

RELATÓRIO PARCIAL: SUBCOMITE GÁS PARA CRESCER

Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Brasília, 10 de maio de 2017

Súmarío

Súmarío 1

Instituições Participantes do SC8.....	4
Sumário Executivo.....	5
1. Visão Geral.....	8
1.1 Visão Geral: Acompanhamento dos Temas	10
2. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 1- GP1	12
2.1 Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás	12
2.1.1 Descrição do Problema.....	12
2.1.2 Possíveis Benefícios	15
2.1.3 Possíveis Riscos	15
2.1.4 Legislação Atinente.....	16
2.1.5 Encaminhamentos.....	19
2.1.5.1 Proposta de Encaminhamentos.	19
2.1.5.2 Dissensos e Observações dos Agentes.....	21
2.2 Adoção de Horizonte Rolante para Comprovação de Reservas.	27
2.2.1 Descrição do Problema.....	27
2.2.2 Possíveis Benefícios	29
2.2.3 Possíveis Riscos	29
2.2.4 Legislação Atinente.....	29
2.2.5 Encaminhamentos.....	30
2.2.5.1 Proposta de Encaminhamentos.	30
2.2.5.2 Dissensos e Observações dos Agentes.....	31
3. Recomendações aos Diversos Subcomitês do Programa Gás para Crescer	36
3.1 Recomendação ao Subcomitê 2: Atribuições do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural.....	36
3.1.1 Sugestão.	36
3.1.1.1 Dissensos e Observações dos Agentes.....	37
4. Anexos.....	43
Anexo A. 43	
A.1 Minuta de Resolução do CNPE.	43
A.2 Coletânea das Alterações Propostas.	45

A.3 Contexto do Programa “Gás para Crescer”	46
A.4 Dispositivo Legal do Subcomitê nº2. Comentado	52
Anexo B. 80	
B.1 O problema de remuneração das termelétricas existentes e os possíveis impactos para o setor de Gás Natural (Visão da ABRAGET e Petrobras).	80

Instituições Participantes do SC8

ABEGAS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
MME-ASSECC	Assessoria Econômica do MME
ANEEL-SRG	Superintendência de Regulação da Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
MF-SEAE	Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda
MME-SEE	Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia
MME-SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia
MME-SPG	Secretaria de Petróleo, Gas e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia
MPDG-SDI	Secretaria de Desenvolvimento Institucional do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
MPDG-SEPLAN	Secretaria de Planejamento do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A

Sumário Executivo

1. Tendo em mente a necessidade do encaminhamento de propostas de alterações legais até 28 de abril, o Grupo SC8, entendeu que a elaboração desse RELATÓRIO PARCIAL deve versar tão-somente sobre os temas abordados que necessitarão de alterações legais. Busca-se assim instruir as instâncias de decisão. O Relatório Final dos trabalhos do Grupo SC8 incluirá este e os demais temas. Endereçamos, portanto, três temas.
2. **Cláusula de Penalidade por Falta de Combustível.** Em 2010, buscando disciplinar a questão além do instituto do termo de compromisso, o Governo Federal editou a Lei nº 12.375, de 30 de dezembro de 2010, alterando a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispunha sobre comercialização de energia elétrica, atribuindo ao CNPE competência para definição de diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível, incorporando o Art. 21-B na Lei nº 10.848/2004. Por meio da edição da REN ANEEL 583/2013, o setor elétrico impôs aos contratos de suprimento de combustível a necessidade de penalidades proporcionais ao valor da energia elétrica no período da falha (Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013). Do ponto de vista jurídico, dentro do SC8, houve convergência no sentido de uma melhor forma jurídica, atribuindo-se uma competência diretamente na Lei nº 9.478/1997, em seu Art. 2º. Assim posto, o CNPE recepciona uma nova atribuição de amplo espectro, portanto menos casuística, e mais afeita aos desígnios de um Conselho de Estado.
3. O problema persistiria, se, mesmo interposta a alteração de competência do CNPE supramencionada, não houvesse exatamente a manifestação do CNPE no sentido de estudar-se a readequação da penalidade em comento, sua necessidade e dimensionamento. O SC8 convergiu no sentido de que o melhor ambiente de discussão seria o ambiente regulatório da ANEEL. Assim, ofereceu-se uma Minuta de Resolução CNPE (em Anexo) que exatamente indica diretrizes gerais e conclama à

Agência Reguladora a, junto aos agentes, reinquirir as dificuldades e readequar, caso assim se conclua, a propositura de penalidades, de modo harmônico.

4. **Comprovação de Reserva em Horizonte Rolante.** O arranjo interposto apresenta vantagens. No âmbito do SC8, seria difícil incorporar-se a mesma publicidade e horizontalidade de discussão e opiniões que pode ser realizado em sistemas de consulta pública da ANEEL. Ademais, prevê-se na verdade, realizarem-se consultas e estudos sobre a questão que envolve dois setores que devem dialogar harmoniosamente, algo que também demandaria tempo inexistente no momento. O SC8 consentiu que esse seria o arranjo mais executivo. O SC8, convergiu moderadamente no sentido de que manter-se-iam prazos de GSA atrelados aos prazos de PPA, passando a dar à questão da comprovação de reservas. Ademais, como a Indústria de gás tipicamente trabalha com relação R/P inferior a 10 anos a obrigação de apresentar declaração de reservas de combustível para todo o prazo do PPA seria então incompatível, portanto, com realidade da indústria de gás. Legalmente o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, disciplina em seu Art. 61 a comprovação de disponibilidade física. Não obstante haja remissão à normativo infralegal, como por exemplo nas Portarias MME 92 de 11 de abril de 2006 e Portaria MME 102 de 22 de março de 2016, o SC8 chegou ao consenso de que a alteração legal do Decreto permitindo o regime em horizonte rolante seria mais proveitosa.
5. **Sugestão à Outros Subcomitês.** No Subcomitê Temático 8 foram discutidos os principais aspectos físicos e comerciais referentes ao suprimento de gás natural para a termoeletricidade, considerando seus riscos e suas limitações. Em especial, endereçamos a questão da operação da malha sopesando que atualmente, o segmento termelétrico representa, aproximadamente, a metade da demanda de gás natural do país, podendo ampliar-se em futuro próximo. Nesse sentido, o SC8 faz

algumas considerações que deveriam ser observadas pelo SC2. Dentre as propostas encaminhadas pelo Subcomitê 2, destaca-se a criação do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN, por meio de Projeto de Lei a ser encaminhado ao CT-GN. Para a adequada harmonização entre os setores de gás natural e energia elétrica, o SC8 propõe algumas atribuições complementares ao GIST/GN, conforme destacado no Anexo.

1. Visão Geral

1. Buscando avançar em assuntos que fossem estruturantes e a partir de esforços seminais da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, designamos temas de trabalho que pudessem avançar de modo independente e/ou coordenado com os outros Subcomitês. Em específico dividimos os temas em Grupos de Prioridade, assim postos:

2. Grupo de Prioridade 1:

(A) Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás

(B) Prazos de contratos de gás com horizonte rolante

(C) Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)

(F) Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade

(R) Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos - UTE'S do tipo "Gas to Wire", com verificação plurianual

3. Grupo de Prioridade 2:

(D) Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e Rfcomb

(E) Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação)

(K) Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem

4. Grupo de Prioridade 3:

(N) Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás - EE

(I) Critérios de despacho por carga de GNL

(Q) Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda

(L) Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos

5. Grupo de Prioridade 4:

(G) Gestão de contratos de gás por meio de comprador único

(H) Inclusão de supridor de última instância no setor de GN

6. Grupo de Prioridade 5:

(J) Remuneração diferenciada por serviços e produtos

(M) Sinais locacionais mais efetivos

(O) Estocagem de gás natural

(P) Compartilhamento de terminais de regaseificação

7. De forma complementar, na segunda reunião do SCT8 (02/03/2017) foi solicitada a inclusão de novos temas:

a. Mercado de curto prazo de Gás Natural (Sugestão ABRAGET);

b. Exclusão da distinção dos Leilões de Energia “Nova” e “Existente” para UTEs (Sugestão PETROBRAS) e

c. Adequação da separação dos produtos “Lastro” e “Energia” para UTEs (Sugestão PETROBRAS).

8. Com relação ao tema “Mercado de curto prazo de Gás Natural”, entendeu-se que a discussão de um modelo de comercialização e suprimento de gás para o Setor Elétrico contemplava os itens (G);(H);(O) e (P), dos grupos de prioridade 4 e 5.

9. Por não haver concordância absoluta com relação a priorização dos grupos, e observando os prazos em questão, criou-se um Grupo de Trabalho no âmbito do SCT8, para avançar e iniciar o tratamento dos itens dos Grupos de Prioridades 4 e 5, além dos dois últimos itens incluídos, para discussão.

1.1 Visão Geral: Acompanhamento dos Temas

10. Abaixo, em apertada síntese, dispomos os encaminhamentos até agora desenvolvidos.

Destacado estão os temas que demandam atenção de natureza legal, sendo atenção de Relatório Parcial.

Item	Grupo de Prioridade	Interseção ou fora de escopo	Encaminhamento Indicado no SC8
A <u>Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás</u>	<u>1</u>	<u>Não</u>	<u>Tratar no âmbito da Lei 10848 e Resolução CNPE</u>
B Prazos de contratos de gás com horizonte rolante	1	Não	Em princípio o Grupo encaminhou como sendo razoável manter-se os prazos do GSA e PPA iguais.
C <u>Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)</u>	<u>1</u>	<u>Não</u>	<u>Alteração de Decreto permitindo e remissão para regulamentação específica</u>
F Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade	1	Não	Remissão para Portarias em princípio não há dificuldades
R Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos “Gas-To-Wire”	1	Não	Está sendo aprofundada.
D Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e Rfcomb	2	Não	Discussão instruída entre a ANEEL, MF e MME no sentido de sopesar os descolamentos de reajuste e a volatilidades ao consumidor. Portarias MME ou Resoluções ANEEL.
E Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação)	2	Não	Remissão para Portarias. Em princípio não há dificuldades.
K Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem	2	Não	Encaminhamento para Audiência Pública ANEEL.
N Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás - EE	3	Não	Não há dificuldades evidentes

I Critérios de despacho por carga de GNL	3	Não	Observando o despacho econômico, há certa convergência e deve ser encaminhado, de maneira instruída, para Audiência Pública da ANEEL, já que ANEEL regula a ONS
Q Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda	3	Não	Em princípio ainda não há convergência definitiva, mas o encaminhamento não é legal, mas sim de natureza comercial, e portanto, ao final, deve ser finalizado pela ANEEL, em audiência pública INSTRUIDA.
L Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos	3	Não	Em exame, dependendo do SC2
G Gestão de contratos de gás por meio de comprador único	4	Sim	Em exame, dependendo do SC4
H Inclusão de supridor de última instância no setor de GN	4	Sim	Em exame, dependendo do SC9
J Remuneração diferenciada por serviços e produtos	5	Sim	Encaminhamento para Audiência Pública ANEEL
M Sinais locacionais mais efetivos	5	Sim	Tratamento no âmbito da iniciativa Gás para Crescer não é possível devido a impactos amplos sobre outras classes de agentes do setor elétrico não representados nas discussões.
O Estocagem de gás natural	5	Sim	Não há dificuldade evidentes e as concepções dos SCs seguem alinhadas no sentido de que a estocagem será um serviço oferecido.
P Compartilhamento de terminais de regaseificação	5	Sim	Em exame, dependendo do SC1

2. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 1- GP1

2.1 Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás

2.1.1 Descrição do Problema

11. **Histórico.** Em agosto e setembro de 2006, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, ao programar o despacho de Usinas Termelétricas – UTEs a gás natural das regiões Sudeste e Sul, por ordem de mérito econômico, verificou o não atendimento ao comando desse operador, em virtude da indisponibilidade de combustível para essas usinas. Com o intuito de identificar a real disponibilidade de gás natural, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, em reunião realizada em 29 de novembro de 2006, determinou a realização de teste de disponibilidade das UTEs a gás natural localizadas nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O teste acima mencionado foi realizado no período de 11 a 22 de dezembro de 2006, sendo comprovadas adversidades na infraestrutura de suprimento de gás natural para as UTEs desses submercados, comprometendo assim o atendimento a um despacho simultâneo com base na capacidade máxima de geração.

12. **Lei nº 12.375/2010.** Em 2010, buscando disciplinar a questão além do instituto do termo de compromisso, o Governo Federal editou a Lei nº 12.375, de 30 de dezembro de 2010 alterando a Lei nº 10.848¹, de 15 de março de 2004, que dispunha sobre comercialização de energia elétrica, atribuindo ao CNPE competência para definição de diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível, incorporando o Art. 21-B na Lei nº 10.848/2004 *in litteris*:

¹ Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

“Art. 21-B. A previsão de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível deverá considerar as características específicas de cada fonte energética, conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. (Incluído pela Lei nº 12.375, de 2010)”

13. Resolução ANEEL nº 583 de 2013. Por meio da edição da REN 583/2013, o setor elétrico impôs aos contratos de suprimento de combustível a necessidade de penalidades proporcionais ao valor da energia elétrica no período da falha (Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013). *In litteris*, estabelece o Art. 6º e 25º da Resolução ANEEL nº 583 de 2013 o que segue:

“Art. 6º A garantia do suprimento do combustível principal será efetivada por meio da inclusão de cláusula de penalidade no contrato de suprimento de combustível.

I – A sanção da cláusula de penalidade referida no caput será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$VSm = \left[PMEDm + j \times \left(\frac{PLDmax - PMEDm}{4} \right) \right] \times ENPm$$

Onde:

VSm = Valor da Sanção, no mês m, em que tenha ocorrido falta de combustível, expresso em R\$;

PMEDm = Preço de Liquidação de Diferenças - PLD médio mensal, no mês m, conforme divulgado pela CCEE, expresso em R\$/MWh;

j = quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4. A cada mês, em que tenha ocorrido falta de combustível, o valor de j será incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de j permanecerá constante. Após 12 (doze) meses sem ocorrências de falta de combustível, o valor de j retornará a 1, no caso de nova ocorrência de falta de combustível;

PLDmax = Máximo valor vigente para o Preço de Liquidação de Diferenças, expresso em R\$/MWh;

ENPm = quantidade de energia que deixou de ser produzida no mês m, decorrente da falta de combustível, expressa em MWh.” (Grifo Nosso).

.....

“Art. 25. As regras e procedimentos de comercialização deverão prever a imposição de penalidade pela indisponibilidade de geração de energia elétrica decorrente da falta de combustível.

Parágrafo único. O cálculo da penalidade deverá considerar critério equivalente àquele estabelecido no art. 6º, devendo o seu valor ser revertido em favor da modicidade tarifária.” (Grifo Nosso).

14. Dificuldades Decorrentes. Conforme posto, a cláusula de penalidade não somente transferiu riscos de natureza estranha à indústria do gás natural, provocando resistência de potenciais supridores, como também os atrela a parâmetros de

natureza localizada e própria do setor elétrico (*PLD*, *PMEDm* e etc). Esse aspecto é particularmente relevante, pois a incompatibilidade entre as penalidades praticadas usualmente no mercado internacional de gás e aquela prevista na Resolução ANEEL nº 583/2013 contribui para a resistência de potenciais entrantes supridores de gás no mercado brasileiro. Adicionalmente, vale notar ainda que o Gerador já está exposto a desincentivos à ausência de combustível através do CCEAR, sob a rubrica do ressarcimento.

15. Destarte, a supramencionada cláusula introduziu uma assimetria de tratamento no tocante à falta de combustível, já que frente ao não fornecimento decorrente de outras causas não há tal penalidade, sendo um aspecto, em primeiro plano, pouco razoável da penalidade em comento.

16. **O Ressarcimento e a Penalidade.** Não obstante, sublinhe-se que, ainda que haja economicamente o desincentivo ao não suprimento de energia elétrica, independentemente da causa, pode haver necessidade de imporem-se penalidades, que possuam natureza jurídica diversa do ressarcimento.

17. Dito de outro modo, temos aqui dois institutos distintos. O primeiro é o instituto do ressarcimento da energia elétrica não suprida. O segundo o instituto da penalidade. Tais institutos coexistem, não somente no setor de energia elétrica, mas também, em variadas formas, em outros setores como no setor de gás natural. Cumpre observar que enquanto o ressarcimento busca a recomposição de prejuízo causado, o segundo busca a coibição de algum comportamento com respectiva redução do risco moral², sendo portanto institutos diferentes, buscando solucionar dificuldades distintas.

18. Assim, de forma a atrair potenciais supridores de gás natural, dinamizar o mercado e reduzir o preço de ambas as *“commodities”*, o SC8 entendeu necessário analisar alterações regulatórias como, por exemplo, a eliminação desta penalidade ou sua

² Segundo Pindyck e Rubinfeld, há risco moral “quando uma parte apresenta ações que não são observadas e que podem afetar a probabilidade ou a magnitude de um pagamento associado a um evento”.

adequação e/ou substituição por cláusulas ou acordos entre as partes, avaliando as consequências desta proposta e condições para a segurança energética. O SC8 compreendeu que a discussão poderia ser remetida, devidamente balizada, à uma discussão mais ampla que poderia incluir alguns aprofundamentos para melhor aquilatação dos caminhos.

2.1.2 Possíveis Benefícios

- a) Redução da percepção de risco nos contratos de compra e venda de gás natural para o setor elétrico. Aumento do número de fornecedores de gás natural dispostos a estabelecer contratos destinados à geração termelétrica.
- b) Diminuir as incertezas para os agentes deste mercado e atrair investimentos com novos arranjos comerciais bilaterais.
- c) Oferta de gás natural com preços mais competitivos. Redução no preço da geração termelétrica.
- d) Expansão da oferta de gás para setor termelétrico, com aumento de liquidez.
- e) Redução de distorções à formação de preços em GSA e concorrência.

2.1.3 Possíveis Riscos

- a) Possibilidade de seleção adversa de agentes fornecedores de gás natural ou geradores de energia elétrica que ofereçam preços competitivos a um risco indesejável ao setor elétrico.
- b) 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.

- c) Possibilidade de risco moral por parte do gerador termelétrico ou do fornecedor de gás natural em situações de oscilação abrupta de preços de gás natural e de energia elétrica.
- d) Inviabilização do negócio de térmicas por realocação ao gerador da penalidade em comento.

2.1.4 Legislação Atinente.

19. Vamos relacionar, de modo integrado, o conjunto legal e infralegal atinente ao problema que ensejaria exame.

20. **Leis: Lei nº 12.375.** A Lei nº 12.375, de 30 de dezembro de 2010 que , em seu Art. 16, alterou a Lei nº 10.848³, de 15 de março de 2004, que dispunha sobre comercialização de energia elétrica, atribuindo ao CNPE competência para definição de diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível, incorporando o Art. 21-B na Lei nº 10.848/2004 *in litteris*:

“Art. 21-B. A previsão de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível deverá considerar as características específicas de cada fonte energética, conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. (Incluído pela Lei nº 12.375, de 2010) ”

21. **Leis: Lei nº 9.847.** A lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999 que dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis, de que trata a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e estabeleceu sanções administrativas e deu outras providências.

³ Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

22. **Análise.** Do ponto de vista jurídico, a Lei nº 12.375, de 30 de dezembro de 2010 que alterou a Lei nº 10.848, por meio do Art 21B, em uma leitura positiva do dispositivo supramencionado, materializou três efeitos:

- a) Atribuiu de modo indireto uma nova competência ao CNPE (“*conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.*”)
- b) Embora não tenha criado ou ordenado a criação dessa penalidade, estabeleceu que essa penalidade específica, por falta de combustível, caso seja criada, só pode subsistir observando diretrizes do CNPE.
- c) Endereçou dois setores distintos: O setor de energia elétrica e de combustíveis (“*para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível*”)

23. Com respeito ao item a) e c), é entendimento tranquilo dessa **COORDENAÇÃO**, que embora possa não seja a melhor técnica, o instrumento está juridicamente adequado. O item b), em análise perfunctória, sucinta a questão da necessidade de diretriz do CNPE. Como o dispositivo não indica caminhos alternativos no caso de inexistência de tais diretrizes, pode-se argumentar dificuldades.

24. Voltando à Lei, de fato, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispôs expressamente “*sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo*”, estabelecendo as competências do CNPE de modo direto e taxativo. *In litteris*:

“Art. 2º Fica criado o **Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, **com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:**

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (Incluído pela lei nº 10.848, de 2004)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica. (Incluído pela Lei nº 13.033, de 2014) (Vide Medida Provisória nº 688, de 2015)

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e (Redação dada pela Lei nº 13.203, de 2015)

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)''

25. É cediço não constar originalmente a atribuição para o estabelecimento de diretrizes para definição de diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível, conforme o Art. 21-B da Lei nº 10.848/2004. Cumpre registrar novamente que do ponto de vista do ordenamento jurídico, não haveria óbice na imputação indireta de

competência ao CNPE, ainda que ímpar, já que se trata da única penalidade regrada em específico pelo CNPE.

26. **Portarias.** No âmbito infralegal, a Portaria nº 102, de 22 de março de 2016 do Ministério de Minas e Energia faz menção, em seu Art. 4º, § 10º, à inserção de cláusulas de penalidade. *In litteris*:

“.....

§ 10. Para fins da comprovação prevista no § 5º, inciso I, ou no caso de insuficiência de produção própria, o empreendedor de usinas termelétricas deverá apresentar termo de compromisso de compra e venda de combustível, ou contrato preliminar, levado a registro competente, que contemple, em qualquer caso:

I - cláusula de eficácia de fornecimento de combustível na hipótese de o empreendedor se sagrar vencedor no leilão;

II - indicação da quantidade máxima mensal de combustível a ser suprida e o prazo de entrega; e

III - cláusula estabelecendo penalidade pela falta de combustível, conforme legislação vigente. ” (Grifo Nosso)

27. **Análise.** Do ponto de vista jurídico, tal menção é tranquila dado que a referência é vaga e geral. Não necessitando revisão.

2.1.5 Encaminhamentos.

2.1.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

28. **Alteração das Competências do CNPE diretamente na a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Do ponto de vista jurídico, houve convergência no sentido de uma melhor forma jurídica, atribuindo-se uma competência diretamente na Lei nº 9.478/1997, em seu Art. 2º, como segue:

“Art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

.....

XIV – estabelecer, sempre que couber, diretrizes gerais para o estabelecimento de penalidades e sanções no setor energético” (NR)”

29. Assim posto, o CNPE recepciona uma nova atribuição de amplo espectro, portanto menos casuística, e mais afeita aos desígnios de um Conselho de Estado.
30. Vale notar, que a partir dessa alteração o supramencionado Art. 21B, na Lei nº 10.848/2004 passaria a ser espécie de gênero mais amplo. Ainda assim, o SC8 convergiu sugerindo majoritariamente a revogação do Art. 21B da Lei nº 10.848/2004, embora agora desnecessário juridicamente. Mas vale reforçar que permanecendo o Art. 21B, esta penalidade específica, só poderá subsistir, observando diretrizes do CNPE. Sem o Art. 21B, mas com a Resolução do CNPE proposta e a nova competência do CNPE, ter-se-ia o mesmo efeito. Finalmente, em outra via, apenas com a edição de Resolução do CNPE, chegaríamos ao mesmo efeito material, ainda que formalmente distinto.
31. **Edição de Minuta de Resolução do CNPE**. O problema persistiria, se, mesmo interposta a alteração de competência do CNPE supramencionada, não houvesse exatamente a manifestação do CNPE no sentido de estudar-se a readequação da penalidade em comento, sua necessidade e dimensionamento.
32. **Encaminhamento à ANEEL**. O SC8 convergiu no sentido de que o melhor ambiente de discussão seria o ambiente regulatório da ANEEL. Assim, ofereceu-se uma **Minuta de Resolução CNPE (em Anexo)** que exatamente indica diretrizes gerais e conclama às Agências Reguladoras a, junto aos agentes, reinquirir as dificuldades e adequar, caso assim se conclua, a propositura de penalidades, de modo harmônico.
33. O arranjo interposto apresenta vantagens. No âmbito do SC8, seria difícil incorporar-se a mesma publicidade e horizontalidade de discussão e opiniões que pode ser realizado em sistemas de consulta pública da ANEEL. Ademais, prevê-se na verdade, realizarem-se consultas e estudos sobre a questão que envolve os dois setores e as duas agências reguladoras, ANP e ANEEL, que devem dialogar harmoniosamente, algo que também demandaria tempo inexistente no momento. O SC8 consentiu que esse seria o arranjo mais executivo.

34. **Sumário do Encaminhamento.** O encaminhamento proposto foi de promover a Resolução CNPE endereçando a questão para discussão no âmbito da ANEEL, em coordenação com a ANP. Cumpra observar que há discordância se o instituto da penalidade é ou não importante para coibir algum risco moral. Mas essa questão de mérito, o SC8 compreendeu que poderia ser endereçada em consulta pública onde todos, não só associações e governo, tivessem voz.

35. Com respeito ao Art. 21B e a nova competência do CNPE, há três opções, sendo a Opção 1 de preferência majoritária:

- a) **Opção 1: Alteração da Competência do CNPE e supressão do Art. 21B.** Nessa opção a Resolução do CNPE é essencial e a nova competência do CNPE dá melhor forma jurídica ao arranjo, permitindo uma atuação em amplo espectro do CNPE e não casuística, e lhe permitindo, na verdade, falar sobre penalidades e sanções em termos de diretrizes. A supressão do Art. 21B retira a aparente dificuldade de que essa penalidade específica deve obrigatoriamente observar diretrizes materiais do CNPE.
- b) **Opção 2: Alteração da Competência do CNPE e não supressão do Art. 21B.** Nessa opção a Resolução do CNPE também é essencial e a nova competência do CNPE segue dando melhor forma jurídica ao arranjo. Mas, registre-se, a não supressão do Art. 21B seguirá impondo a característica de que essa penalidade específica deve obrigatoriamente observar diretrizes materiais do CNPE.
- c) **Opção 3: Não Alteração da Competência do CNPE e não supressão do Art. 21B.** Nessa opção a Resolução do CNPE é fulcral, mas segue a desarmonia registrada.

2.1.5.2 Dissensos e Observações dos Agentes.

36. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

37. Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

38. ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

- **Registro de Dissenso.** Como o foco das discussões do SC8 foi a geração de energia elétrica a partir de gás natural, a ABRACE considera inadequado que a recomendação deste subcomitê trate de penalidades aplicáveis a usinas movidas a carvão, cujas especificidades são objeto estranho aos debates do Gás para Crescer.
- **Observações sobre o Tema.** A ABRACE ressalta que caso se decida pela revisão das penalidades que já constam nos contratos vigentes, deve haver uma redução de preço equivalente à precificação do risco de sofrer a penalidade, que esta associação entende ter sido incluída na composição do CVU das usinas termelétricas.

39. ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

40. ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

41. APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

42. ASSEC - Assessoria Econômica do MME.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

43. ANEEL-SRG - Superintendência de Regulação da Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

44. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

45. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

46. EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

47. IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

48. MF-SEAE - Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

49. MME-SEE - Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

50. MME-SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

51. MME-SPG - Secretaria de Petróleo, Gas e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

52. MPDG-SDI - Secretaria de Desenvolvimento Institucional do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

53. MPDG-SEPLAN - Secretaria de Planejamento do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

54. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

55. PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

2.2 Adoção de Horizonte Rolante para Comprovação de Reservas.

2.2.1 Descrição do Problema

56. No âmbito da termoeletricidade baseada a Gás Natural, existem dois contratos a considerar: O **PPA** (*Power Purchase Agreement*) e o **GSA** (*Gas Supply Agreement*).

57. **O PPA (Power Purchase Agreement)**. O PPA é o Contrato de Compra e Venda Mercantil de Energia Elétrica (na sigla em inglês, PPA - *Power Purchase Agreement*, o “PPA”), sendo comprador o consumidor de energia elétrica e o vendedor o gerador. Tais contratos determinam os valores negociados, a energia elétrica negociada, as condições, prazos e cláusulas de correção e reajuste. De igual modo, incluem-se também as chamadas cláusulas de rescisão, estabelecendo quando e como o PPA poderá ser rescindido, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual.

58. **GSA (Gas Supply Agreement)**. Nos setores de gás natural *midstream* e *downstream* estabelecem-se, de igual modo, contratos GSA (*gas supply agreement*), GTA (*gas transportation agreement*) e outros característicos do setor. O GSA estabelece o prazo do contrato, as condições de retiradas de frações nobres, volumes e demais cláusulas contratuais.

59. SC8, convergiu majoritariamente no sentido de que manter-se-iam prazos de GSA atrelados aos prazos de PPA, passando a dar à questão da comprovação de reservas.

60. **Comprovação de Reservas**. Indústria de gás tipicamente trabalha com relação R/P inferior a 10 anos., no entanto, tem-se praticado a exigência, para fins de participação nos leilões de energia nova a apresentação de declaração de reservas de combustível para todo o prazo do PPA evidenciando certa incompatibilidade, portanto, com realidade da indústria de gás.

61. **Decreto nº 5163/2004**. Legalmente o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 *regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de*

concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, disciplina em seu Art. 61 a comprovação de disponibilidade física. *In litteris*:

“Art. 61. O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

Parágrafo único. A autorização de que trata o caput poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto. ”

62. Não obstante haja remissão à normativo infralegal, como por exemplo nas Portarias MME 92 de 11 de abril de 2006 e Portaria MME 102 de 22 de março de 2016, o SC8 chegou ao consenso de que a alteração legal seria mais proveitosa. Exemplificando a tônica das Portarias, a Portaria MME 92 de 2006 dispunha em suas Disposições Gerais:

“Art. 5º Para os agentes de geração, cuja definição da garantia física depende de apresentação de contrato firme de suprimento de combustível, o prazo da validade da garantia física será definido em consonância com o tempo de suprimento firme do contrato apresentado.

*Parágrafo único. A garantia física estará condicionada a **efetiva disponibilidade de combustível, para atendimento em regime contínuo e por tempo indeterminado**, nas quantidades informadas pelo agente fornecedor do insumo. ” (Grifo Nosso)*

63. Por seu turno, em outro exemplo, a Portaria MME 102/2006 dispunha em seu Art. 4º como segue:

“§ 11. A comprovação da disponibilidade de gás natural, previstos no § 5º, inciso I, e § 10, deverá atender às seguintes condições:

*I - **apresentação de documento emitido pela ANP** contendo análise do(s) termo(s) de compromisso de compra e venda de combustível ou o(s) contrato(s) preliminar(es) celebrado(s) entre o agente, a concessionária local de gás canalizado e o efetivo fornecedor do insumo, quando for o caso, 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**, nos termos do art. 47, §§ 1º e 2º, da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009;”(Grifo Nosso)*

64. Portanto, restaria à ANP a prova de atesto do combustível ao longo do PPA para a comprovação das reservas, guardando elevada incerteza sobre os efetivos volumes disponíveis.

2.2.2 Possíveis Benefícios

- a) Expansão da oferta de gás, incluindo p/ setor termelétrico, significando maior liquidez.
- b) Maior aderência à realidade da indústria do gás natural.
- c) Maior transparência e percepção dos riscos por parte dos investidores.

2.2.3 Possíveis Riscos

- a) Incremento de risco de geração cessante devido à falta de combustível.
- b) Risco das reservas de gás não serem suficientes para que o agente termelétrico cumpra o total do contrato de geração de energia;
- c) Maior complexidade no processo de obtenção de financiamento para o projeto termelétrico

2.2.4 Legislação Atinente.

65. Conforme supramencionado, a comprovação de reservas dispôs-se a partir de legislação infralegal, fundamentalmente, amparada pelo Decreto. Vamos relacionar o conjunto legal e infralegal atinente ao problema que ensejaria exame.

66. **Decreto.** Legalmente o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 *regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica*, disciplina em seu Art. 61 a comprovação de disponibilidade física. *In litteris:*

“Art. 61. O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

Parágrafo único. A autorização de que trata o caput poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto. ”

67. **Portarias.** Conforme comentado, há menção sobre a comprovação de reserva em diversos normativos infra-legais. No âmbito infralegal, a Portaria nº 102, de 22 de março de 2016 e a Portaria nº 92 de 11 de abril de 2006 ambas do Ministério de Minas e Energia fazem menção.

2.2.5 Encaminhamentos.

2.2.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

68. **Contexto do Encaminhamento.** O SC8 sugeriu que, em primeiro plano, a comprovação de reservas seja exigida para um período de **N** anos, devendo o volume a ser comprovado corresponder ao despacho do empreendimento termelétrico à sua potência disponível máxima neste período, mais uma folga. A comprovação deve ser feita periodicamente ao longo da vigência do PPA, considerando em cada ocasião um período de **N** anos à frente – daí a referência a um horizonte rolante. As novas comprovações não ensejam alterações de cláusulas econômicas do PPA.

69. Caso, em um determinado ano, o empreendedor não apresente comprovação para os **N** anos seguintes, mas apenas para um período de tempo **P < N**, o PPA associado ao empreendimento teria sua data de fim de suprimento antecipada. A duração do período **N** deverá ser idealmente ser determinada de forma a compatibilizar os seguintes objetivos: (i) ser compatível com as melhores práticas de comprovação de reservas na indústria de gás natural; e (ii) resultar em tempo hábil para que, em caso de antecipação do encerramento do contrato, possa ser efetuado leilão para contratação de energia visando a recompor esse montante.

70. **Alteração do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.** Do ponto de vista jurídico, buscando prover segurança jurídica e melhor alocação de riscos, o SC8 convergiu no sentido de que dever-se-ia prover alteração explícita no Decreto em comento permitindo a prática da comprovação por horizonte rolante para reservas de gás nacional.

Art.61 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 61. O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

§ 1º A autorização de que trata o caput poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto.

*§ 2º A comprovação de disponibilidade de combustível de que trata o caput **podrá admitir regime de horizonte rolante conforme regulamentação específica.** ” (Grifo Nosso)*

2.2.5.2 Dissensos e Observações dos Agentes.

71. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

72. Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

73. ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

74. ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

75. ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

76. APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

77. ASSEC - Assessoria Econômica do MME.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

78. ANEEL-SRG - Superintendência de Regulação da Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

79. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

80. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

81. EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

82. IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

83. MF-SEAE - Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

84. MME-SEE - Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

85. MME-SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- ***Observações sobre o Tema.*** A coordenação não registrou observações do Agente.

86. MME-SPG - Secretaria de Petróleo, Gas e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia.

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- ***Observações sobre o Tema.*** A coordenação não registrou observações do Agente.

87. MPDG-SDI - Secretaria de Desenvolvimento Institucional do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- ***Observações sobre o Tema.*** A coordenação não registrou observações do Agente.

88. MPDG-SEPLAN - Secretaria de Planejamento do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- ***Observações sobre o Tema.*** A coordenação não registrou observações do Agente.

89. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

90. **PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.**

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

3. Recomendações aos Diversos Subcomitês do Programa Gás para Crescer

91. No âmbito dos trabalhos e da urgência, o SC8 observou conexões com os temas dos outros Subcomitês que agora reportamos.

3.1 Recomendação ao Subcomitê 2: Atribuições do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural

3.1.1 Sugestão.

92. No Subcomitê Temático 8 foram discutidos os principais aspectos físicos e comerciais referentes ao suprimento de gás natural para a termoeletricidade, considerando seus riscos e suas limitações.

93. Atualmente, o segmento termelétrico representa, aproximadamente, a metade da demanda de gás natural do país. O fato do Setor Elétrico despachar as usinas termelétricas de maneira complementar à geração hidráulica, provoca forte influência no consumo de gás natural no país.

94. Esta volatilidade, associada a alguns aspectos do mercado como (i) ausência de estocagem de gás natural no país, (ii) prazos do mercado de GNL, incluindo tempo de viagem dos navios, (iii) integralidade do uso das cargas de GNL, (iv) logística de acesso aos terminais de regaseificação e (v) restrições logísticas da malha integrada de gás, trazem dificuldades nas operações para atendimento à demanda.

95. Dentre as propostas encaminhadas pelo Subcomitê 2, destaca-se a criação do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN, por meio de Projeto de Lei a ser encaminhado ao CT-GN.

96. Para a adequada harmonização entre os setores de gás natural e energia elétrica, considerando os aspectos descritos anteriormente, o SCT8 propõe algumas atribuições complementares ao GIST/GN, conforme destacado no Anexo A.4.

3.1.1.1 Dissensos e Observações dos Agentes.

97. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

98. Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE).

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

99. ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

- **Registro de Dissenso.** Considerando a complexidade do tema e o tempo de discussão limitado do SC8, a ABRACE classifica como prematura a recomendação ao SC2. Assim, a recomendação da associação é pelo prosseguimento das discussões sobre o tema, sem alterações legais, por hora coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

100. ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

101. ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

102. APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

103. ASSEC - Assessoria Econômica do MME.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

104. ANEEL-SRG- Superintendência de Regulação da Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

105. ANP- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.

- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

106. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

107. EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** No âmbito do SC8, a EPE se absteve de endossar proposta de criação do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural, por não haver perfeita clareza sobre a vantajosidade desta abordagem em relação a outras propostas discutidas no SC2. É sabido que há diferentes alternativas para tratar o problema de atribuição de responsabilidades institucionais de coordenação da operação deste sistema de transporte. De todo modo, em prevalecendo a proposta de criação Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural, a EPE concorda que tal agente deverá estabelecer algum protocolo para intercâmbio de informações com o ONS, visando à otimização dos recursos energéticos (gás natural e eletricidade).

108. IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

109. MF-SEAE - Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

110. MME-SEE - Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

111. MME-SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

112. MME-SPG - Secretaria de Petróleo, Gas e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

113. MPDG-SDI - Secretaria de Desenvolvimento Institucional do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

114. MPDG-SEPLAN - Secretaria de Planejamento do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

- **Registro de Dissenso.** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- **Observações sobre o Tema.** A coordenação não registrou observações do Agente.

115. ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico.

- **Registro de Dissenso.** Considerando que é função do ONS determinar o despacho eletroenergético no âmbito do Sistema Interligado Nacional, através do Programa Mensal de Operação e da Programação Diária da Operação, conforme seus Procedimentos de Rede, consideramos pertinente ratificar que no texto conste a expressão "*despacho das instalações de geração termelétrica para o atendimento eletro-energético, conforme estabelecido pelo ONS*", ao invés da redação inicial, que menciona "*Interagir com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS*". Ressaltamos que esta expressão poderia indicar que o ONS, ao decidir o despacho eletro energético, teria que entrar em considerações referentes ao fluxo na malha de gás. O relacionamento do ONS se dá apenas com os agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cabe lembrar que o texto definido na reunião do SC8 do dia 27/04/2016 foi:

VI. Interagir com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e monitorar a disponibilidade de gás natural, de forma a viabilizar o atendimento do despacho das instalações de geração termelétrica, visando o uso racional dos recursos.

Texto proposto pelo ONS:

VI. monitorar a disponibilidade de gás natural, de forma a viabilizar o atendimento do despacho das instalações de geração termelétrica para o atendimento eletro-energético, conforme estabelecido pelo ONS, visando à otimização dos recursos.

116. **PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.**

- ***Registro de Dissenso.*** A coordenação não registrou dissenso do Agente.
- ***Observações sobre o Tema.*** A coordenação não registrou observações do Agente.

4. Anexos

Anexo A.

A.1 Minuta de Resolução do CNPE.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA- CNPE

RESOLUÇÃO Nº _____, DE _____ DE _____ DE 2017.

Estabelece diretrizes relativas à aplicação de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível.

OPRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, no uso das atribuições que lhe confere o art. 1º, inciso VII, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o art. 21-B, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, o art. 1º, inciso I, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, o art. 14, parágrafo único, do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução CNPE nº 7, de 10 de novembro de 2009, considerando o disposto no art. 3º, inciso VII, da Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996, e:

as características específicas dos mercados nacionais e internacionais de combustíveis para a geração termelétrica;

a adequação da penalidade por falta de combustível aplicável a agentes geradores termelétricos e fornecedores de combustíveis ser compatível com as características de cada fonte energética; e

a logística complexa para o fornecimento de combustíveis às Usinas Termelétricas, resolve:

Art. 1º Estabelecer diretrizes para a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP regularem a penalidade por falta de combustível, respectivamente, para os agentes de geração de energia elétrica e para os supridores de combustível, compatível com as características de cada fonte energética, respeitando o disposto na Lei 9.847/1999 e nos instrumentos contratuais vigentes.

§ 1º A ANEEL e a ANP deverão se articular para atender ao disposto nesta Resolução.

§ 2º A regulação de que trata o **caput** deverá ser acompanhada de Análise de Impacto Regulatório – AIR.

§ 3º A regulação de que trata o **caput** deverá observar as melhores práticas internacionais atinentes aos mercados específicos e relevantes, e observar as seguintes diretrizes:

I - levar em conta o parque hidrotérmico existente e planejado em um horizonte de médio e longo prazo, considerando a segurança energética e a modicidade tarifária;

II - considerar a relevância do desenvolvimento da termoeletricidade integrada aos mercados de combustíveis fósseis, em especial o de gás natural; e

III - considerar os aspectos inerentes à geração inflexível a gás natural e carvão mineral.

IV - considerar as condições de suprimento e logística específicas de fornecimento de combustíveis líquidos.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

FERNANDO BEZERRA FILHO

A.2 Coletânea das Alterações Propostas.

Alteração da Lei nº 9.478

Art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

.....

XIV – estabelecer, sempre que couber, diretrizes gerais para o estabelecimento de penalidades e sanções no setor energético” (NR)

Retirada ou Revogação Tácita da Lei 10.848 do artigo 21B (Havendo a alteração da Lei 9.478 importa pouco ou nada a retirada do 21B)

“Art. 3º. Ficam revogados o arts. 21-B da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004.”

Alteração da Decreto nº 5163

Art.61 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 61. O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

§ 1º A autorização de que trata o caput poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto.

§ 2º A comprovação de disponibilidade de combustível de que trata o caput, poderá admitir regime de horizonte rolante conforme regulamentação específica. ”

A.3 Contexto do Programa “Gás para Crescer”⁴

1. As diretrizes para o novo mercado de gás natural do Brasil entraram em consulta pública no dia 3 de novembro de 2016, no novo ambiente de Consultas Públicas do 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) lançou as bases para discussões dos temas relevantes com os diversos agentes do setor.
2. A proposta, elaborada no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, lançada pelo MME em 24 de junho de 2016, tem como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a partir da redução da participação da Petrobras nesse segmento, e contou com contribuições de diversos agentes da indústria do gás natural no Brasil.
3. O debate proposto pela consulta pública deve ajudar a criar os fundamentos para o desenho de um novo mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, e que contribua para o crescimento do País.
4. As premissas dessa iniciativa compreendem a adoção de boas práticas internacionais, aumento da competição, diversidade de agentes, maior dinamismo e acesso à informação, participação dos agentes do setor e respeito aos contratos, de modo a construir um ambiente favorável à atração de investimentos, prioritariamente privados. Adicionalmente, o MME, a EPE e a ANP divulgam relatório e conjunto de notas técnicas, resultado das frentes de trabalho da iniciativa Gás para Crescer.
5. A convergência dos setores de gás natural e eletricidade caracterizou a indústria global de energia ao longo das últimas décadas. A crescente participação do gás natural no

⁴ Extraído “Anexo 5: Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica”

setor elétrico no contexto mundial foi provocada pela descoberta de reservas significativas de gás natural, em certos casos pela desregulamentação dos setores, pela busca de fontes menos poluentes e emissoras de gases de efeito estufa; tendo contribuído os avanços tecnológicos (em particular a expansão das turbinas a gás de ciclo combinado) que levaram ao aumento da eficiência e da competitividade econômica das usinas termelétricas a gás natural.

6. As interdependências entre estes setores podem ser descritas a partir de pontos de vista operacional e regulatório. Pela ótica operacional, o despacho de termelétricas a gás determina a interação entre os setores através da quantidade de consumo do combustível e os seus fluxos através dos gasodutos. Por outro lado, a disponibilidade do gás para as termelétricas é limitada pela capacidade de produção e injeção de gás na rede de gasodutos (a partir de produtores, terminais de regaseificação e de armazenamento de gás), pela capacidade de transporte da rede de gasodutos, e esquema de prioridade para o fornecimento da commodity em caso de escassez.

7. Pela ótica regulatória, os tipos de mercados implementados nos setores de gás e eletricidade definem a extensão e a dinâmica de suas interdependências. Estruturas de mercado flexíveis facilitam essa prática, necessária para chegar a um equilíbrio entre os preços das duas commodities. Por exemplo, em mercados maduros, as empresas podem arbitrar entre consumir o gás para vender energia elétrica no mercado elétrico, ou revender previamente os contratos de gás no mercado de gás e comprar energia elétrica para atender seus compromissos. Isto permite uma interação entre os preços no mercado de energia elétrica e de gás, sinalizando corretamente o valor de cada produto. Atualmente apenas os Estados Unidos possuem, de forma significativa, mercados spot líquidos de gás que funcionam de forma relativamente harmoniosa com seus mercados spot de eletricidade, graças também à elevada produção e extensa

infraestrutura de gasodutos já disponível no momento da implementação de tais mercados. Mesmo assim, nos Estados Unidos há muita discussão em sobre como aumentar a convergência destas duas indústrias.

8. De uma forma geral, as indústrias de gás natural e energia elétrica se desenvolveram a partir de dinâmicas distintas, e mesmo em economias maduras com mercados em funcionamento há décadas, ainda há barreiras significativas entre os modelos comerciais, regulatórios e operacionais em que os setores interagem. Os desafios mais importantes trazidos pela interdependência dos sistemas de gás natural e energia elétrica estão relacionados a uma operação confiável e eficiente de ambos, bem como ao planejamento integrado dos dois setores.
9. Internacionalmente, a maior inserção termelétrica a gás natural a partir da década de 90 foi influenciada pela característica das matrizes elétricas dos países onde este combustível teve um papel relevante. A extensa maioria dos países possuía predominância termelétrica com um parque gerador ineficiente. As usinas a ciclo combinado movidas a gás possuíam elevado grau de eficiência, quando comparadas ao parque existente, e os preços do gás natural, naquela década, eram módicos. Estes fatores, em conjunto, permitiram que as termelétricas a gás deslocassem uma significativa quantidade de recursos de geração, de maior custo variável de produção, na ordem de mérito de despacho econômico. Com isso, elas passaram a ser naturalmente acionadas (“despachadas”) por longos períodos, em plena carga (“na base”). Esta característica tornou menos relevante as discussões sobre a forma de contratação do gás natural: as cláusulas de *take or pay* exigidas pela indústria de gás para remunerar seus custos fixos eram mais facilmente gerenciáveis pelos geradores termelétricos destes países devido a uma forte previsibilidade do despacho.
10. No caso do Brasil, a elevada participação da hidroeletricidade na matriz, um recurso com custo variável de produção mais barato que a termelétrica, dificultou a extensão da lógica anterior. O despacho termelétrico é muito influenciado pelo “valor da água”

das hidrelétricas, que por sua vez é dependente das condições hidrológicas. Na prática, há uma variabilidade grande do despacho termelétrico, que é utilizado em complementação à produção hidráulica, e isso afeta muito as condições de contratação do gás natural. Por consequência, os desafios para assegurar a recuperação dos custos fixos desta indústria são ampliados e com isso a importância das cláusulas de *take or pay*, que por se traduzirem em restrições de geração mínima, possuem impactos na operação do sistema e na “desejada” complementariedade com a produção hidrelétrica.

11. O setor elétrico brasileiro, diante das suas necessidades de segurança de suprimento e de despachabilidade, tem buscado uma contratação de geração termelétrica de forma “flexível”, o que traz complexidade para o suprimento do gás e tem provocado intensas discussões sobre a forma mais equilibrada de conciliação dos dois setores. Este mesmo tipo de discussão ocorre hoje em países como Colômbia e Chile, com matrizes com maior participação hidrelétrica, que buscam ainda modelos para convergência entre estas duas indústrias. Mais recentemente, a forte penetração de renováveis não despacháveis tem acentuado essa discussão, inclusive em muitos países de geração predominantemente térmica. A variabilidade da produção das renováveis, combinada ao seu custo variável de produção nulo, acarreta necessidade de maior flexibilidade no despacho termelétrico, anteriormente gerando na base, e deixando-o bastante variável.
12. Esta dicotomia entre a forma de utilização do gás natural pelo setor elétrico e as necessidades da indústria de gás resultou, no Brasil, em um legado de ações que ora dificultam, ora facilitam a convergência entre as indústrias. Pelo lado das dificuldades, houve um forte recrudescimento das penalidades por não suprimento de combustível e das exigências de comprovação de lastro para as usinas participantes dos leilões de energia. Pelo lado facilitador, cabe destacar que o setor elétrico acomodou alguns itens alinhados com a indústria de gás, tais como a implementação do reservatório

virtual e despacho antecipado para compras de GNL. Além disso, a regulamentação do setor elétrico foi adaptada para transferir riscos sistêmicos do gerador (riscos de despacho e de variação de preços do câmbio e do combustível internacional) para o consumidor regulado através dos contratos por disponibilidade. Por outro lado, o setor de gás natural, ao longo dos anos, promoveu uma expansão da oferta deste combustível, por meio de: (i) importação de gás natural e GNL; (ii) implantação de terminais de regaseificação e expansão da malha de gasodutos; (iii) adaptação de algumas cláusulas contratuais de gás aos interesses do setor elétrico.

13. Apesar de todos os esforços, a participação das usinas a gás na expansão da geração tem sido modesta e predominantemente baseada em modelos verticalizados, por meio de termelétricas localizadas na boca do poço ou próximo a terminais próprios de importação GNL.
14. Os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica vêm indicando que a matriz elétrica brasileira deverá contar com uma parcela crescente de fontes não despacháveis, com destaque para eólica e solar, fundamentais para que o Brasil alcance uma matriz aderente às políticas globais de redução de emissões. Adicionalmente, o atual cenário de dificuldade na implantação de novas usinas hidrelétricas, sobretudo aquelas com reservatórios de regularização, e a concentração do potencial hídrico a ser explorado na região Amazônica, fazem com que as termelétricas a gás natural se apresentem como candidatas naturais a aportar as necessidades de:
 - a. **confiabilidade** de suprimento: seja no atendimento energético, seja no atendimento às necessidades da operação elétrica do sistema;
 - b. **despachabilidade**: permitindo a otimização dos recursos energéticos, ao trazer mais controlabilidade (flexibilidade) à geração, com destaque para o atendimento aos horários de pico de demanda e para acompanhamento da curva de carga; e

- c. **otimização** das perdas elétricas e investimentos em transmissão, pelo fato de estarem localizadas próximas dos centros de carga.
15. Este panorama altera as características da matriz energética do Brasil para o futuro, demandando aperfeiçoamentos nos mecanismos operativos e regulatórios. O debate sobre os possíveis aperfeiçoamentos, que não são novidades para os dois setores, vem sendo conduzido há anos e suscita um conjunto pragmático de barreiras a serem superadas para uma melhor convergência entre ambos:
- a. Busca por uma alocação equilibrada de risco entre o setor elétrico e de gás natural;
 - b. Busca por um modelo de suprimento de gás natural que melhor atenda às necessidades de ambos os setores;
 - c. Busca por um planejamento integrado gás-eletricidade, no intuito de aproveitar a expansão termelétrica para propiciar o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural.
16. A iniciativa denominada Gás para Crescer, lançada pelo Ministério de Minas e Energia, objetiva estudar e propor medidas que permitam uma maior harmonização dos setores de gás natural e energia elétrica em uma visão de futuro onde o gás natural será necessário e a matriz elétrica será distinta da atual. Isso passa pelo reconhecimento mútuo das limitações e possibilidades de cada setor, reconhecimento das fortalezas e fraquezas das medidas já testadas e implementadas, e pela busca de medidas de aprimoramento na alocação dos riscos entre os diversos agentes e nos instrumentos que confirmam visibilidade às soluções de investimento de melhor custo-benefício global, tendo por base um amplo debate com todos os agentes que compõem o mercado de gás natural e de geração termelétrica.

A.4 Dispositivo Legal do Subcomitê nº2. Comentado

PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO LEGAL – SC2 – TRANSPORTE E ESTOCAGEM

“PROJETO DE LEI Nº , DE 2017

(AUTORIA)

Dispõe sobre medidas para implementação do Programa do Gás Para Crescer e altera a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 e a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre medidas para a implementação do Programa do Gás Para Crescer com relação às atividades de transporte e estocagem promovendo a alteração da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 e a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 para o atendimento das diretrizes estabelecidas pelo CNPE nos termos da Resolução xxxx, de xxxx.

Art. 2º Fica instituído o Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural, passando o art. 2º da Lei nº 11.909, de 2009 a vigor acrescido da seguinte redação:

“art. 2º ...

XXXIV – Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural: conjunto integrado das instalações de transporte responsáveis pela movimentação e suprimento de Gás Natural nas regiões geográficas do país coordenado sob operação centralizada para permitir o uso eficiente da rede dutoviária no território brasileiro.

XXXV – Processo ou Mecanismo de Alocação de Capacidade: processo ou mecanismo que estabelece a ordem de prioridade e/ou a atribuição de capacidade entre utilizadores da rede de transporte Interessados na contratação de capacidade em cada ponto de entrada e saída da rede de transporte, de forma independente, transparente e não-discriminatória.”

Art. 3º Cabe à ANP classificar os gasodutos de transporte que integrarão o Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural para permitir o uso eficiente da rede dutoviária dedicada à movimentação do gás natural no território brasileiro, determinando-lhe a expressa divulgação de dados relativos à aos custos relacionados às tarifas de transporte, de modo que o art. 8º da Lei nº9.478, de 1997 passa a ser viger acrescidos dos incisos XXIX e XXX com a seguinte redação:

“art. 8º ...

XXIX – classificar os gasodutos de transporte para sua integração ao Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural.

XXX – Divulgar periodicamente e de forma transparente todos os custos de implantação, operação e manutenção dos gasodutos de transporte, as taxas de desconto e índices de depreciação e de retorno condizentes com a atividade de transporte e adotados em face das melhores práticas internacionais para a definição das tarifas.”

Art. 3º A União deverá autorizar a criação do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN,^[TIT1] ^[EPE2] passando a Lei nº 11.909, de 2009 a vigor acrescido da seguinte redação:

“art. 60. Fica autorizada a criação do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização da União e regulação e fiscalização pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, com a finalidade de viabilizar a coordenação e operação do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural de que trata esta Lei.

§ 1º. O GIST/GN será integrado por representantes da Indústria do Gás Natural e dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores.

§ 2º. A regulamentação do GIST/GN cabe à União e deverá abranger, dentre outras matérias, a definição das regras de funcionamento e organização, bem como a forma de participação dos Agentes da Indústria do Gás Natural e dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores.

§ 3º. O custeio administrativo e operacional do GIST/GN decorrerá de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas.

§ 4º. As regras de operação e aquelas destinadas à resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes do GIST/GN serão estabelecidas por meio de procedimentos a serem homologados pela ANP.^[g3]

§ 5º. As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão ou autorização para a exploração de atividades vinculadas ao Gás Natural ficam autorizadas a integrar o GIST/GN e a aderir ao mecanismo de solução de

divergências estabelecidos para o seu funcionamento e operação.”

Art. 61. Sem prejuízo de outras funções que lhe são atribuídas pelo Poder Executivo, constituem atribuições do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN a coordenação e controle da operação da movimentação de Gás Natural.

§ 1º Para o exercício das atividades de coordenação e controle da movimentação e estocagem de Gás Natural, o GIST/GN deverá:

I. coordenar o balanceamento do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural garantindo sua integridade.; (alternativa de redação “coordenar o balanceamento do sistema para a gestão da flexibilidade decorrente do modelo de alocação de capacidade baseado em entradas e saídas, diferenciando os fluxos físicos e contratuais;)

II. identificar e publicar informações transparentes e imparciais acerca das capacidades e tarifas de uso do sistema; (alternativa de redação “consolidar e disponibilizar aos agentes as informações relevantes à movimentação de gás natural através Sistema Integrado de Gás Natural.”)

III. coordenar a manutenção dos ativos; (alternativa de redação “coordenar e adequar os planos de manutenção dos gasodutos de transporte de gás natural;”)

IV. gerenciar hubs virtuais; (alternativa de redação “gerenciar os pontos de conexão virtuais integrados no Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural;)

V. coordenar as operações de movimentação e nominação do Gás Natural realizadas através do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural;

VI. interagir com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e monitorar a disponibilidade de gás natural, de forma a viabilizar o atendimento do despacho das instalações de geração termelétrica , buscando o uso racional dos recursos.^[GH4]

VI. interagir com os agentes detentores de infra-estrutura de gás natural, incluindo mas não se limitando aos operadores de estocagem e acondicionamento de gás natural e terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL.^[GH5]

VI. propor medidas ou auxiliar no planejamento da expansão da malha de gasodutos de transporte. (alternativa de

redação “interagir com o Poder Executivo na formulação de planos de expansão do sistema;”)

VII. responsabilizar-se pela operação da malha em caso de contingência, a partir de critérios definidos pela autoridade competente (alternativa de redação “propor e adotar as ações necessárias para restaurar a movimentação de gás natural em caso de falhas no seu suprimento;”)

VIII. prover a plataforma para o mercado secundário de capacidade de Gás Natural.

Art. 62. O Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN poderá realizar eventuais aquisições de gás natural para garantir a integridade e operacional do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural.

§Paragrafo Unicoº Os custos decorrentes das contratações mencionadas no caput deste artigo deverão ser repassados aos usuários do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural.

Art. 62. O Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN será organizado e administrado pela

assembleia geral, conselho de administração, conselho fiscal e diretoria.

§ 1º. O conselho de administração será integrado por (xx) representantes da Indústria do Gás Natural e dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores que atuam no território nacional, a serem eleitos na forma do estatuto social.

§ 2º. O conselho fiscal será composto por (xx) representantes da Indústria do Gás Natural e dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores que atuam no território nacional, a serem eleitos na forma do estatuto social.

§ 3º. O GIST/GN será dirigido, em regime colegiado, por uma diretoria composta por (xx) membros a serem especificamente contratados para essa finalidade.

§ 4º. A regulamentação do GIST/GN deverá dispor sobre sua estrutura, funcionamento e demais competências, abrangendo, inclusive, a metodologia e forma de concessão de incentivos econômicos aos seus membros para estimular a eficiência da estrutura dutoviária de transporte.”

Art. 4º. Compete à ANP fiscalizar as receitas requeridas de transportadores

e as tarifas de transporte de gasodutos autorizados e existentes, acrescentando o § 3º ao art. 13 e conferindo nova redação ao art. 28 e acrescentando o parágrafo único ao art. 31, passando a Lei nº 11.909, de 2009 a vigor com a seguinte redação

“Art. 13 ...

§ 3º. Para o cálculo da receita anual requerida referida no *caput* deste artigo, os transportadores deverão disponibilizar para a ANP os custos de implantação do ativo, acrescidos dos custos de operação e manutenção do gasoduto de transporte, a taxa de desconto e índices de depreciação e de retorno condizentes com a atividade de transporte e estritamente adotados em face das melhores práticas internacionais.”

...

Art. 28. As tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos objeto de autorização serão propostas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos e que levarão em conta os custos de implantação do ativo, acrescidos dos custos de operação e manutenção do gasoduto de transporte autorizado, bem como a determinação das taxas de desconto e dos índices de

depreciação e de retorno condizentes com a atividade de transporte e estritamente adotados em face das melhores práticas internacionais.

...

Art. 31. ...

Parágrafo único. Compete à ANP divulgar, em até 30 dias da regulação a ser editada para esse fim, todos os dados e premissas adotados para a tarifação dos gasodutos existentes, disponibilizando a avaliação da base dos ativos, dos custos de operação e manutenção dos gasodutos de transporte e determinação das taxas de desconto e dos índices de depreciação e de retorno condizentes com a atividade de transporte.”

Art. 5º Cabe à ANP instituir, regular e fiscalizar o modelo de reserva de capacidade por entradas e saídas revogando-se o art. 5º da Lei do Gás e alterando a redação do art. 32 da Lei do Gás, que passa a vigor com a seguinte redação:

“Art. 32. Fica assegurado o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos desta Lei e de sua regulação a cargo da ANP, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.

Parágrafo único. Compete à ANP instituir, regular e fiscalizar o Processo ou Mecanismo de Alocação de Capacidade, inclusive nos casos de expansão.”

Art. 63. Fica revogado o art. 5º da Lei nº 11.909, de 2009.

Art. 6º Fica atribuída à ANP competência para instituir, regular e fiscalizar mecanismos de liberação de capacidade para todos os contratos de transporte a serem contratados e existentes, alterando a redação do art. 35 da Lei nº 11.909, de 2009, que passa a vigor com a seguinte redação

“Art. 35. A ANP deverá regular e fiscalizar o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, disciplinando a cessão de capacidade mediante a fixação de condições e critérios para sua liberação e contratação.

§ 1º. Compete à ANP fiscalizar e autorizar a cessão de capacidade, propondo mecanismos compulsórios de cessão de capacidade na hipótese de capacidade ociosa.

§ 2º Entende-se por cessão de capacidade a transferência, no todo ou em parte, do direito de utilização da capacidade de transporte contratada.”

Art. 7º. Compete à União fixar premissas para viabilizar celeridade aos processos de outorga de gasodutos de transporte, passando o art. 3º da lei nº 11.909, de 2009 a vigor com a seguinte redação:

“Art. 3º ...

§ 1º O regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral e a critério do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, poderão ser fixados condições e critérios diferenciados e expeditos para a outorga da concessão.

§ 2º O regime de autorização de que trata o inciso II do caput deste artigo aplicar-se-á aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais e a critério do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, poderão ser fixados condições e critérios diferenciados e expeditos para a outorga de autorização de gasodutos de interesse específico.

§ 3º Caberá ao Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, fixar o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

§ 4º A empresa ou o consórcio de empresas concessionários ou autorizados para o exercício da atividade de transporte de gás natural somente poderão explorar aquelas atividades referidas no art. 56 da Lei no 9.478, de 6

de agosto de 1997, além das atividades de estocagem, transporte de biocombustíveis e construção e operação de terminais.

§ 5º No caso de autorização de que cuida o § 2º deste artigo, caberá à ANP a regulação e fixação das respectivas tarifas de transporte a serem aplicadas.

§ 6º A ANP deverá, quando for o caso, declarar a utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias.”

Art. 8º. O art. 4º da Lei nº 11.909, de 2009 deverá estabelecer as premissas para a expansão do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural, passando a vigor com a seguinte redação:

“Art. 4º Caberá ao Ministério de Minas e Energia:

I – propor, ouvido o GIST/GN, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados;

II – recomendar o regime de concessão ou autorização, observado o disposto nos §§ 1º e 2º do art. 3º desta Lei;

III – fixar diretrizes para acelerar o processo de outorga de gasodutos de transporte de interesse geral.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia considerará estudos de expansão da malha dutoviária do País para dar cumprimento ao disposto neste artigo.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia poderá determinar a utilização do instrumento de Parceria Público Privada, de que trata a Lei no 11.079, de 30 de dezembro de 2004, bem como a utilização de recursos provenientes da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e da Conta de Desenvolvimento Energético, na forma do disposto no art. 13 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, para viabilizar a construção de gasoduto de transporte proposto por sua própria iniciativa e considerado de relevante interesse público.

§ 3º Ficam estabelecidas as seguintes diretrizes destinadas a propiciar a expansão do Sistema Integrado de transporte de Gás Natural de que cuida esta Lei:

a. Os custos da expansão de gasodutos integrantes do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural serão rateados entre todos os usuários, mediante a previsão de incentivos que coíbem investimentos ineficientes;

b. Os custos da expansão de gasodutos interesse específico serão pagos pelos usuários por ele atendidos.

c. Todos os reforços em gasodutos integrantes do Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural serão considerados como custos do sistema e rateados pelos seus usuários.”

...

Art. 9º. A atividade de estocagem e acondicionamento passam a ser regidas pelas seguintes disposições no âmbito da Lei nº 11.909, de 2009:

“Art. 2º ...

X – Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em formações geológicas produtoras ou não de hidrocarbonetos;

XI – Acondicionamento de Gás Natural: Acondicionamento de Gás Natural: confinamento de gás natural na forma gasosa, líquida ou sólida em tanques ou reservatórios artificiais para o seu estoque, movimentação ou consumo;”

...

“Art. 37. A atividade de estocagem de gás natural será exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e

administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização.

Parágrafo único. Não constitui atividade de estocagem de gás natural, nos termos da presente Lei, o gás natural reinjetado em reservatórios produtores para fins de evitar descarte ou para fins de recuperação de petróleo ou gás.

Art. 38. A estocagem de gás natural em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será objeto de concessão, precedida de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

§ 1º Caberá ao Ministério de Minas e Energia ou, mediante delegação, à ANP definir as formações geológicas referidas no caput deste artigo que serão objeto de licitação.

§2º. Os agentes interessados poderão sugerir, a partir de pesquisas conduzidas às suas custas e previamente autorizadas pela ANP, formações geológicas a serem concedidas para estocagem.

§3º. Para a execução do disposto no §1º e avaliação do disposto no §2º, tanto o Ministério de Minas e Energia

quanto a ANP poderão requerer estudos técnicos específicos junto à Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

§ 4º. A ANP elaborará os editais e promoverá a licitação para concessão das atividades de estocagem de que trata o caput deste artigo.

§ 5º. A ANP celebrará os contratos de concessão, cuja duração será de 30 (trinta) anos, contados da data de sua assinatura, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, nas condições estabelecidas no edital e no contrato de concessão.

Art. 39. Os contratos de concessão para estocagem de gás natural poderão prever as fases de pesquisa, exploração e operação.

Art. 40. A estocagem de gás natural em reservatórios de hidrocarbonetos concedidos para a exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos termos da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, poderá ser autorizada pela ANP.

Art. 41. Extinta a concessão, os bens destinados ao exercício da atividade e considerados vinculados serão incorporados ao patrimônio da União, mediante declaração de utilidade

pública e justa e prévia indenização em dinheiro, ficando sob a administração do poder concedente, nos termos da específica regulamentação a ser editada.

§ 1º Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta e risco, a remoção dos bens e equipamentos que não sejam objeto de incorporação pela União, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

§ 2º O concessionário cuja concessão tenha sido extinta fica obrigado a continuar prestando os serviços de estocagem até que um novo concessionário seja designado nos termos desta Lei ou a estocagem seja desativada.

Art. 42. Caberá à ANP fixar o período em que o acesso de terceiros às capacidades das estocagens não será obrigatório, levando em conta os investimentos que viabilizaram sua implementação.

Parágrafo Único. A ANP regulará o acesso à capacidade de estocagem.

Art. 42 – A. O gás natural importado ou extraído, nos termos do art. 26 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e armazenado em formações geológicas não constitui propriedade da União, conforme o art. 20 da Constituição Federal.

Art. 42 – B. A ANP disponibilizará aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem de gás natural, para a análise e confirmação de sua adequação.

§1º A realização das atividades de pesquisas não exclusivas necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem dependerá de autorização da ANP.

§2º Todos os dados obtidos nas atividades exploratórias de que trata o §1º deste artigo serão repassados, de forma não onerosa, para a ANP.”

“SEÇÃO I

DA LICITAÇÃO PARA A ESTOCAGEM DE GÁS NATURAL

Art. 42 –C . A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no artigo xx obedecerá ao disposto

nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 42 -D. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente, no mínimo:

I - formações geológicas objeto da concessão, o prazo estimado para a duração das fases de pesquisa e exploração para averiguação da adequabilidade da formação à estocagem, os investimentos e programas de atividades mínimas;

II - as exigências dos concorrentes, que deverão atender aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP;

III - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

IV – a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;

V – o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.

§1º. O prazo de duração das fases do contrato será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada formação.

Art. 42 –E. Para a participação de empresas em consórcio, o edital conterà as seguintes exigências:

I – comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II – indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

III – apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;

IV – proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de uma mesma formação.

Art. 42 –F . O edital conterà a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I – prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II – inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III – designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de

responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV – compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.

Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

SEÇÃO II

Do Julgamento da Licitação

Art. 42 –G. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 42 –H. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de pesquisa e exploração, os prazos, os volumes

mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

Art. 42 -I. Para as formações sugeridas pelos agentes a partir de pesquisas conduzidas às suas custas nos termos do §2º do artigo xx desta Lei, a ANP regulamentará as vantagens objetivas a serem conferidas ao agente no julgamento da licitação.

SEÇÃO III

Do Contrato de Concessão

Art. 42 -J. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I – a definição das formações objeto da concessão;

II – o prazo de duração das fases do contrato e as condições para sua prorrogação;

III – o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

V – a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato,

inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI – a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens para a União;

VII – os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de pesquisa, exploração e operação, e para auditoria do contrato;

VIII – a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX – os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP;

X – as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI – os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Art. 42 -L . O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais que possam ser produzidos como consequência da preparação e operação da formação à atividade de estocagem;

III - realizar a avaliação da adequação da formação geológica à estocagem nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório com declaração de seu interesse no desenvolvimento e operação da formação;

IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento da formação declarada como adequada à estocagem, contendo

o cronograma e a estimativa de investimento e de capacidades;

V – responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de estocagem, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI – adotar as melhores práticas da indústria internacional de estocagem e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas, objetivando a conservação e integridade da formação geológica.

Parágrafo Único. Caso ocorra produção de hidrocarbonetos como consequência da atividade de estocagem, sua comercialização será submetida ao pagamento de participações governamentais nos termos da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.

“CAPÍTULO F
DO ACONDICIONAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 42 –M A atividade de acondicionamento de gás natural será exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante autorização da ANP.

§1º. O enchimento de gasoduto, bem como o aumento ou rebaixamento de pressão não se enquadram como acondicionamento de gás natural.

§2º O acondicionamento de gás natural em tanques ou reservatórios artificiais, na sua forma gasosa ou liquefeita, será autorizado isoladamente ou no âmbito dos terminais ou plantas às quais pertencem.

Art. 42 –N. A ANP regulará o exercício da atividade de acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural ao consumidor final por meio de modais alternativos ao dutoviário.

§ 1º Entende-se por modais alternativos ao dutoviário a movimentação de gás natural por meio rodoviário, ferroviário e aquaviário.

§ 2º A ANP articular-se-á com outras agências para adequar a regulação do transporte referido no § 1º deste artigo, quando for o caso.”

Art. 10. Ficam excluídas as disposições relativas à estocagem e acondicionamento de gás natural estabelecidas no âmbito da Lei do Petróleo, passando a Lei nº 11.909, de 2009 a vigor acrescida da seguinte redação:

“Art. 64. Revogam-se o inciso XXIII do art. 6º e os arts. 53 e 54 da lei nº 9.478, de 1997.”

Art. 11. Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.”

Anexo B.

B.1 O problema de remuneração das termelétricas existentes e os possíveis impactos para o setor de Gás Natural (Visão da ABRAGET e Petrobras).

1. Foi tratado no STC8 o problema de remuneração das usinas termelétricas existentes e seus impactos para a indústria de gás natural.
2. Houve consenso de que o tema deve ser tratado em outros fóruns do Setor Elétrico, visto que as propostas requerem alterações no modelo do mesmo. Este relatório faz uma breve descrição sobre o problema e as discussões ocorridas.

3. A participação das usinas termelétricas representa, aproximadamente, a metade do mercado de gás natural no país.
4. A monetização da cadeia de gás natural, através do mercado termelétrico, está relacionada diretamente à capacidade deste mercado em proporcionar a remuneração necessária, de forma a viabilizar a estrutura da cadeia de gás, além dos demais custos da usina. Um descasamento entre a necessidade de remuneração da estrutura de gás e a capacidade de pagamento pelo setor elétrico poderia causar uma redução de mercado em um grande volume nos próximos anos.
5. A insuficiência da correta remuneração implicaria em: (i) uma desmobilização desnecessária de recurso existente e disponível no sistema elétrico; (ii) um menor volume a ser comercializado em um mercado de gás em formação/desenvolvimento; e (iii) um menor mercado para ratear custos de infraestrutura existentes.
6. Foi mostrado e discutido, que o potencial do consumo de gás natural das usinas termelétricas sem contratos de energia elétrica de longo prazo, e, portanto, com possibilidade de desmobilização, é bastante significativo, o que poderia impactar não só na segurança do setor elétrico, mas também na evolução do mercado de gás, dificultando o atendimento aos objetivos do Gás para Crescer.
7. De forma simplificada, uma usina termelétrica pode comercializar energia de 3 formas: (i) vendas no ambiente de contratação regulada, (ii) vendas no ambiente de contratação livre, ou (iii) através exclusivamente da receita de geração, (usinas *merchant*).
8. Para cada forma de contratação foram discutidas as dificuldades de remuneração das usinas a gás existentes. As principais dificuldades estão listadas abaixo:
 - a. O modelo de contratação vigente no mercado regulado, ao mesmo tempo em que cria condições para a expansão do sistema com usinas novas, tende a inviabilizar a continuidade das usinas existentes, visto que não apresenta o sinal correto para a viabilidade econômica destes projetos;
 - b. O custo de oportunidade da energia, pelo qual a termelétrica existente compete, converge para o PLD no curto prazo. Em um sistema com forte participação de fontes renováveis a custos baixos, há grandes chances de que, em cenários de equilíbrio energético, não haja oportunidades de remuneração para usinas termelétricas;
 - c. Atualmente os agentes termelétricos, mesmo descontratados, não podem declarar livremente seus CVU para o sistema. Além disso, os valores de CVU cobrem apenas os custos variáveis de operação das usinas, não permitindo a

remuneração dos custos totais, no caso em que as usinas estão descontratadas e são despachadas;

- d. Mesmo em condições energéticas onde as termelétricas são necessárias, o descolamento do PLD em relação ao real Custo Marginal de Operação (valor da termelétrica mais cara despachada fora da ordem de mérito) impacta fortemente a remuneração das termelétricas descontratadas.
9. Com base nas dificuldades levantadas, foram discutidas algumas propostas visando permitir melhores condições para a viabilidade econômica destas usinas.
 10. As propostas discutidas passam por uma necessidade de readequação nas formas de contratação de energia por meio dos leilões públicos, permitindo, por exemplo, a livre competição entre as usinas “existentes” e “novas” nos leilões. Além disso, foi discutida a possibilidade de usinas termelétricas que estejam descontratadas e fora do “deck” de planejamento de médio e longo prazos, ofertarem o preço de energia para o sistema elétrico.