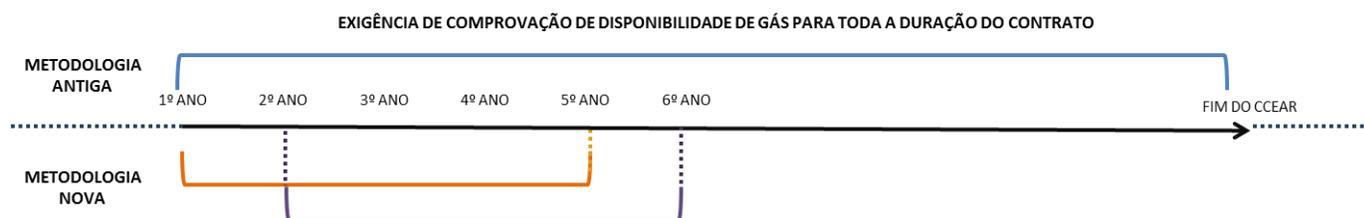
Além disso, a própria característica geofísica de certas bacias situadas na nova fronteira exploratória geram riscos geológicos incompatíveis com as exigências editalícias na ocasião dos leilões de energia, tendo em vista que o conhecimento acumulado sobre a maior parte das bacias brasileiras ainda é incipiente. Não obstante, desafios técnicos referentes a sistemas petrolíferos atípicos de bacias ainda não adequadamente estudadas também devem ser enfrentados caso a caso pelos concessionários.

PROPOSTAS:

¹¹ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-abre-consulta-sobre-diretrizes-propostas-pelo-gas-para-crescer.



Considerando que nem sempre é possível comprovar, no momento da habilitação no leilão, reservas produtoras de gás natural suficientes para garantir o suprimento do período total do CCEARs, para o leilão de energia para empreendimentos termelétricos, nossa proposta é que deve-se manter o prazo dos Contratos de Compra de Combustível pelo prazo total dos CCEARs mas o supridor de gás deverá comprovar reservas para garantir o suprimento da térmica, no mínimo durante os primeiros 5 anos de operação. Posteriormente, em um horizonte rolante, o gerador termelétrico deverá provar, a cada ano, durante toda a vida do CCEAR, reservas para os próximos 5 anos de operação da UTE, conforme imagem abaixo:



A proposta é que o volume necessário para a garantia de suprimento utilizado como referência para a exigência de reserva seja calculado a partir da distribuição de probabilidade do consumo acumulado de gás das térmicas ao longo do período de 5 anos, utilizando o percentil de 95% dos cenários de despacho resultantes da rodada Newave oficial do PMO de janeiro de cada ano.

No entanto, caso não seja possível garantir o fornecimento para o próximo ciclo, o CCEAR poderá ser encerrado antecipadamente. Para exemplificar a aplicação da regra, caso o empreendedor termelétrico não comprove no 6º ano a reserva até 11º ano, a rescisão de seu PPA poderá ocorrer ao final do ano 10, perdendo o empreendedor termelétrico o prazo restante do PPA, permitindo a contratação desta energia pelas distribuidoras no Leilão A-5 e/ou A-3 subsequente.

3.3 IMPOSIÇÃO DE PENALIDADE NO CONTRATO DE SUPRIMENTO

Tópico:	Penalidades impostas pela regulação do setor elétrico x Contratos de Suprimento
Referência no relatório técnico "Gás"	Anexo V - Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural

para Crescer”:	
Questões contempladas no Anexo V:	<p>“(I-b) Em caso de eliminação da cláusula de penalidade, deixando a cargo dos agentes a livre negociação das penalidades por falta de suprimento: (i) que tipo de penalidade podemos esperar que seja praticada? (ii) seria efetiva na atração de novos entrantes e na diversificação dos fornecedores? (iii) de que forma seriam ajustadas as estratégias de comprometimento de longo prazo com o suprimento, por exemplo em situações de escassez do insumo e/ou grandes mudanças nos preços internacionais de gás? (I-c) No caso de falha de fornecimento de GNL, a multa paga pelo supridor ao comprador praticada pelo mercado equivale ao valor da carga. É possível compatibilizar essa precificação da indisponibilidade do insumo, usual no mercado de GNL, com as penalidades relativas à indisponibilidade da usina termelétrica? Como? (I-d) Como distribuir as responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento (terminais de regaseificação, gasodutos de transporte, etc.)</p>
Proposta:	<p>- A ANEEL impõe a aplicação de uma penalidade no âmbito dos contratos celebrados entre geradores e fornecedores de combustível, caso a geração da usina termelétrica reste indisponível devido à falha no fornecimento do combustível, visando assegurar a confiabilidade na geração de energia. Este mecanismo constitui verdadeiro óbice à harmonização entre os setores e desincentivo aos produtores do insumo à jusante da cadeia.</p> <p>Para tanto, propõem-se: (i) eliminação do sistema progressivo de penalidades conforme o transcurso do status de deficiência no fornecimento de gás natural, contido na REN nº 583/2013, e (ii) livre negociação da penalidade aplicável entre as partes. Alternativamente, propõe-se a inclusão no arcabouço regulatório de penalidade de multa rescisória prevista nos CCEARs para situações de indisponibilidade prolongada decorrente de falta de gás.</p>
Normas afetadas:	Art. 6º da REN nº 583/2013.



Além da necessidade de comprovar a celebração do Contrato de Suprimento, o MME impõe a aplicação de uma penalidade no âmbito dos contratos celebrados entre geradores e fornecedores de combustível para fins de habilitação no Leilão (Portaria MME nº 21/2008).

De acordo com o art. 6º da REN nº 583/2013, que regula o imposto pela Portaria do MME, a aplicação de penalidade ao fornecedor caso a geração da usina termelétrica reste indisponível devido à falha no fornecimento do combustível, visa assegurar a confiabilidade na geração de energia, de forma a evitar interrupções causadas pela deficiência de abastecimento, o que poderia, em última instância afetar a programação do Sistema Interligado Nacional operado pelo ONS.

Observa-se, todavia, que já está previsto no arcabouço regulatório uma série de consequências para o agente gerador, caso a UTE se encontre indisponíveis, como por exemplo o pagamento de ressarcimento às distribuidoras por geração inferior ao despacho do ONS, além da degradação de seu lastro, que diminui sua capacidade de firmar contratos de venda de energia.

Como se não bastasse a imposição da inclusão da penalidade nos Contratos, o artigo 6º REN ANEEL nº 583/2013 descreve ainda a fórmula para o cálculo da mesma o que, em um mercado maduro, seria estabelecida livremente entre os *players*.

A fórmula estabelece um sistema progressivo de penalidades que aumentam conforme o número de meses de deficiência no fornecimento de gás e, como seu valor é vinculado ao PLD, em uma indisponibilidade prolongada de gás a penalidade por falta de combustível tem capacidade causar a insolvência do empreendedor.

No fim, a penalidade por falta de combustível não assegura o comprometimento do supridor de gás, que não aceita responder pelos valores impostos por ela. Sendo o empreendedor termelétrico quem assume a totalidade ou parte da penalidade desta resolução (através da celebração de Side Letters aos Contratos de Suprimento). Assim, o empreendedor termelétrico é duplamente penalizado pois, em caso de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível, além de honrar seu contrato a exposição ao PLD, ainda assume o percentual da penalidade por falta de combustível que não consegue repassar ao supridor de gás.



PROPOSTAS:

Com relação à penalidade por falta de combustível prevista na REN nº 583/2013, cumpre destacar que os agentes autorizados para a exploração de usinas termelétricas estão sujeitos ao regime de produção independente, conforme Decreto nº 2.003, de 10.09.1996 (“Decreto nº 2.003/1996”) e Resolução Normativa ANEEL nº 390, de 15.12.2009 (“REN nº 390/2009”).

Nesse sentido, conforme definição de produtor independente contida no Decreto nº 2.003/1996¹³, referido agente produz energia elétrica por sua conta e risco. Conforme ênfase na expressão “por sua conta e risco”, a falta de combustível é risco inerente aos produtores independentes, de modo que o órgão regulador não poderá se imiscuir em tal matéria. Nesse ponto, os produtores independentes deverão negociar junto aos fornecedores do gás a penalidade aplicável em caso de falta de combustível.

De tal forma, a penalidade contida na REN nº 583/2013 deve ser eliminada, de modo que as partes possam negociar a penalidade aplicável livremente e em conformidade com as práticas de mercado.

Outra possível alternativa seria incluir, em nosso ordenamento, uma penalidade de multa rescisória prevista nos CCEARs para situações de indisponibilidade prolongada decorrente de falta de gás. Nesse cenário, a multa rescisória consideraria um percentual do valor dos contratos, desvinculando a penalidade do valor do PLD.

Portanto, não basta a implementação de mecanismos que flexibilizem a necessidade de comprovação de lastro como garantia ao fornecimento do combustível. Para a harmonização entre o setor de gás natural e energia elétrica, é imprescindível que a ANEEL altere o Art. 6º da REN nº 583/2013, que impõe o sistema progressivo de penalidades conforme o transcurso do status de deficiência no fornecimento de gás natural, excluindo a penalidade prevista no artigo ou, alternativamente, incluindo a penalidade de multa rescisória de forma a garantir o comprometimento do supridor de gás a longo prazo.

¹³ “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco”.

4 DESAFIOS TRIBUTÁRIOS

Tópico:	Diferimento do ICMS no fornecimento de gás natural destinado à geração termoelétrica para o momento da distribuição de energia
Referência no relatório técnico "Gás para Crescer":	Anexo VI – Desafios tributários
Proposta:	<p>- Adiamento da incidência do ICMS sobre o gás natural utilizado em projetos integrados <i>gas-to-wire</i> para o momento da distribuição da energia. Desse modo, poderá haver uma harmonização do sistema com a regra do par. 9º do art. 34 do ADCT, que prevê que <u>Até que lei complementar disponha sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, serão as responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra unidade da Federação, pelo pagamento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação, calculado o imposto sobre o preço então praticado na operação final e assegurado seu recolhimento ao Estado ou ao Distrito Federal, conforme o local onde deva ocorrer essa operação.</u></p> <p>Trata-se de medida importante para incentivar o uso do gás para geração termoelétrica, tendo em vista que no atual modelo é necessário pleitear o diferimento de maneira <i>ad hoc</i> junto aos Estados, de modo a evitar que o ICMS vire um custo adicional na geração de energia.</p>
Normas afetadas:	Lei Complementar nº 87/96