

Rio de Janeiro, 17 de agosto de 2017.

Ao

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

At.: Excelentíssimo Senhor Fernando Coelho Filho

Ministro de Minas e Energia

Ref.: Consulta Pública nº 33/2017 – Aprimoramento do marco legal do setor elétrico

Ilmo. Sr. Ministro,

Em referência à Consulta Pública nº 33/2017 (“Consulta Pública”) lançada no dia 05 de julho de 2017, na plataforma ambiente de consultas públicas no site do Ministério de Minas e Energia (“MME”), a **ENEVA S.A**¹, empresa integrada de energia que atua na geração e comercialização de energia e na Exploração e Produção (“E&P”) de hidrocarbonetos, vem parabenizar o MME pela abertura de mais um canal de diálogo na área de energia e expor suas contribuições ao aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

Com 2,2 GW de capacidade instalada², a Eneva responde por 5% de toda a capacidade térmica instalada³ no país. No âmbito do E&P, a Companhia é a maior operadora privada de gás natural, correspondendo a 5% da produção nacional⁴.

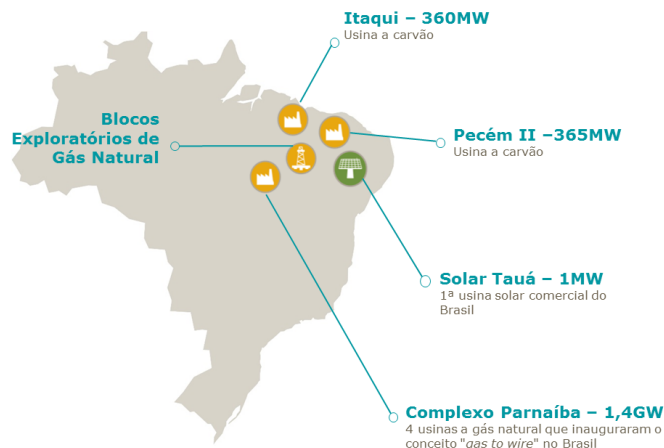
¹ Sociedade anônima de capital aberto, situada na Praia de Botafogo, 501, 7º andar, Torre Pão de Açúcar, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 22250-040 e inscrita no CNPJ sob nº 04.423.567/0001-21 (“Eneva” ou “Companhia”).

² Gás natural: UTE Maranhão III (519 MW); UTE Maranhão IV (338 MW); UTE Maranhão V (338 MW); UTE MC2 Nova Venécia 2 (178 MW); UTE Parnaíba IV (56 MW), totalizando 1,4 GW (“Complexo do Parnaíba”).
Carvão: UTE Porto Pecém II (365 MW) e UTE Porto do Itaqui (360 MW), totalizando 725 MW.

Solar: UFV Tauá (1 MW de potência fiscalizada; 5 MW de potência outorgada).

³ Especificamente, sua capacidade instalada correspondente a 11% de geração a gás e a 19% da capacidade de geração a carvão do Brasil.

⁴ Dados estatísticos da ANP, 2016. Se somadas, a produção das operadoras ENEVA (representada por sua subsidiária Parnaíba Gás Natural) e Petrobras correspondem a 99% da produção nacional de gás natural. Em 2016, inclusive, a Companhia produziu 1,9 bilhão de metros cúbicos de gás, o equivalente a 22% de toda a produção terrestre e a 100% da produção de hidrocarbonetos no Estado do Maranhão.



No Complexo Parnaíba, a Companhia desenvolveu um dos maiores complexos de geração de energia termelétrica a gás natural do Brasil, com 1.429 MW de capacidade instalada. Localizado em Santo Antônio dos Lopes, no interior do Maranhão, o complexo utiliza a estrutura pioneira *reservoir-to-wire*⁵.

Considerando o contexto atual de mudanças climáticas, observa-se, a partir de comparação com vazões históricas, uma tendência de redução drástica nas vazões projetadas das principais hidrelétricas do Brasil⁶, podendo contribuir para o déficit energético do Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

Para se adiantar a este cenário, o parque térmico precisa ser fortalecido a fim de garantir o equilíbrio da matriz energética nacional. Inclusive, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) já sinalizou⁷ que o Brasil deixou de ter uma matriz energética “hidrotérmica” (na qual as térmicas são secundárias e são despachadas só em caso de necessidade) para uma matriz “termo-hídrica” (na qual algumas térmicas são despachadas na base para permitir que as hidrelétricas continuem operando com um nível seguro de reservatórios).

Nesse contexto, as usinas térmicas a gás natural apresentam características técnicas desejáveis para o futuro, com flexibilidade na operação e independência de variações climáticas, trazendo maior confiabilidade ao sistema e aumentando a segurança

⁵ O modelo *reservoir-to-wire* envolve a implantação de usina termelétrica vinculada diretamente a um campo de gás não associado. Dessa forma, esse modelo permite monetizar o gás natural sem a necessidade de conexão dessas reservas a um gasoduto de transporte para venda do gás a consumidores. Assim, a termelétrica torna-se o único consumidor desse gás e as receitas de venda da energia elétrica são a base de remuneração dos investimentos tanto na planta termelétrica como em E&P.

⁶ COPPE / PSR. Relatório Final “Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas. Maio, 2015.

⁷ CHIPP, Hemes. In: Valor Econômico. ONS: Térmicas vão operar mesmo com volume de chuva próximo à média. 22 de julho de 2014.

energética do país. O gás natural, dentre os combustíveis fósseis, é o menos poluente e o de menor emissão de gases do efeito estufa⁸. Seu estado físico também diminui os riscos ambientais associados ao gerenciamento do combustível.

Considerando a importância da geração termelétrica a partir do gás natural, o Leilão de Energia Nova “A-6” de 2017 já apresentou diretrizes específicas visando ao aumento da sinergia entre a indústria de gás natural e o setor elétrico⁹.

O aumento dos investimentos em usinas termelétricas a gás natural já é enxergado não apenas como necessário para aumentar a energia firme do sistema, mas também para garantir a ampliação das fontes renováveis. Nesse contexto, o Governo Federal manifestou sua expectativa de que o modelo termoelétrico *reservoir-to-wire* seja replicado em diferentes áreas do território brasileiro¹⁰. Para que isso aconteça, no entanto, o setor público também reconheceu a necessidade de que seja revisitado o modelo regulatório/contratual que afeta esses projetos¹¹.

Dentre as mudanças necessárias, é essencial que não apenas o arcabouço infralegal, mas também o marco legal do setor elétrico seja capaz de: (i) conferir maior flexibilidade para o período de comprovação de reservas de gás natural da operação; (ii) assegurar maior previsibilidade de despacho com o compromisso de gerar uma quantidade de energia anual pré-definida e com limites superior e inferior (calculando o centro da faixa segundo os modelos utilizados para previsão de despacho da EPE) e (iii) incentivar a replicação de projetos ao demonstrar razoabilidade e proporcionalidade na discussão sobre distribuição nos casos em que a transferência de gás ocorre dentro do parque gerador.

⁸ International Energy Agency. OECD CO2 Emissions from Fuel Combustion. 2017 preliminary edition.

⁹ A saber, (a) possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade, de forma a capturar seu benefício e representar melhor a competitividade das térmicas nos leilões; (b) flexibilização para declaração distinta dos parâmetros de referência do Custo Variável Unitário - CVU e Receita fixa vinculada ao custo do combustível na geração inflexível - RFComb; (c) alteração da base de reajuste do RFComb de anual para mensal, reduzindo risco para o vendedor e dando o sinal de preço adequado para o comprador e o consumidor de energia; (d) fórmula e índices de reajustes de preços dos combustíveis no CVU e RFComb, permitindo que o índice de reajuste do combustível seja atualizado anualmente pela inflação norte americana (Consumer Price Index for All Urban Consumers - CPI-U, publicado pelo Department of Labor do Governo dos EUA); e (e) alteração do horizonte rolante da comprovação de disponibilidade de combustível por meio do Gas Supply Agreement - GSA, permitindo um GSA com comprovação inicial de dez anos e no máximo duas renovações adicionais junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, sendo a primeira dela de no mínimo cinco anos, com antecedência de cinco anos em relação ao término do período já comprovado.

¹⁰ Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G - CNPE, 2017.

¹¹ Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - MME, 2017.



Iniciativas do Governo Federal, como o Gás para Crescer¹² e o Programa de Revitalização das Atividades de E&P em Áreas Terrestres¹³, já tiveram o mérito de endereçar alguns desses desafios, porém é importante que o setor elétrico, através da revisão de seu marco legal, também contemple o apoio estratégico a esse modelo integrado capaz de contribuir para soberania energética, atração de investimentos e garantia da confiabilidade do sistema.

Dessa forma, sem prejuízo das contribuições que concernem a todos os agentes geradores do setor elétrico brasileiro, a Eneva vem apresentar propostas específicas, que afetam players engajados na exploração e produção de gás natural terrestre e sua interface com a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, visando uma maior sinergia entre o setor de energia e E&P e a replicação do modelo *reservoir-to-wire* no país.

¹² Consulta Pública MME nº 20, de 03 de outubro de 2016.

¹³ Consulta Pública MME nº 31, de 03 de maio de 2017.

Sumário da Contribuição

I. CONTRIBUIÇÃO COMPILADA.....	6
II. HORIZONTE ROLANTE PARA COMPROVAÇÃO DE DISPONIBILIDADE DE COMBUSTÍVEIS ..	17
III. ADEQUAÇÃO DE PENALIDADE POR FALTA DE COMBUSTÍVEL	20
IV. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA “BOCA DO POÇO” – RESERVOIR-TO-WIRE.....	24
V. EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA COM NOVOS PROJETOS DE E&P.....	31
VI. TRATAMENTO DAS EXPOSIÇÕES NO MERCADO DE CURTO PRAZO NOS CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE	33
VII. DESPACHO/OPERAÇÃO DAS TÉRMICAS	36
a. Despacho por ordem de mérito e alteração da política operativa	38
b. Despacho por Garantia Energética	40
c. Inflexibilidade na carga leve	42
d. Projetos reservoir-to-wire: limites mínimo e máximo de compromisso de geração (e consumo de gás)	44
VIII. DESJUDICIALIZAÇÃO DO SETOR – A PARALIZAÇÃO DO MCP POR CONTA DAS AÇÕES JUDICIAIS SOBRE O AFASTAMENTO DO RATEIO DO GSF	47
IX. COMPLEXO INDUSTRIAL.....	52

I. CONTRIBUIÇÃO COMPILADA

Lei nº 9.074/95			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:	Art.12º	Art. 12	IX. Complexo Industrial
III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;		III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração ou derivados de petróleo ou gás natural;	
Art. 15	Art.15	Art. 15	
		§6-A - É assegurado ao consumidor suprido pelo complexo industrial, na forma do inciso III do art. 12 desta Lei, o acesso direto às instalações de transmissão da central geradora, prevista no §3º do art. 17 desta lei.	
Lei nº 9.427/96			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art.4º	Art.4º	Art. 4ª(...) §4º -Quando demanda em juízo em ações que possam gerar efeitos financeiros reflexos sobre os agentes econômicos do setor elétrico ou sobre os consumidores, a ANEEL defenderá em nome próprio o interesse dos agentes econômicos e dos consumidores, devendo ainda publicar em seu sítio na rede mundial de computadores a relação das referidas ações judiciais.	VIII.DESJUDICIALIZAÇÃO DO SETOR – A PARALIZAÇÃO DO MCP POR CONTA DAS AÇÕES JUDICIAIS SOBRE O AFASTAMENTO DO RATEIO DO GSF PELOS MEMBROS DO MRE.

Lei nº 10.604/2002			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art.1 As concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão.			V - EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA COM NOVOS PROJETOS DE E&P
Parágrafo único. Excepcionalmente, as concessionárias de serviço público de energia elétrica poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência desta Lei.			
		Art. 1-A Os agentes de geração de energia elétrica poderão oferecer em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer operação financeira os ativos vinculados ao objeto de sua outorga, bem como os direitos emergentes decorrentes das contratações de energia, de lastro e de reserva previstas na Lei nº 10.848/2004.	
		Parágrafo único - A ANEEL deverá emitir certificado de recebíveis de que trata o § 3º do art. 3-C da Lei nº 10.848/2004 para fins da constituição de ativo regulatório que poderá ser ofertado em garantia nos termos do caput deste artigo.	

Lei nº 10.848/2004			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art.1º	Art.1º	Art.1º	VII. a. Despacho por ordem de mérito e alteração da política operativa
§4º	§4º	§4º	
III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;	...	III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia, operação modulada e despacho parcial de unidades geradoras, assegurada a remuneração integral aos agentes geradores pelos custos adicionais	
		VII - mecanismos de garantia do suprimento energético, com base em contratação específica, por oferta de preços pelos agentes geradores, conforme regulamento;	VII.b. Despacho por Garantia Energética
Art. 2º...	Art. 2º...	Art. 2º...	V - EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA COM NOVOS PROJETOS DE E&P
§6º	§6º...	§6º...	
...	...	III - não tenham iniciado a lavra de jazida de gás natural destinada à geração de energia elétrica.	

...	...	Art. 2-D A comercialização de energia elétrica, dentro do complexo industrial, prevista no inciso III do art. 12 da Lei nº 9.074/95 deverá observar as seguintes condições: I - O produtor independente será o responsável pela contratação de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; II - A carga de consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial será considerada carga diretamente atendida pelo produtor independente, cujo suprimento, por meio de geração ou garantia física, poderá ser complementado mediante contratos de compra de energia de terceiros; III - No eventual cálculo de garantia física do produtor independente de energia deverá ser considerada a carga dos consumidores integrantes de complexo industrial; IV - O produtor independente será o responsável pela implantação do sistema de medição de faturamento de energia em seu ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN, não sendo necessária a instalação de medição específica para sua carga própria ou dos consumidores integrantes do complexo industrial.	IX. Complexo Industrial
-----	-----	--	-------------------------

Art.3º	Art. 3º	Art. 3º	
	§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.	§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar:	VII.d. Projetos <i>reservoir-to-wire</i> : limites mínimo e máximo de compromisso de geração (e consumo de gás)
		I - percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre	
		II - limite de despacho máximo da usina, conforme características específicas da fonte.	
		§4º Nas contratações por disponibilidade de energia, o edital da licitação deverá prever a obrigação do vendedor ressarcir em 60 (sessenta) meses, os valores decorrentes de exposição ao mercado de curto prazo provocada por indisponibilidades superiores às declaradas na fase de habilitação dos licitantes, mediante mecanismos de compensação com créditos gerados pelo desempenho superior à indisponibilidade declarada.	VI - TRATAMENTO DAS EXPOSIÇÕES NO MERCADO DE CURTO PRAZO NOS CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE
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		Art. 21-B. Na contratação regulada de que trata o art. 2º desta Lei, a previsão de penalidade por falhas no suprimento de energia elétrica para agentes de geração deverá considerar as características específicas de cada fonte energética, conforme diretrizes do	III - ADEQUAÇÃO DE PENALIDADE POR FALTA DE COMBUSTÍVEL

de cada fonte energética, conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE		Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.	
.		Parágrafo único – As penalidades pecuniárias, previstas na contratação regulada referida no <i>caput</i> , deverão ser limitadas a no máximo 2% (dois por cento) da receita fixa das usinas nos doze meses anteriores à falha no suprimento ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.	
		Art. 21-D Na contratação regulada de energia elétrica de que trata o art.2º desta Lei, os empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua nos seguintes termos	II – HORIZONTE ROLANTE PARA COMPROVAÇÃO DE DISPONIBILIDADE DE COMBUSTÍVEIS
		I - período mínimo de dez anos ;	
		II – primeiro período adicional de no mínimo cinco anos ;	
		III - prazo remanescente compatível com o período de suprimento do CCEAR e com as reservas do supridor.	
		§ 1º - A renovação dos períodos adicional e remanescente de que tratam os incisos II e III, deverá ser realizada junto à ANEEL, com antecedência mínima de cinco anos do termo do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.	

		§ 2º - A renovação da comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua prevista no caput não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CCEAR	
		§ 3º - A não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a ANEEL para a operação comercial, nos prazos e condições estabelecidos no caput, ensejará a rescisão do CCEAR, após o término do último ano de disponibilidade de combustível já comprovado."	
Lei nº 11.909/2009			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art. 2º...	Art.2º...	Art.2º...	IV - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA "BOCA DO POÇO" – <i>RESERVOIR-TO-WIRE</i>
IX - Consumo Próprio: volume de gás natural consumido exclusivamente nos processos de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento do gás natural;	...	IX - Consumo Próprio: volume de gás natural consumido exclusivamente nos processos de produção, coleta, transferência, estocagem, processamento do gás natural e geração de energia elétrica;	
...	...	XIX-A - Gasoduto de Interesse Exclusivo da Central de Geradora de Energia Elétrica - dutos integrantes da central geradora de energia elétrica, destinados exclusivamente à movimentação de gás natural cativo desde os poços produtores, das instalações de processamento, tratamento ou de estocagem até a central de geração de energia elétrica;	
XXXII - Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais;	...	XXXII - Autoprodutor: agente que atua na Exploração e Produção de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou de geração de energia elétrica;	

XXXIII - Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.	...	XXXIII - Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou de geração de energia elétrica; Parágrafo único - Também são considerados autoprodutores ou autoimportadores os consumidores que: I - participem da sociedade empresarial titular da respectiva autorização, limitados à proporção da participação societária com direito a voto; e II - estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.	
Art.3º	Art.3º	Art.3º	
§ 1º 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, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.	...	§ 1º 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 aos gasodutos de interesse exclusivo de central de cogeração de energia elétrica, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.	
CAPÍTULO V DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E DAS INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO, TRATAMENTO, LIQUEFAÇÃO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	...	CAPÍTULO V DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E DE INTERESSE EXCLUSIVO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DAS INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO, TRATAMENTO, LIQUEFAÇÃO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	

Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.	...	Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, os gasodutos de interesse exclusivo das centrais de cogeração de energia elétrica, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.	
...	...	Art. 45-A. Os projetos de cogeração de energia elétrica associados à exploração e produção de gás natural cativo são considerados de interesse estratégico para atendimento da demanda nacional de energia elétrica.	
		Parágrafo Único - Os bens referentes aos gasodutos de interesse exclusivo das centrais de cogeração de energia elétrica serão considerados vinculados à respectiva outorga de geração de energia elétrica.	
Decreto nº 7.382/2010			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	
Art. 64.	Art. 64.	Art. 64.	
§ 5º Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos III e IV do art. 2º, entende-se como suas instalações aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.	...	§ 5º Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos III e IV do art. 2º, entende-se como suas instalações aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade empresarial que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural ou por diferentes sociedades empresariais que estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas à sociedade empresarial que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.	IV - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA "BOCA DO POÇO" – <i>RESERVOIR-TO-WIRE</i>

Lei nº 13.203/2015			
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA	Justificativa
Art.2º	Art.2º	Art.2º	VIII.DESJUDICIALIZAÇÃO DO SETOR – A PARALIZAÇÃO DO MCP POR CONTA DAS AÇÕES JUDICIAIS SOBRE O AFASTAMENTO DO RATEIO DO GSF PELOS MEMBROS DO MRE.
	§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.	§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto seja a desoneração de obrigações decorrentes das liquidações do Mercado de Curto Prazo provocadas por decisões judiciais que envolvam recontabilização das regras do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; III - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde as ações de que tratam os incisos I e II, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e IV – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.	

...	...	§5º O agente de geração que repactuar o risco hidrológico de que trata o caput deverá adimplir todas as suas obrigações decorrentes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE perante o Mercado de Curto Prazo, atualização com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da constituição do débito até a data de sua liquidação, sem a incidência de multa de mora.	
		§ 6º A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE fica autorizada a parcelar os débitos de que trata o § 5º deste artigo, observadas as seguintes condições:	
		I - parcelamento em até 6 (seis) prestações mensais;	
		II - atualização com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da constituição do débito até a data de sua liquidação, sem a incidência de multa de mora;;	
		§ 7º O credor do Mercado de Curto Prazo que tiver seus créditos retidos por força do rateio dos impactos financeiros da suspensão de exigibilidade ou do parcelamento dos valores relacionados ao Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, de que trata o <i>caput</i> , receberá seus créditos atualizados com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da retenção do crédito até a data de sua liquidação, desse que observadas as seguintes condições:	
		I - tenha desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto seja a desoneração de obrigações	

		decorrentes das liquidações do Mercado de Curto Prazo provocadas por decisões judiciais que envolvam recontabilização das regras do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II – renuncie ao recebimento de multa de mora, mediante termo a ser disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; § 8º Os créditos de que trata o §7º serão liberados pela CCEE proporção dos valores adimplidos pelos agentes de geração que repactuarem o risco hidrológico atualizados com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC, da data da constituição do débito até a data de sua liquidação.	
--	--	--	--

II. HORIZONTE ROLANTE PARA COMPROVAÇÃO DE DISPONIBILIDADE DE COMBUSTÍVEIS

1. Na geração de energia utilizando como combustível o gás natural, existem dois contratos a considerar: o PPA (*Power Purchase Agreement*) e o GSA (*Gas Supply Agreement*).
2. O PPA é o Contrato de Compra e Venda Mercantil de Energia Elétrica, sendo comprador o consumidor de energia elétrica e o vendedor o gerador, seja no Ambiente de Contratação Livre ou Regulado. 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.

3. Para o suprimento de gás natural 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

4. No Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os PPA são contratos de longo prazo, assim estabelecidos para servirem de base aos *Projects Finance* voltados à expansão do parque gerador. Em geral, a energia dos novos empreendimentos é comercializada em contratos de 30 (trinta), 20 (vinte) e 15 (quinze) anos. Entretanto, a indústria de E&P, por exemplo, tipicamente trabalha com relação reservas/produção inferior a 10 (dez) anos.

5. Essa especificidade demonstra que a obrigação de apresentar declaração de reservas de combustível para todo o prazo do PPA é, portanto, uma demonstração de descompasso com a realidade da indústria do gás que serve de combustível para a geração térmica. Nesse sentido, adequar a comprovação de reservas para um regime de horizonte rolante traz os benefícios de expandir a oferta de gás para o setor elétrico através de uma abordagem mais condizente à realidade da indústria de gás natural e de conferir maior transparência e percepção dos riscos por parte dos investidores, sem, contudo, retirar a confiabilidade do fornecimento de energia.

6. Nos trabalhos que se seguiram à Consulta Pública “Gás para Crescer”, sugeriu-se que o prazo inicial do contrato de suprimento de gás poderia ser calculado de acordo com as reservas disponíveis, com base no prazo de disponibilidade de gás caso a usina fosse despachada 100% do tempo. Desse modo, a comprovação das reservas de gás natural junto à EPE para fins de habilitação técnica nos leilões de energia deveria corresponder, no mínimo, a uma quantidade suficiente para geração contínua de energia, à capacidade disponível máxima (potência disponível máxima), por um período determinado.

7. Nesse sentido, o MME já tem permitido que a comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua seja de um período mínimo de 10 (dez) anos¹⁴, extensível por um período adicional de 5 (cinco) anos.

8. Propõe-se que, caso o agente não consiga comprovar a disponibilidade pelo prazo mínimo de 5 (cinco) anos à frente, a ANEEL poderá rescindir seus contratos, mediante a apuração da responsabilidade do agente gerador.

9. Desse modo, a presente proposta, ao refletir no marco legal os avanços já trazidos pelo Leilão de Energia Nova A-6 de 2017, já aloca adequadamente o risco do suprimento de energia no gerador - que poderá, no caso extremo, ser responsabilizado e até perder seus contratos -, e adequa a contratação regulada às melhores práticas da indústria de exploração e produção de gás natural, pois permite a recontração da energia em leilão específico, caso não seja possível estender o prazo de comprovação de disponibilidade de combustível.

10. Retira-se ainda o custeio não eficiente dos riscos relacionados a contratos de garantia de suprimento de combustíveis de prazos não compatíveis com a realidade técnica e operacional da indústria de gás natural.

11. Propõem-se as seguintes alterações na Lei nº 10.848/2004:

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
		Art. 21-D Na contratação regulada de energia elétrica de que trata o art.2º desta Lei, os empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua nos seguintes termos
		I - período mínimo de dez anos ;

¹⁴ Portaria nº 318, de 11 de agosto de 2011 do Ministério de Minas e Energia, publicada no Diário Oficial da União em 14 de agosto de 2017 (nº 155, seção 1, pág. 112).

		II – primeiro período adicional de no mínimo cinco anos ;
		III - prazo remanescente compatível com o período de suprimento do CCEAR e com as reservas do supridor.
		§ 1º - A renovação dos períodos adicional e remanescente de que tratam os incisos II e III, deverá ser realizada junto à ANEEL, com antecedência mínima de cinco anos do termo do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.
		§ 2º - A renovação da comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua prevista no caput não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CCEAR
		§ 3º - A não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a ANEEL para a operação comercial, nos prazos e condições estabelecidos no caput, ensejará a rescisão do CCEAR, após o término do último ano de disponibilidade de combustível já comprovado."

III. ADEQUAÇÃO DE PENALIDADE POR FALTA DE COMBUSTÍVEL

12. Em 2010, buscando disciplinar a questão da penalidade por falta de combustível 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 em relação às penalidades por falta de combustível. Incorporou-se ao ordenamento jurídico o Art. 21-B na Lei nº 10.848/2004.

13. Por meio da edição da Resolução Normativa ANEEL 583/2013, a ANEEL regulou a contratação de suprimento de combustível, com a previsão de cláusula punitiva específica a ser incluída no GSA (*Gas Supply Agreement*). Este movimento incluiu no arcabouço regulatório do gás natural penalidades vinculadas ao valor da

energia elétrica no período da falha (art. 6º da Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013) e não aderentes ao princípio da proporcionalidade. A referida cláusula de penalidade não somente transferiu riscos de natureza estranha à indústria do gás natural, provocando resistência de potenciais supridores, como também os atrelou a parâmetros de natureza localizada e própria do setor elétrico (PLD, PMEDm e etc).

14. Os riscos da comercialização de energia elétrica (como quantidade de energia valorada ao PLD) não são gerenciáveis pelo explorador e supridor de gás natural. Por outro lado, o Gerador já assume os riscos do seu negócio e está exposto a desincentivos à ausência de combustível através do CCEAR, sob a rubrica do ressarcimento. A falta de proporcionalidade da penalidade ao supridor de gás é explicitada pela assimetria de tratamento das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Uma falha no transporte do combustível, por exemplo, poderá levar à penalização em análise, ao passo que uma falha de mesmo impacto sobre o suprimento de energia, mas decorrente do transporte da própria energia elétrica não estaria sujeita a tal penalidade.

15. Além disso, nos termos dos artigos 2º e 3º da Lei nº 9.427/96, o papel da ANEEL é o de *“regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica”*. O GSA, por sua vez, é regulado pela Lei nº 11.909/2009 e pela Lei nº 9.478/97, cujo art. 8º define a competência da ANP para *“promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis”*.

16. Nesse contexto, é possível apontar o art. 6º¹⁵ da Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013 como ilegal, à luz do entendimento sobre a competência para

¹⁵ 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:

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

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 deixar de ser produzida no mês m, decorrente da falta de combustível, expressa em MWh.

regulação e imposição de cláusulas ao contrato de suprimento de gás. Esta situação agrega insegurança jurídica ao Setor Elétrico e ao Setor de Gás Natural e contribui para a indesejada judicialização desses setores estratégicos.

17. Em processos anteriores de Consulta Pública liderada pelo MME (“Gás para Crescer”), foi entendida a necessidade de atribuir diretamente ao CNPE competência para adequação da penalidade. Como benefícios, ressaltam-se:

- 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) Diminuição das incertezas para os agentes deste mercado e atração de 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, aumento de liquidez.
- e) Redução de distorções à formação de preços em GSA e concorrência.
- f) Impactos positivos a preços de geração termelétrica.

18. Nesse sentido, foi proposta a alteração da Lei nº 9.478/1997 em seu Art. 2º, que o presente documento reforça, além da publicação da Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017, que estabelece diretrizes relativas à aplicação de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível.

19. A Resolução CNPE nº 18/2017 recomenda à ANEEL e à ANP que regulem 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, conforme dispõe o art. 21-B da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nos instrumentos contratuais vigentes.

20. Ainda que as diretrizes do CNPE sejam razoáveis e proporcionais, indicando a disposição do Governo Federal em racionalizar a questão e tornar mais competitivos os setores em tela, o art. 21-B da Lei nº 10.848/2004 ainda manteve ineficiente a alocação de risco sobre o supridor de combustível, ao tempo em que os riscos relativos ao suprimento do CCEAR devem incidir sobre o agente de geração, que buscará ser ressarcido por quem eventualmente lhe causou o prejuízo.

21. Por todo o exposto, fica claro que não há adequação alocativa em imputar o risco de variação de preço da energia no MCP ao fornecedor de combustível, que não tem nenhuma relação com essas variáveis. Sob essa égide, é possível afirmar que a cláusula contratual exigida pela ANEEL, além de não estar alinhada às leis nº 9.427/96, nº 9.478/97 e 11.909/2009, tende a não induzir decisões empresariais eficientes ao alocar indevidamente risco do setor energia elétrica ao setor de exploração e produção de combustíveis.

22. Para que seja cabível penalidade por falta de combustível, a ANP deverá atestar que, de modo estrutural, houve falta do combustível para suprimento das termelétricas. Desse modo, os projetos integrados não sofrerão sanções duplas, por exemplo, devido a falhas pontuais em equipamentos das Unidades de Tratamento de Gás (“UTG”) que não fazem parte das UTEs. A adoção dessa medida, nesse contexto, melhora também a governança e visibilidade de projetos integrados *reservoir-to-wire* por parte das agências reguladoras tanto do setor elétrico como do de E&P.

23. Assim, para melhor alinhamento aos princípios norteadores da proposta do MME, o aperfeiçoamento do marco legal passa por uma alteração no art. 21-B da Lei nº 10.848/2004:

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA

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.		Art. 21-B. Na contratação regulada de que trata o art. 2º desta Lei, a previsão de penalidade por falhas no suprimento de energia elétrica para agentes de geração deverá considerar as características específicas de cada fonte energética, conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Parágrafo único – As penalidades pecuniárias, previstas na contratação regulada referida no <i>caput</i>, deverão ser limitadas a no máximo 2% (dois por cento) da receita fixa das usinas nos doze meses anteriores à falha no suprimento ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.
---	--	---

IV. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA “BOCA DO POÇO” – RESERVOIR-TO-WIRE

24. A Lei do Gás (11.909), criada em 2009, tentou trazer competitividade para o segmento de transporte de gás, reduzindo a participação da Petrobras na construção de dutos futuros. O concessionário, portanto, pode construir sua própria infraestrutura. No caso de ativos relacionados ao serviço local de gás canalizado, o agente deverá transferi-los às distribuidoras estaduais.

25. Assim, grandes consumidores, autoprodutores e autoimportadores de gás natural que não conseguem ser atendidos pelas distribuidoras estaduais podem construir e implantar os dutos para seu uso específico e sempre que estes dutos forem de interesse para a prestação de serviço local de gás sua operação e manutenção deverá ser atribuída à distribuidora estadual, que incorporará as instalações ao patrimônio estadual.

26. No caso dos projetos *reservoir-to-wire*, há dutos específicos que são parte integrante do projeto de geração de energia elétrica. São dutos que não estão relacionados ao serviço local de gás canalizado, mas são vinculados ao serviço de interesse público nacional de geração de energia elétrica.

27. O atual marco legal não considera a nova tecnologia dos projetos de *reservoir-to-wire*. A falta de definição dessa fonte de geração de eletricidade como de interesse nacional deixa margem para equívocos interpretativos que agregam insegurança jurídica, ineficiência e custos ilegítimos à geração de eletricidade na “boca do poço” de gás natural cativo.

28. A partir da lacuna legislativa, chegou-se a classificar dutos de baixíssima extensão como infraestrutura passível de ser cedida ao poder estadual, que cobra uma taxa pelo uso dessa infraestrutura ao próprio autoprodutor de gás natural cativo responsável por sua construção. Trata-se de um desvio de interpretação do que é “*serviço local de gás canalizado*”, previsto no §2º do art. 25 da Constituição Federal, que atribui sua competência Estados para sua exploração. Não há lógica econômica em permitir que o Estado que não investiu no duto, que não o opera, nem o mantém, possa cobrar algo sobre, por exemplo, 30m de duto interno de uma central de geração de energia elétrica realizada na “boca do poço” de gás. Em suma, há cobrança sem que haja prestação de serviço de gás canalizado.

29. O processo de sinergia da exploração e produção de gás com a geração de energia elétrica (conhecido como *reservoir-to-wire*) é caracterizado pela conversão do gás natural cativo em energia elétrica. A geração de eletricidade é realizada praticamente na “boca do poço”. Enquanto o gás é disponibilizado direta e exclusivamente para a usina termelétrica, sem necessidade de serviço prestado por terceiros, a energia elétrica é disponibilizada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e transportada pelos concessionários de serviço público de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica.

30. A Constituição Federal estabeleceu que o serviço local de gás canalizado é reservado à competência administrativa e material do estado. Naturalmente, a expressão “**serviço**” expressamente implica a sua disponibilização a terceiro. Não há

prestação de um serviço a si mesmo. Por outro lado, ao se referir a “exploração”, o constituinte se refere à possibilidade de obtenção de receita mediante a prestação do serviço a terceiros. Para concluir, o constituinte deixou claro que se trata do serviço de “interesse local”, a saber, a distribuição local do gás canalizado dentro do estado.

31. Os projetos *reservoir-to-wire* são de relevante interesse nacional para atendimento da demanda nacional de energia elétrica e não podem ser considerados como de interesse local¹⁶. A presente proposta sugere o reconhecimento em lei do interesse nacional da produção de energia elétrica a partir de gás natural nacional para conferir maior segurança jurídica para replicação deste tipo de iniciativa em múltiplos estados da Federação. Ademais, trata-se de verdadeira autoprodução de gás através da disponibilização direta para a central de geração de energia elétrica. Não há serviço prestado por terceiro.

32. A falta de segurança jurídica para o estabelecimento de projetos *reservoir-to-wire* tem gerado, em muitos casos, ineficiência à tomada de decisões empresariais¹⁷, agregando sinais econômicos equivocados e prejudicando a modicidade dos preços de energia elétrica através da cobrança de taxas que não estão associadas aos riscos inerentes à gestão individual do negócio de geração de energia na “boca do poço”.

33. Propõe-se o esclarecimento do entendimento dos projetos *reservoir-to-wire* como de interesse nacional, no sentido de reconhecer que tais projetos constituem estrutura totalmente integrada sujeita à regulação e autorização federal, eliminando a insegurança jurídica existente atualmente.

34. Entendemos que a definição de autoprodutor e autoimportador dada pela Lei do Gás deve conter esclarecimento quanto à destinação do gás para geração de energia elétrica, para conferir maior segurança jurídica para a realização dos investimentos. O Decreto nº 7.382/2010, que regulamentou a Lei do Gás, estabelece,

¹⁶ Apenas o projeto *reservoir-to-wire* pioneiro do Complexo do Parnaíba já responde, por exemplo, a 11% da capacidade térmica a gás de todo o Brasil.

¹⁷ Contribuições de diversos agentes a processos recentes de diálogo propostos pelo MME têm apontado a questão. A título de exemplo, é possível citar a contribuição da Petrobras à Consulta Pública nº 31/2017, sobre o conteúdo do relatório do REATE (Programa de Revitalização das atividades de E&P em áreas terrestres). No documento, a empresa aponta o impacto das tarifas de distribuição como uma das principais dificuldades para monetização das reservas remotas de gás em terra no Brasil, citando a inviabilização do projeto da UTE Azulão no Estado do Amazonas como um insucesso na implementação de um projeto estratégico devido aos imbróglis da distribuição.

em seu Art. 63, que “as sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou autoimportador deverão ser previamente registradas na ANP”. Portanto, o entendimento é de que o enquadramento de autoprodutor e autoimportador de gás natural é competência federal.

35. Além disso, mostra-se relevante a criação de definição específica para o **Gasoduto de Interesse Exclusivo de Central Geradora de Energia Elétrica**, no art. 2º da Lei nº 11.909/2009, sob autorização da ANP, dada a sua distinção em relação aos Gasodutos de Transporte, de Transferência e de Distribuição Local. Os bens referentes ao gasoduto de interesse exclusivo da central geradora de energia elétrica devem ser tratados como vinculados à atividade de geração, recebendo a mesma destinação dos ativos da usina termelétrica: se de propriedade de um termelétrico sob regime de produção independente de energia elétrica, não são reversíveis à União Federal, tal qual a Usina Termelétrica, caso sejam vinculados a uma termelétrica sob regime de concessão de serviço público, serão reversíveis.

36. Há de ser aperfeiçoado ainda o conceito de autoprodutor e autoimportador de gás natural para se permitir a exploração da sinergia própria da geração *reservoir-to-wire*. Assim, como ocorre na autoprodução de energia elétrica destinada às atividades industriais eletrointensivas, na autoprodução de gás natural muitas vezes a natureza das atividades, a alocação de seus riscos e a financiabilidade de novos investimentos exigem a segregação societária. Cria-se uma sociedade de propósito específico que gera e comercializada a energia elétrica (SPE Energia) e outra sociedade de propósito específico responsável pela produção e exploração do gás natural (SPE Gás).

37. Como sabido, a personalidade jurídica é uma ficção legal. Não se pode desconsiderar a realidade técnica e econômica da conversão de gás natural em eletricidade, simplesmente porque diferentes fases do processo produtivo são alocadas em CNPJs distintos. Assim, a exemplo do que já existe no Setor Elétrico sugerem-se ajustes no conceito de autoprodução de autoimportação de gás natural.

38. A proposta de aperfeiçoamento em análise passa por alterações na Lei nº 11.909/2009 a seguir destacadas, que não foram incluídas na proposta da CP 33/2017-MME:

Lei nº 11.909/2009		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art. 2º...	Art.2º...	Art.2º...
IX - Consumo Próprio: volume de gás natural consumido exclusivamente nos processos de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento do gás natural;	...	IX - Consumo Próprio: volume de gás natural consumido exclusivamente nos processos de produção, coleta, transferência, estocagem, processamento do gás natural e geração de energia elétrica;
...	...	XIX-A - Gasoduto de Interesse Exclusivo da Central de Geradora de Energia Elétrica - dutos integrantes da central geradora de energia elétrica, destinados exclusivamente à movimentação de gás natural cativo desde os poços produtores, das instalações de processamento, tratamento ou de estocagem até a central de geração de energia elétrica;
XXXII - Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais;	...	XXXII - Autoprodutor: agente que atua na Exploração e Produção de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou de geração de energia elétrica;
XXXIII - Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.	...	XXXIII - Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou de geração de energia elétrica; Parágrafo único - Também são considerados autoprodutores ou

		autoimportadores os consumidores que: I - participem direta ou indiretamente da sociedade empresarial titular da respectiva autorização, limitados à proporção da participação societária com direito a voto; e II - estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.
art.3º	art.3º	art.3º
§ 1º 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, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.	...	§ 1º 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 aos gasodutos de interesse exclusivo de central de cogeração de energia elétrica, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.
CAPÍTULO V DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E DAS INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO, TRATAMENTO, LIQUEFAÇÃO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	...	CAPÍTULO V DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E DE INTERESSE EXCLUSIVO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DAS INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO, TRATAMENTO, LIQUEFAÇÃO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL
Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.	...	Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, os gasodutos de interesse exclusivo das centrais de cogeração de energia elétrica, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão

		obrigados a permitir o acesso de terceiros.
...	...	Art. 45-A. Os projetos de cogeração de energia elétrica associados à exploração e produção de gás natural cativo são considerados de interesse estratégico para atendimento da demanda nacional de energia elétrica. Parágrafo Único - Os bens referentes aos gasodutos de interesse exclusivo das centrais de cogeração de energia elétrica serão considerados vinculados à respectiva outorga de geração de energia elétrica.
Decreto nº 7.382/2010		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art. 64.	Art. 64.	Art. 64.
§ 5º Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos III e IV do art. 2º, entende-se como suas instalações aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.	...	§ 5º Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos III e IV do art. 2º, entende-se como suas instalações aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade empresarial que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural ou por diferentes sociedades empresariais que estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas à sociedade empresarial que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.

		pela mesma sociedade que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural.
--	--	---

V. EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA COM NOVOS PROJETOS DE E&P

39. O modelo regulatório atual pauta a expansão do parque gerador na contratação regulada de energia elétrica, nos termos do art. 2º da Lei nº 10.848/2004. Entretanto, o marco legal não considera as inovações da indústria de gás natural vinculadas à geração de energia elétrica.

40. É interessante que novos investimentos encontrem na contratação regulada de longo prazo facilidades relacionadas à financiabilidade dos projetos. Como sabido, os recebíveis dos CCEARs são ofertados em garantia aos financiadores permitindo a redução do risco de crédito e a obtenção melhores taxas.

41. A geração de energia elétrica no sistema de *reservoir-to-wire* envolve investimentos vultosos tanto na implantação da central geradora de energia elétrica, quanto - e principalmente - na exploração e produção do gás natural cativo. Assim, os investimentos na perfuração de novos poços de exploração e produção de gás natural devem ser considerados novos empreendimentos de energia elétrica sempre que se tratar de gás destinado à geração de energia elétrica. Assim, é oportuno o aperfeiçoamento do marco legal para que seja incluído no §6º do art. 2º da Lei nº 10.848/2004 uma definição de novos empreendimentos de geração que contemple a especificidade da indústria do gás natural cativo. A consideração do empreendimento não pode estar atrelada à autorização para geração de energia elétrica, mas ao início da lavra da jazida de gás natural. Mesmo que a UTE já tenha autorização específica, se não houve início da produção de gás natural, o empreendimento deve ser considerado como energia nova.

42. Além disso, é importante frisar que a proposta do MME de separação do produto lastro da contratação de energia elétrica não poderá retirar a vantagem da

contratação de longo prazo e a possibilidade de dação dos recebíveis em garantia aos financiadores. Para tanto, sugere-se a manutenção da contratação regulada de energia por meio de contratos de longo prazo para os novos empreendimentos (ponto que não exige alteração no marco legal atual), bem como a faculdade de dação dos recebíveis do encargo que remunerará o lastro de energia em garantia mediante ateste da ANEEL. Para este ponto, sugere-se adequação na Lei nº 10.604/2002 para assegurar o direito do gerador ofertar os recebíveis da contratação de lastro em garantia ao financiador.

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art. 2º...	art.2º	Art.2º...
§6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início de processo público licitatório para a expansão e comercialização da oferta de energia elétrica:	§6º...	§6º...
		III - não tenham iniciado a lavra de jazida de gás natural destinada à geração de energia elétrica.
Lei nº 10.604/2002		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.1 As concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão.		

Parágrafo único. Excepcionalmente, as concessionárias de serviço público de energia elétrica poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência desta Lei.		
		Art. 1-A Os agentes de geração de energia elétrica poderão oferecer em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer operação financeira os ativos vinculados ao objeto de sua outorga, bem como os direitos emergentes decorrentes das contratações de energia, de lastro e de reserva previstas na Lei nº 10.848/2004.
		Parágrafo único - A ANEEL deverá emitir certificado de recebíveis de que trata o § 3º do art. 3-C da Lei nº 10.848/2004 para fins da constituição de ativo regulatório que poderá ser ofertado em garantia nos termos do caput deste artigo.

VI. TRATAMENTO DAS EXPOSIÇÕES NO MERCADO DE CURTO PRAZO NOS CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE

43. Os contratos por disponibilidade oriundos dos leilões de energia nova sofreram sucessivas mudanças no decorrer dos anos, muitas delas relacionadas ao tratamento das exposições no mercado de curto prazo provocadas pelas indisponibilidades das usinas.

44. A partir de 2011, quando houve uma substancial alteração do tratamento das indisponibilidades nos CCEARs, a regra impôs que no caso de despacho por mérito a usina deve entregar a energia de forma física ou financeira, ou seja, a cada hora a

potência comprometida no contrato passa a ser um compromisso de geração, que na hipótese de indisponibilidade impõe ao vendedor um pagamento da exposição a PLD decorrente da energia não gerada.

45. Pode-se dizer, assim, que os contratos por disponibilidade se tornaram uma “opção de compra”, onde a distribuidora paga uma Receita Fixa (prêmio da opção) e tem o direito de receber a energia ao custo do CVU da usina (preço de exercício da opção).

46. A exposição ao risco do PLD, nestes casos, ocorre mesmo em situações em que a planta apresenta uma disponibilidade efetiva exatamente igual à disponibilidade declarada no leilão para cálculo da sua garantia física, que é a performance que ela se compromete a ter durante a vigência do contrato.

47. A obrigação de repor imediatamente toda e qualquer falha aos preços do mercado de curto prazo faz com que os CCEARs envolvam sérios riscos para o gerador, resultando em um efeito justamente oposto ao desejado dos contratos por disponibilidade, que é o de proporcionar segurança ao investidor em um negócio de baixo risco e que propicie um baixo preço da energia.

48. Para resolver esta questão, o contrato por disponibilidade deve ser entendido como um “contrato de aluguel”, em que a geração da planta pertence ao comprador (distribuidora), enquanto que a usina tem o compromisso de apresentar uma disponibilidade igual ou melhor à de referência declarada no leilão, não tendo, nestes casos, exposição aos preços no mercado de curto prazo.

49. Dessa maneira, para que os índices de indisponibilidade se tornem mais aderentes à realidade operativa das térmicas, propõe-se que no leilão, ao invés de declarar índices de indisponibilidade, os geradores declarem um cronograma de manutenções programadas e índices de parada forçada que variam para cada ano de operação.

50. O cronograma de manutenção programada seria dividido em duas informações: (i) o número de dias de parada em função do número de horas de operação

(geralmente dada pelo fabricante), e (ii) o número de dias de parada que necessariamente devem ocorrer por ano, independentemente dos níveis de despacho.

51. O índice de paradas forçadas, assim como hoje, seria informado em termos percentuais, mas com a abertura de se declarar valores diferentes para cada ano de operação. Isso permite que nos primeiros anos, quando problemas e imprevistos ocorrem com maior frequência (“curva da banheira”), o agente declare índices de paradas forçadas maiores.

52. Ao fim de cada ano, o desempenho da usina seria comparado com o desempenho comprometido de referência, conforme o cronograma de manutenções programadas e índices de parada forçada declarados. Se a disponibilidade apurada for igual à de referência, as exposições negativas no mercado de curto prazo ficam a cargo do comprador, ao passo que as exposições adicionais decorrentes de indisponibilidades maiores que a de referência implicariam em um ressarcimento pago pelo vendedor no decorrer dos 60 (sessenta) meses seguintes, gerando uma maior previsibilidade de custos para mitigar os riscos do agente.

53. Caso o desempenho da planta seja melhor que a referência, as exposições positivas no mercado de curto prazo seriam revertidas em créditos ao vendedor, que pode usá-los para reduzir as parcelas dos pagamentos de ressarcimentos passados.

54. O perfil de indisponibilidade declarado pelo agente deverá ser incorporado no cálculo da garantia física, COP e CEC nos leilões, fazendo com que diferentes desempenhos de referência influenciem a competitividade de cada projeto de forma adequada.

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.3º	Art. 3º	Art. 3º
		§4º Nas contratações por disponibilidade de energia, o edital da licitação deverá prever a obrigação do vendedor ressarcir em 60 (sessenta) meses, os valores decorrentes de exposição ao mercado de curto prazo provocada por

		indisponibilidades superiores às declaradas na fase de habilitação dos licitantes, mediante mecanismos de compensação com créditos gerados pelo desempenho superior à indisponibilidade declarada.
--	--	--

VII. DESPACHO/OPERAÇÃO DAS TÉRMICAS

55. Quando os geradores se habilitam junto à Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e participam das licitações realizadas pela ANEEL e/ou CCEE, as condições efetivas de suas propostas são baseadas na frequência de acionamento das Usinas Termelétricas estimada pela própria EPE, considerando (i) a matriz hidrotérmica do sistema, (ii) a natureza das termelétricas por disponibilidade e (iii) a política operativa do ONS. Essa contratação por disponibilidade não é planejada para geração ininterrupta. Em regra, a termelétrica por disponibilidade deveria ser acionada apenas quando o Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”) ultrapassar o seu Custo Variável Unitário (“CVU”).

56. Na contratação por disponibilidade, o CCEAR prevê a remuneração do gerador por duas parcelas distintas. A primeira é a Receita Fixa (“RF”), que é utilizada para remunerar custos de Operação e Manutenção (“O&M”) fixos, *equity*, financiamento, encargos, taxas, impostos e despesas com combustível referentes à inflexibilidade operativa. Já os Custos Variáveis Unitários (“CVU”) remuneram as despesas variáveis, em especial, o custo do combustível e os custos de O&M variável.

57. A parcela de O&M variável é calculada em função da estimativa de despacho, uma vez que: (i) os custos de manutenção são influenciados pelo número de partidas da máquina e (ii) as grandes manutenções (*overhaul*) possuem custos não constantes ao longo da vida útil da usina e que são crescentes na medida em que a usina envelhece.

58. Planejadas para operarem de forma atrelada à variação do PLD, as usinas da Eneva são solicitadas a despachar com uma frequência muito maior do que a indicada pelos modelos computacionais para formação de preços e planejamento energético disponibilizados na época dos Leilões de contratação regulada por disponibilidade. A UTE Itaquí e as usinas do Complexo Parnaíba, por exemplo, desde o

início de sua operação comercial estiveram despachadas 92% do tempo, enquanto a UTE Pecém II esteve despachada 88% do tempo desde outubro/2013.

59. Por fatos supervenientes e alheios à vontade dos empreendedores, as estimativas da EPE de frequência de despacho não se confirmaram. Dentre as causas imprevisíveis e de consequência incalculáveis ao tempo dos leilões regulados, destacam-se **(i)** a redução na capacidade de regularização das bacias hídricas, **(ii)** a inserção de fontes intermitentes (em especial eólicas), que vem acarretando um despacho modulado – não contínuo - para as térmicas, vez que estas atuam conforme evolução diária (curva) da carga, quando as eólicas não geram o estimado pelo ONS e **(iii)** a alteração de conjunto normativo regulatório que dispõe sobre despacho, como é o caso da Resolução CNPE 3/2013 com o acionamento das térmicas fora da ordem de mérito.

60. As mudanças no planejamento de operação do despacho centralizado ocasionaram uma geração ininterrupta e excessiva que culminaram no desequilíbrio econômico-financeiro dos agentes termelétricos. Os custos com grandes manutenções, estimados em função do tempo de acionamento e número de partidas não são condizentes com a realidade operativa recente do ONS. As estimativas de CVU não consideraram a operação praticamente ininterrupta das termelétricas.

61. Além disso, a forma de remuneração da geração fora da ordem de mérito não captura os custos reais do acionamento das usinas. Somente a partir do Leilão A-3/2011 (inclusive) é que os CCEARs (cláusula 5.9) passaram a indicar que o CVU definido no leilão se aplicaria também para os despachos realizados fora da ordem de mérito. Mas, ainda assim, os modelos não permitem a previsão deste tipo de despacho. O CVU estimado para o acionamento atrelado à variação do PLD não é suficiente para custear a operação fora da ordem de mérito na forma como tem sido demandada pelo ONS.

62. As mudanças na metodologia de cálculo do Custo Marginal de Operação (“CMO”) e as falhas de planejamento do Poder Concedente acarretaram alterações significativas no modelo econômico originalmente fixado. A ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 158/2016-SRG/ANEEL, reconheceu que os custos reais de operação não

estão sendo adequadamente remunerados, mas até o momento não foi possível corrigir as distorções. É importante que os empreendedores tenham segurança jurídica no que se refere a sua forma de remuneração. O aperfeiçoamento do marco legal, ora em debate, deve atentar para esta realidade.

63. A presente contribuição traz propostas para o aperfeiçoamento do despacho do ONS em relação à contrapartida a que fazem jus os agentes de geração, para garantir-lhes a segurança jurídica necessária à realização dos investimentos demandados para a expansão do parque gerador e o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos, evitando a judicialização do tema.

a. Despacho por ordem de mérito e alteração da política operativa

64. A infraestrutura e os índices de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – (“TEIF”) e de Indisponibilidade Programada (“IP”) das usinas foram planejados e declarados tomando como referência a probabilidade de despacho térmico estimada pela EPE ao tempo das licitações públicas. Note-se que a eficiência das máquinas e a infraestrutura são diretamente impactadas pelo nível de despacho da usina (ex.: logística de carvão, disposição de cinzas, manutenções corretivas, etc).

65. Para a UTE Itaquí, por exemplo, apenas 13% das séries da rodada oficial do Newave utilizada no leilão consideravam um despacho maior do que 50%, enquanto menos de 5% das séries resultavam em um despacho acima de 60%. O despacho de Itaquí é tão acima do previsto que nem mesmo no Percentil 99% dos cenários o despacho verificado se iguala ao verificado até hoje.

66. Ademais, não bastasse o despacho muito superior ao previsto, o ONS, desde a entrada em operação comercial das UTEs, vem despachando-as em potências inferiores à potência máxima (“**Carga Parcial Flat**”), seja na etapa de planejamento ou na operação em tempo real. As unidades geradoras que foram planejadas para operar em potência máxima, passaram a ser operadas em carga parcial flat, para atender a demanda do ONS por maior confiabilidade para a operação do Sistema.

67. Entretanto, nem à época da realização dos leilões, nem atualmente, é possível prever quanto ou quando as usinas serão moduladas. Essa imprevisibilidade não permite aos agentes considerarem o custo diferenciado da geração em Carga Parcial Flat decorrente da perda de eficiência das unidades geradoras em seu CVU. De fato, os geradores consomem mais combustível quando despachados em configuração diferente da potência máxima, como é o caso do despacho parcial flat. Tanto é que a ANEEL autoriza o ONS a utilizar, na programação do despacho fora da ordem de mérito, valores diferenciados de CVU quando as usinas operam em configurações de ciclo aberto ou ciclo combinado em carga reduzida.

68. Como o CVU das usinas foi estimado ao tempo dos leilões a partir de estimativas alinhadas com a política operativa vigente à época, segundo a qual ao despacho seria eventual ($PLD > CVU$) e a plena carga, os custos reais da operação ininterrupta demandada atualmente pelo ONS não foram considerados.

69. Embora seja reconhecido que não se pode retirar do ONS a tutela da confiabilidade do Sistema, a Constituição Federal assegura aos licitantes a manutenção das condições efetivas de suas propostas (Art. 37, XXI, CF). A falta de remuneração para os custos reais decorrentes da atual política operativa do ONS leva os agentes para o Judiciário a fim de evitarem o desequilíbrio econômico-financeiro de seus contratos.

70. É necessário o aperfeiçoamento do marco legal para adequar a remuneração das empresas às alterações de política operativa do ONS que imponham custos imprevistos ao tempo das licitações públicas para contratação regulada de energia. A alteração é importante inclusive para preservar a modicidade tarifária da contratação regulada. Caso a valoração do CVU constante da contratação regulada (prevista para despacho associado à variação do PLD) seja parâmetro de valoração da geração ininterrupta de geração fora da ordem de mérito, os agentes passarão a incluir no CVU das próximas contratações todos os custos da geração ininterrupta, contrariando a modicidade tarifária. Além disso, a precificação correta da oferta de geração fora da ordem mérito será mais precisa se realizada ao tempo e modo mediante contratação específica, capturando a vantagem competitiva de cada vendedor em

benefício da modicidade. Ademais, com maior clareza na formação do preço da contratação regulada, dos custos adicionais relacionados à operação e segurança do Sistema, bem como da geração por garantia energética, serão permitidas maiores segurança jurídica e previsibilidade de receitas - necessárias à realização de investimentos em geração.

71. Por esse motivo, sugerimos alterações na Lei nº 10.848/2004 para assegurar aos geradores a remuneração pelos custos adicionais relacionados a cada tipo de operação de forma que, conforme sejam despachados, recebam os valores de custos mais próximos à realidade operativa de cada tipo de operação.

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.1º	Art.1º	Art.1º
§4º	§4º	§4º
III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;	...	III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia, operação modulada e despacho parcial de unidades geradoras, assegurada a remuneração integral aos agentes geradores pelos custos adicionais;

b. Despacho por Garantia Energética

72. Conforme destacado acima, as estimativas consideradas quando da formação do CVU, estão dissociadas da política operativa atual adotada pelo ONS no despacho em tempo real, o que tem levado os geradores a incorrerem em custos efetivos muito superiores àqueles esperados quando da concepção dos projetos das usinas termelétricas, principalmente pelo aumento do consumo específico na partida e no desligamento e custo com combustível secundário, dentre outros.

73. Induzir a inclusão no CVU de estimativas de despacho fora da ordem de mérito seria inserir sinal econômico inadequado e ineficiente. O CVU é um parâmetro da contratação de energia por disponibilidade e a contratação de energia por garantia energética tem outra fundamentação econômica. Foi visto anteriormente que o CVU dos

CCEARs não foi calculado para a geração ininterrupta, mas para geração eventual quando o PLD for maior que o CVU. Utilizar o CVU dos CCEARs para remunerar a geração fora da ordem de mérito fará com que o CVU seja recalculado com a inclusão de custos reais da geração ininterrupta que seriam inadequadamente carregados para os CCEARs. Não há eficiência alocativa nesta opção. O despacho fora da ordem de mérito não está relacionado diretamente ao vínculo contratual estabelecido nos CCEARs entre as usinas e as distribuidoras, mas a um interesse sistêmico. A remuneração da geração por garantia energética deve estar atrelada apenas aos seus custos reais e o mesmo deve ser observado na contratação por disponibilidade do CCEARs.

74. Não é por outro motivo que a experiência internacional tem optado por um sistema de oferta de preço para despacho fora da ordem do mérito, analogamente ao que hoje se usa para definir geração para exportação. De posse destas ofertas de preço, os despachos fora da ordem de mérito seriam resultado de um modelo de otimização que minimiza o custo total da operação fora da ordem de mérito, incluindo restrições operativas indicados por cada térmica (tempo de partida, tempo mínimo de operação contínua, potência mínima, etc). O processo seguiria os seguintes passos, que poderão ser disciplinados por regulamento (Decreto Presidencial):

- i. Despacho por ordem de mérito definido pelos modelos computacionais do PMO;
- ii. Montante total de despacho fora da ordem de mérito definido pelo ONS, conforme diretriz do CMSE;
- iii. Geradores não despachados por mérito fazem ofertas para leilão de despacho fora da ordem de mérito - as ofertas incluem preços de partida, de parada, em carga plena e em carga reduzida, além de suas restrições operativas;
- iv. De forma transitória, o leilão pode ser feito através de informação de preço único (constante), tal como já ocorre com os CVUs declarados para exportação de energia;
- v. O ONS resolve problema de restrições operativas, considerando as características técnicas das Usinas, para definir quais os geradores irão despachar fora da ordem de mérito em cada hora do dia seguinte;
- vi. Geradores despachados fora da ordem de mérito recebem os preços ofertados.

75. Ressaltamos também que, mesmo que as mudanças em curso nas regras de operação façam com que os despachos fora da ordem de mérito sejam incorporados na ordem de mérito, o impacto da imprevisibilidade do tempo médio de acionamento das térmicas para a geração por garantia energética, não considerado nas propostas dos leilões regulados, permanece. É essencial, portanto, que os custos já incorridos também sejam devidamente ressarcidos (vide contribuição anterior).

76. Compreende-se da proposta do MME, que o § 5-B, a ser incluído no art. 1º da Lei nº 10.848/2004, contempla a contratação de serviços ancilares por oferta de preços, mas deixa também em aberto a prerrogativa de serem valorados por custos padrão ou regra de cálculo. Entendemos que a geração por garantia energética necessita de previsão específica, com vinculação a sua contratação por oferta de preços. Para aperfeiçoamento e maior clareza da forma de remuneração dos custos da geração por garantia energética, recomendamos o seguinte aperfeiçoamento no marco legal:

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.1º	Art.1º	Art.1º
§4º	§4º	§4º
...	...	VII - mecanismos de garantia do suprimento energético, com base em contratação específica, por oferta de preços pelos agentes geradores, conforme regulamento;

c. Inflexibilidade na carga leve

77. Outro ponto que merece aperfeiçoamento no marco legal, que decorre diretamente da alteração das regras e do modelo de despacho térmico, diz respeito à classificação e remuneração da geração das usinas pelo ONS.

78. Quando as usinas são despachadas por ordem de mérito apenas nos patamares de carga pesada e média, há necessidade operacional de mantê-las ligadas durante a carga leve, o que vem afetando a remuneração dos projetos, uma vez que a remuneração a PLD desta inflexibilidade não recupera os custos variáveis incorridos.

79. Em razão de restrições operacionais, algumas UTEs não possuem a faculdade de desligar e ligar a qualquer tempo, especialmente as UTEs a carvão mineral. Essas características técnicas dos empreendimentos são informadas à EPE quando da habilitação técnica para fins de participação nos leilões, tais restrições operacionais das usinas estão detalhadas nos Cadastros de Dados Operacionais de Equipamentos (Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.18 dos Procedimentos de Rede do ONS).

80. De fato, estas restrições operacionais eram perfeitamente coerentes com as premissas vigentes quando essas usinas participaram dos leilões de energia nova que resultaram nos CCEAR que viabilizaram sua construção. Mais ainda, as próprias simulações utilizadas para o cálculo dos parâmetros “COP” e “CEC” não indicavam a necessidade de modulação por parte de usinas térmicas, ou a presença sistemática diferenças significativas de custos marginais entre os patamares da curva de carga.

81. No entanto, a partir de julho/2016, o ONS passou a classificar arbitrariamente a geração dessas termelétricas como por “*Inflexibilidade*” ao invés de por “*Garantia Energética*” ou por “*Razão Elétrica*”, como antes acontecia e que garantia o recebimento do CVU.

82. A titulação da geração para “*Inflexibilidade*” gera uma ineficiência da operação de mínimo custo do sistema, uma vez que no patamar de carga leve se constatou diversas vezes o despacho de térmicas com CVUs mais altos do que as usinas em tela despachadas por Garantia Energética, enquanto as UTEs que, em virtude de seus valores de CVU, estão despachadas por ordem de mérito nos patamares de carga média e pesada, são consideradas “*Inflexíveis*” no patamar de carga leve.

83. Desta forma, temos uma situação peculiar, na qual usinas de CVU mais alto, que por isso não são despachadas por ordem de mérito, acabam sendo acionadas em todos os patamares por Garantia Energética e recebem por toda sua produção o CVU correspondente, enquanto usinas com CVU mais baixo, que são despachadas por ordem de mérito em um ou dois patamares, recebem apenas o CVU nos horários em que são despachadas por ordem de mérito (em função das cláusulas dos respectivos CCEARs por disponibilidade) e recebem valores de PLD que são inferiores aos seus CVUs nos demais patamares.

84. Diante do exposto, entende-se que, durante o patamar de carga leve, a geração das UTEs deve ter a titulação como “Garantia Energética” ou “Razão Elétrica” (*constrained-on*), corrigindo as inconsistências descritas acima e remunerando os agentes geradores de forma coerente ao considerar as restrições operativas dos geradores térmicos. Caso não seja corrigida a classificação conforme proposto, a regra proposta no art. 1º, §4º, III, da Lei nº 10.848/2004 envolverá estes custos adicionais que deverão ser remunerados na forma definida em regulamento.

d. Projetos *reservoir-to-wire*: limites mínimo e máximo de compromisso de geração (e consumo de gás)

85. A contribuição desta seção tem por objetivo promover a compatibilização do consumo de gás de termelétricas *reservoir-to-wire* com a dinâmica de investimentos em E&P.

86. Conforme visto anteriormente, o modelo *reservoir-to-wire* envolve a implantação de usina termelétrica vinculada diretamente a um campo de gás não associado. Dessa forma, esse modelo permite monetizar o gás natural cativo sem a necessidade de conexão dessas reservas a um gasoduto de transporte para venda do gás a consumidores. Assim, a termelétrica torna-se o único consumidor desse gás e as receitas de venda da energia elétrica são a base de remuneração dos investimentos tanto na planta termelétrica como em E&P.

87. As campanhas de E&P no setor de gás natural demandam altos valores de investimento. Por essa razão, o modelo *reservoir-to-wire* requer certo grau de previsibilidade de geração, e consequentemente de receita com a venda do combustível, de forma a justificar tais decisões de investimento na ampliação das reservas comprovadas suficientes para atendimento ao despacho termelétrico.

88. Já o setor elétrico demanda disponibilidade firme de combustível para atendimento ao despacho termelétrico e para respaldar o montante de energia vendido em contratos. Entretanto, a predominância hidrelétrica na matriz faz com que a demanda termelétrica seja incerta, podendo ser alta em períodos de maior escassez hídrica, mas

bastante baixa quando as vazões afluentes estão mais elevadas e os reservatórios estão cheios.

89. Portanto, as termelétricas são uma fonte complementar à energia hidráulica nas situações de hidrologia desfavorável, e na prática, os modelos de despacho hidrotérmico de médio e longo prazos não geram previsões com a certeza necessária para o investimento em gasodutos e em E&P de gás *onshore* de forma a garantir a viabilidade dos projetos *reservoir-to-wire*.

90. A receita física recebida pelas termelétricas é utilizada para remunerar os custos de capex. No caso dos projetos integrados *reservoir-to-wire* os investimentos de capital também estão intimamente ligados à esforços de exploração e produção de gás natura que são contínuos e requerem um prazo de maturação. Desse modo, sempre que o despacho das usinas é superior a suas garantias físicas o custeio e previsibilidade dos investimentos de capital do modelo integrado é prejudicado.

91. As incertezas no despacho, expressas por inúmeros possíveis cenários de geração, são agravadas pelo recorrente despacho por Garantia Energética, que não possui regras especificadas, e o aumento da inflexibilidade, por si só, não se apresenta como uma solução adequada, uma vez que induz à utilização não racional das reservas de gás *onshore*.

92. Para solucionar este problema e viabilizar mais projetos *reservoir-to-wire* no Brasil sugere-se que, previamente ao leilão de energia, o gerador possa estabelecer limites de despacho máximo e mínimo a ser respeitado pelo operador durante o horizonte do contrato. Dessa forma, a termelétrica poderia garantir um despacho entre, por exemplo, 30% e 70%, apurado cumulativamente com base numa média móvel de, digamos, 5 (cinco) anos.

93. Os custos adicionais do consumidor decorrentes destas restrições deverão ser precificados nos leilões de energia através de adequações no cálculo dos parâmetros Garantia Física, COP e CEC, e conseqüentemente, do ICB (Índice Custo-

Benefício). Estas adequações irão refletir uma menor competitividade destes projetos, se comparados com outros idênticos, porém sem estas restrições.

94. Adequações como esta na competitividade de projetos com características específicas já foram instituídas no passado, como no caso de projetos a GNL, que por conta dos efeitos negativos dos despachos antecipados têm suas competitividades afetadas negativamente através do fator “delta k”.

95. Com uma maior previsibilidade no consumo de combustível pelas plantas, o supridor será capaz de projetar com maior precisão a necessidade de investimentos, mitigando riscos e propiciando menores custos cobrados do gerador térmico, melhorando a competitividade para que mais projetos *reservoir-to-wire* sejam viabilizados e continuem a ser propulsores da exploração do gás *onshore* no Brasil.

96. Propõe-se, portanto, um aperfeiçoamento na Lei nº 10.848/2004:

Lei nº 10.848/2004		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.3º	Art. 3º	Art. 3º
	§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.	§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar:
		I - percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre
		II - limite de despacho máximo da usina, conforme características específicas da fonte.

VIII. DESJUDICIALIZAÇÃO DO SETOR – A PARALIZAÇÃO DO MCP POR CONTA DAS AÇÕES JUDICIAIS SOBRE O AFASTAMENTO DO RATEIO DO GSF

97. As ações relacionadas ao GSF¹⁸ geraram reflexos sobre toda a liquidação do MCP. Os hidrelétricos alegaram em juízo a ilicitude dos custos que lhe foram alocados pelas regras do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Na sequência os membros do MRE impugnaram o rateio desses custos entre os hidrelétricos.

98. Após o deferimento de liminares protetivas dos membros do MRE, os credores do Mercado de Curto Prazo (“MCP”) também propuseram ações judiciais demonstrando que as regras de comercialização não estavam sendo cumpridas já que todo o ônus do GSF, inclusive aquele já assumido pelos hidrelétricos nos acordos, estavam sendo transferidos para os credores do MCP e não apenas a inadimplência dos membros do MRE.

99. A manutenção das ações de proteção, tanto ao MRE quanto ao MCP, retira liquidez do mercado, sendo necessário realizar com urgência algumas modificações para alcançar a solução definitiva para este impasse e evitar, novamente, a paralização do MCP, tais como:

- i. alteração na Lei nº 13.203/2015 para exigir dos agentes envolvidos a renúncia ao direito sobre o qual se fundas as ações de proteção;
- ii. eventual parcelamento e o pagamento dos créditos em abertos do MCP, deve ter autorização legal prévia, bem como, estabelecer a aplicação de juros sobre os créditos do MCP¹⁹.

100. Considerando que muitas vezes nem sequer é possível identificar de antemão quem serão os afetados por eventual decisão judicial, sugerimos, para o

¹⁸ O *Generation Scaling Factor* – GSF é o Fator de Ajuste do MRE, previsto nas regras de comercialização.

¹⁹ As regras de comercialização e de rateio de inadimplência exigem a aplicação de juros sobre os créditos do MCP. Nesse contexto, ao dispor do capital dos credores do MCP e utilizá-lo para financiar os geradores hidrelétricos ou os atos da Administração, a ANEEL corre o risco de suscitar nova onda de judicialização pelos credores do MCP para receberem os juros devidos sobre o seu capital. Não deve recair qualquer ônus ao terceiro de boa-fé não relacionado à gestão do MRE.. Esses agentes naturalmente buscarão em juízo receber o custo real do capital de terceiros que foram forçados a captar para honrar os compromissos do MCP, somados às perdas e danos.

aperfeiçoamento do marco legal e desestímulo à busca de liminares satisfativas de proteção, a legitimação extraordinária da ANEEL para quando atuar em juízo em nome próprio representando os interesses de todos os agentes do setor elétrico relacionados aos efeitos financeiros decorrentes de liquidações multilaterais da CCEE ou da eventual entidade centralizadora de contratos. Esse aperfeiçoamento foi sugerido a seguir através da inclusão do §4º no art.4º da Lei nº 9.427/96

101. Os aperfeiçoamentos supramencionados podem ser obtidos por alterações na Lei nº 13.203/2015 e na Lei nº 9.427/96, conforme a seguir:

Lei nº 13.203/2015		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.2º	Art.2º	Art. 2º

	§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.	§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto seja a desoneração de obrigações decorrentes das liquidações do Mercado de Curto Prazo provocadas por decisões judiciais que envolvam recontabilização das regras do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; III - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde as ações de que tratam os incisos I e II, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e IV – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.
--	--	--

...	...	§5º O agente de geração que repactuar o risco hidrológico de que trata o caput deverá adimplir todas as suas obrigações decorrentes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE perante o Mercado de Curto Prazo, atualização com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da constituição do débito até a data de sua liquidação, sem a incidência de multa de mora;
		§ 6º A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE fica autorizada a parcelar os débitos de que trata o § 5º deste artigo, observadas as seguintes condições: I - parcelamento em até 6 (seis) prestações mensais; II - atualização com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da constituição do débito até a data de sua liquidação, sem a incidência de multa de mora; § 7º O credor do Mercado de Curto Prazo que tiver seus créditos retidos por força do rateio dos impactos financeiros da suspensão de exigibilidade ou do parcelamento dos valores relacionados ao Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, de que trata o <i>caput</i>, receberá seus créditos atualizados com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC da data da retenção do crédito até a data de sua liquidação, desse que observadas as seguintes condições:

		II - tenha desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto seja a desoneração de obrigações decorrentes das liquidações do Mercado de Curto Prazo provocadas por decisões judiciais que envolvam recontabilização das regras do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II – renuncie ao recebimento de multa de mora, mediante termo a ser disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; § 8º Os créditos de que trata o §7º serão liberados pela CCEE proporção dos valores adimplidos pelos agentes de geração que repactuarem o risco hidrológico atualizados com base na taxa do Sistema de Liquidação e de Custódia - SELIC, da data da constituição do débito até a data de sua liquidação.
Lei nº 9.427/96		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art.4º	Art.4º	Art. 4º
		§4º -Quando demanda em juízo em ações que possam gerar efeitos financeiros reflexos sobre os agentes econômicos do setor elétrico ou sobre os consumidores, a ANEEL defenderá em nome próprio o interesse dos agentes econômicos e dos consumidores, devendo ainda publicar em seu sítio na rede mundial de computadores a relação das referidas ações judiciais.

IX. COMPLEXO INDUSTRIAL

102. Há entendimento pacífico na ANEEL²⁰ segundo o qual o art. 12, III, c/c o art. 17, §3º, da Lei nº 9.074/95 permite que o consumidor industrial se conecte diretamente à rede de interesse restrito da central geradora de quem adquire energia elétrica. Entretanto, os referidos dispositivos ainda não possuem clareza suficiente para afastar disputas ineficientes por defesa de mercado, muitas vezes travadas por distribuidoras que querem cobrar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição pelas instalações de propriedade do gerador, internas ao Complexo Industrial, mantidas e operadas em compartilhamento de infraestrutura industrial de alta complexidade pelos próprios agentes do Complexo.

103. O ordenamento regulatório é claro em assegurar o direito dos consumidores de livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão (art. 15, §6º da Lei nº 9.074/95) e com a mesma clareza destaca que não existe monopólio jurídico ou regime de exclusividade da Distribuidora (art. 16 da Lei nº 8.987/95).

104. As redes internas e compartilhadas em sinergia no processo industrial são de propriedade particular de indústrias e geradores, organizados sob o respaldo legal e com a formalização de Complexos Industriais, previstos em lei municipal específica. Esses agentes realizam grandes investimentos no aumento da competitividade da produção brasileira. Não há prestação de serviço por parte da concessionária de distribuição dentro do Complexo Industrial. O risco e a responsabilidade civil sobre essas instalações industriais são dos agentes do Complexo Industrial. A tentativa das distribuidoras de energia elétrica de impedir a autoprodução de energia elétrica dentro do Complexo Industrial não está lastreada do ponto de vista jurídico. Contudo, na prática, algumas distribuidoras propõem ações judiciais, pedidos administrativos de invalidação e promovem barreiras técnicas – ações moldadas para criar insegurança jurídica e impedir o exercício da livre iniciativa sob o argumento de defesa de um inexistente monopólio jurídico da distribuição de energia elétrica.

²⁰ Pareceres nº 395/2012, 400/2011 e 253/2016-PF/ANEEL; Despacho ANEEL nº 4.673/2009, Nota Técnica nº 104/2016-SRD/ANEEL, RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA ANEEL nº 6.404/2017.

105. Além disso, é necessário modernizar o conceito legal para inclusão dos projetos *reservoir-to-wire*. O potencial de exploração do gás natural no Brasil é dificultado pela inexistência de uma rede nacional integrada e capilarizada de gasodutos de transporte para os centros de consumo. Não se pode restringir ainda mais a competitividade da produção industrial, impedindo que indústrias e geradores se organizem em estruturas eficientes integradas com os pontos de produção e exploração de gás natural. Uma das alternativas é a implantação de Complexos Industriais com ganhos de sinergia, redução de custos com logística e infraestrutura, conectando produção e exploração de gás natural cativo, geração de energia elétrica e atividade industrial eletrointensiva, que ainda pode se valer da utilização de derivados de petróleo ou do próprio gás como insumo.

106. Nesse sentido, apresentamos a seguir os seguintes aperfeiçoamentos na Lei nº 9.074/95 e na Lei nº 10.848/2004:

Lei nº 9.074/95		
Texto legal original	Proposta da CP 33/2017-MME	Proposta da ENEVA
Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:	Art.12º	Art. 12º
(...) III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração; (...)		III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração, derivados de petróleo ou gás natural;
Art. 15	Art.15	Art. 15
		§6-A - É assegurado ao consumidor suprido pelo complexo industrial, na forma do inciso III do art. 12 desta Lei, o acesso direto às instalações de transmissão da central geradora, prevista no §3º do art. 17 desta lei.

Lei nº 10.848/2004		
		Art.2-D A comercialização de energia elétrica, dentro do complexo industrial, prevista no inciso III do art. 12 da Lei nº 9.074/95 deverá observar as seguintes condições: I - O produtor independente será o responsável pela contratação de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; II - A carga de consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial será considerada carga diretamente atendida pelo produtor independente, cujo suprimento, por meio de geração ou garantia física, poderá ser complementado mediante contratos de compra de energia de terceiros; III - No eventual cálculo de garantia física do produtor independente de energia deverá ser considerada a carga dos consumidores integrantes de complexo industrial. IV - O produtor independente será o responsável pela implantação do sistema de medição de faturamento de energia em seu ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN, não sendo necessária a instalação de medição específica para sua carga própria ou dos consumidores integrantes do complexo industrial.