



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Produto executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), em 1º de março de 2012.

Projeto META TDR nº 64 | Produto 4 | Relatório Técnico

Estudos para o Desenvolvimento da Política de Longo Prazo para a
Comercialização de Petróleo e de gás Natural da União

17 de dezembro de 2018

Glossário	4
Introdução	5
Modelos de comercialização propostos na Fase 3	6
Principais parâmetros de comercialização	6
Objetivos do programa	7
Modelos propostos	8
Modelo A1: “Manutenção do <i>Status-Quo</i> ”	9
Modelo A2: “Agrupamento de Recursos”	10
Modelo B: “Otimização da Cadeia de Valor”	12
Avaliação dos três modelos e considerações jurídicas:	15
Comercialização de petróleo	15
Comercialização de gás natural	15
Implicações jurídicas	16
Considerações econômicas	18
Considerações de Óleo	18
Considerações de Gás	20
Roteiro de implementação	25
Roteiro para comercialização de óleo	25
Roteiro para comercialização de gás natural	27
Apêndice 1 – Retornos dos participantes do Workshop 2	32
Vantagens e desvantagens de cada modelo sugerido	32
Sessão do Setor de Gás	32
Sessão do Setor de Óleo	34
Sessão de análise jurídica	36
Apêndice 2 – Responsáveis pela elaboração:	42



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Produto executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), em 1º de março de 2012.

Apêndice 3 – Minuta de Resolução CNPE	43
Apêndice 4 – Objetivo e conteúdo da Minuta de Resolução CNPE	52



Produto executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), em 1º de março de 2012.

Glossário

APMC (Alberta Petroleum Marketing Commission) - Comissão de Comercialização de Petróleo de Alberta

DNR (Alaska Department of Natural Resources) Departamento de Recursos Naturais do Alasca

EBN Empresa brasileira de navegação

FPSO (Floating production storage and offloading) Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência

ICMS Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação

IHSM IHS Markit

ISS Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza

JV (Joint Venture) - Consórcio

GNL (LNG) Gás natural liquefeito

GLP (LPG) Gás Liquefeito de Petróleo

PSA (Production Sharing Agreement) – Contrato de Partilha da Produção (CPP)

RIK (Royalty in Kind programs) - Programas de *Royalty* em Espécie

RFB Receita Federal do Brasil

STS (Ship-to-ship) Navio para Navio

ToP (Take or Pay) - Contrato com Limites de Consumo Mínimo

TOR (Transfer of Rights) - Cessão Onerosa

YTF (Yet-to-Find) – Estimativa de recursos a serem descobertos

Introdução

A IHSM foi contratada para colaborar no desenvolvimento da política de longo prazo para a comercialização de petróleo e de gás natural da União. Mais especificamente, a IHSM irá:

- Realizar análises estratégicas e comparativas de modelos comerciais globais;
- Realizar um estudo de caso de modelos de negociação a serem implementados no Brasil e elaborar recomendações; e
- Apoiar a elaboração de uma Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e Recomendação Final para a implementação da política de longo prazo para a comercialização de petróleo e de gás natural da União.

Na fase 2 anterior, a IHS Markit realizou análises estratégicas e comparativas de modelos de negociação global que tiveram por objetivo fornecer o contexto necessário para a avaliação realizada na Fase 3, onde foram avaliados modelos comerciais potencialmente aplicáveis ao Brasil e desenvolvidas recomendações preliminares para uma política de longo prazo. Nesse sentido:

- Temos já realizado um estudo de caso do(s) modelo(s) de negociação a ser implementado(s) no Brasil, conforme a legislação atual de petróleo e gás, as especificidades das indústrias de petróleo e gás, levando em consideração todas as informações básicas dos estudos anteriormente realizados
- Temos fornecido as seguintes recomendações:
 - preliminares sobre modelos comerciais que poderiam ser implementados na jurisdição brasileira
 - prós e contras, vantagens e desvantagens, bem como custos de oportunidade para a implementação de cada um dos modelos de negociação considerados
- O estudo de caso se baseou:
 - na análise da infraestrutura, logística e gargalos nacionais e regionais, das refinarias, do mix de produtos, da oferta e demanda, da qualidade dos produtos brasileiros e de potenciais forças disruptivas
 - na análise do volume de petróleo e gás, valor, capacidade de escoamento, transporte e das potenciais forças disruptivas da indústria de petróleo e gás
 - na avaliação da política jurídica assim como na análise comparativa de cada modelo de negociação identificado em relação à jurisdição brasileira
 - na avaliação dos regimes de política fiscal e tributária e na análise comparativa de cada um dos modelos de negociação identificados, tanto na política fiscal brasileira, quanto nos regimes de tributação
 - na avaliação comparativa da legislação em vigor e de potenciais cláusulas legais brasileiras para cada modelo de negociação identificado
 - na avaliação econômica comparativa dos fatores estruturais e fatores de mercado que influenciam seja positiva ou negativamente o setor brasileiro de comercialização de petróleo e gás
 - na avaliação comparativa das principais questões técnicas e operacionais identificadas nos modelos de negociação estudados, bem como dos impactos positivos e negativos que essas questões possam ter sobre as atividades de comercialização de petróleo e gás no Brasil
 - na avaliação comparativa das análises SWOT realizadas para cada modelo de negociação estudado, bem como da forma em que potenciais questões técnicas e operacionais poderiam afetar as atividades de negociação no Brasil
 - na avaliação comparativa da governança nacional e da gestão estratégica em vigor para cada modelo de negociação estudado, bem como recomendações sobre modelos de governança e gestão estratégica aplicáveis ao Brasil.

Agora nesta Fase 4, incorporaremos todos os *feedbacks* recebidos durante o Workshop 2 com os principais *stakeholders* de diferentes pontos da cadeia de energia do Brasil e apresentaremos caminhos alternativos e modificações estruturais e regulatórias para uma eventual implementação de uma política de comercialização no longo prazo diferente do modelo atual.

Modelos de comercialização propostos na Fase 3

Esta seção reapresenta a abordagem desenvolvida na fase 3 e os modelos propostos para o desenvolvimento de uma política de comercialização de longo-prazo.

Principais parâmetros de comercialização

Na Fase 2 deste projeto, consideramos as melhores práticas em Comércio Internacional, bem como os modelos de negociação adotados por várias jurisdições. Para realizar um estudo de caso para o Brasil, uma estrutura e seus principais parâmetros tiveram que ser desenvolvidos. Assim, vários parâmetros foram discutidos e uma lista de cinco deles foi identificada como suficiente para descrever as principais diferenças entre os modelos de negociação considerados na Fase 2. Os parâmetros identificados foram:

- 1. Estrutura de comercialização:** definição da estrutura e organização das atividades de comercialização
- 2. Ponto de medição:** ponto de medição da *commodity* entre a PPSA (ou organização governamental análoga) e o operador/comercializador/cliente
- 3. Logística:** logística no local para transporte/processamento da *commodity* através da infraestrutura/cadeia de valor
- 4. Agrupamento de recursos:** origem do volume comercializado/negociado pela PPSA (ou organização governamental análoga)
 - ativos (volumes dos contratos da União)
 - volumes físicos próprios e de terceiros, poderia incluir a produção do Governo Federal, bem como o volume de um parceiro minoritário, por exemplo
 - financeiros ou derivados
- 5. Commodity:** o tipo de volume comercializado, tanto primário (produção de petróleo e gás) quanto secundário (derivados de petróleo, energia, químicos)

Esses cinco parâmetros formam a estrutura utilizada para considerar e avaliar as diferentes abordagens para o Brasil.

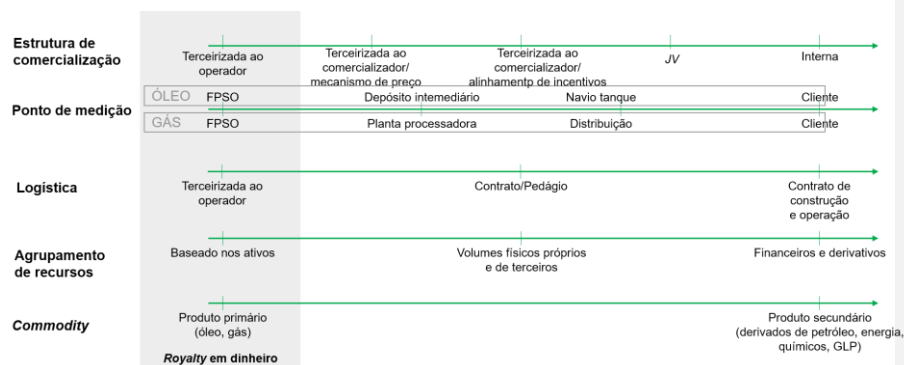


Figura 1: Estrutura do modelo de comercialização. Fonte: Análise da IHS Markit

Objetivos do programa

Ao considerar os vários modelos de comercialização acima, pode-se concluir que a maioria das jurisdições escolhe seu modelo seja motivado pelo Valor, ou motivado por uma Política Energética. Na maioria dos casos, os programas de *Royalty* em Espécie são usados para evitar controvérsias sobre como avaliar o petróleo e o gás com o operador / participantes e são tidos como uma maneira muito valiosa de se entender o mercado. A tabela abaixo descreve os princípios dos dois modelos:

A. Modelo baseado no Valor	B. Modelo baseado na Política Energética
O programa se concentra exclusivamente em aumentar a receita do governo da maneira mais eficiente	O foco do programa consiste em aumentar a receita e, ao mesmo tempo, incorporar objetivos estratégicos no setor
<ul style="list-style-type: none"> focando na receita e no fluxo de caixa direto / de curto prazo mantendo baixa intervenção no mercado minimizando a necessidade de expandir a participação do governo 	<ul style="list-style-type: none"> responsabilizando-se pela geração de receitas tanto diretas quanto indiretas envolvendo-se ativamente no desenvolvimento de mercado / infraestrutura aumentando a transparência e a liquidez no mercado incentivando a indústria local

Tabela 1: A filosofia dos programas Royalty em Espécie

Quer se trate de uma filosofia Orientada para a Receita, ou de uma filosofia Orientada para a Política Energética, os Fatores Críticos de Sucesso dos diferentes programas de *Royalty* em Espécie descritos no Relatório Técnico 2, podem no geral se resumir a:

- Potencial de receita:** qual é o nível de receita que pode ser atingido pelo programa escolhido, supondo que o modelo possa ser executado com sucesso?
- Transparência:** Quão transparente seria este programa? Quais são os riscos de conluio e corrupção?
- Apoio à indústria local¹:** a indústria local é apoiada por este programa?
- Liquidez do mercado:** este programa resolve problemas potenciais de liquidez no país, isto é, gargalos, monopólios etc.?
- Facilidade de execução:** que tão fácil é implementar este programa? Ele está de acordo com o código legal? Qual o nível de capital (humano e financeiro) necessário para executá-lo?

¹ Note-se que nenhum dos modelos pressupõe a incorporação de um subsídio direto.

Modelos propostos

Com base nessas filosofias, nas melhores práticas identificadas e na situação atual do Brasil para os mercados de petróleo e gás, foram desenvolvidos três modelos diferentes de comercialização de petróleo e gás durante a Fase 3 do estudo:

- Modelo A1 “Manutenção do *Status-Quo*”
- Modelo A2 “Agrupamento de Recursos(*pool*)”
- Modelo B “Otimização da Cadeia de Valor”



Figura 2: Três tipos de modelos sugeridos para o Brasil

Com base nas melhores práticas identificadas no Relatório Técnico 2 e na Visão Geral das Jurisdições, percebemos que os três modelos respeitam as seguintes diretrizes:

- A paridade com a exportação deve sempre ser obedecida quando da venda do petróleo no mercado interno. Se a PPSA vendesse petróleo a um *player* local, teria que demonstrar que com a exportação da carga não poderia ser alcançado melhor preço de retorno.
- Os preços do gás natural não estão necessariamente alinhados aos preços do *hub* do Brasil, mas o custo e uma margem razoável são sempre obtidos ao vender o gás diretamente a um comprador ou através de terceiros.

Por conseguinte, estamos descartando a possibilidade de que haja um programa de subsídios ligado à produção de petróleo e gás natural da União. O estabelecimento de um programa de subsídios distorceria as alocações de recursos e, a longo prazo, reduziria o investimento privado, agravando o desequilíbrio fiscal.²

² Energy Subsidy Reform - Lessons and Implications, International Monetary Fund, 28.01.2013.

Diferentes opções de combinações de modelos foram descartadas durante o desenvolvimento das propostas da IHS Markit em função de vários parâmetros, conforme detalhado abaixo:

- Em função da **Estrutura de Comercialização**:
 - Terceirização ao operador: Essa opção representaria o desenvolvimento de uma *Royalty* em espécie, o que não foi considerado nesse estudo.
 - *Joint Venture*: Essa opção é principalmente considerada como uma etapa intermediária e não como um objetivo a longo prazo, que é o foco do presente estudo. Ela poderia ser considerada como uma etapa intermediária para prosseguir com o desenvolvimento de uma estrutura de marketing interna.
- Em função do **Ponto de Medição**:
 - O Navio Aliviador não é levado em consideração como no caso do Sistema de Agrupamento já que esse ponto da cadeia de valor não é considerado um gargalo. No caso do sistema Otimização da Cadeia de Valor, assumimos que a PPSA tomaria uma posição em Navios Aliviadores para alcançar o cliente final.
 - Ao longo da cadeia de valor de gás natural, o ponto de Distribuição não é considerado no Sistema de Agrupamento já que os volumes seriam transferidos na planta de Processamento, enquanto assumimos que, no Otimizador de Valor, a PPSA negociaria diretamente com clientes atacadistas, o que incluiria os Distribuidores.
- Em função da **Logística**:
 - Construir e operar a infraestrutura foi uma opção descartada visto que ela implicaria em um desenvolvimento de capacidades para a PPSA que teriam coincidência limitada com as suas outras atividades, assim como atuadores competentes poderiam ser contratados através de contratos *Take or Pay*, *Tolling*, *Arfretamento*, entre outros.
- Em função do **Agrupamento de Recursos**:
 - Volumes físicos próprios e de terceiros foi descartado na política a longo prazo já que aumentaria significativamente o perfil de risco da PPSA que não seria necessário para alcançar os objetivos. De fato, a longo prazo, os volumes da União são significativos e representam uma escala suficiente para permitir a PPSA explorar todas as opções listadas no presente relatório.
- Em função da **Commodity** todas as opções são consideradas dentro dos três modelos propostos.

Observa-se que a escala de volumes gerenciados pela PPSA permite considerar todos os tipos combinações de quadros. De fato, a maior parte das jurisdições consideradas na revisão administram volumes muito inferiores.

Os modelos adotados para petróleo e gás podem variar significativamente, dadas as especificidades do mercado no Brasil. Nos parágrafos abaixo, apresenta-se uma descrição mais detalhada dos três modelos para petróleo e gás natural.

Modelo A1: “Manutenção do *Status-Quo*”

O modelo A1 seria a continuação do *status quo* do Brasil: estabelece-se acordos por meio de ofertas ou por meio de negociações diretas com compradores / comercializadores, por períodos de três a cinco anos, de forma semelhante ao que se pratica no México, para petróleo e gás, ou

em Gana, para petróleo. Os comercializadores seriam remunerados por meio da fórmula da ANP e de um diferencial.

Outras jurisdições onde o modelo é aplicado

- CNH – México
- GNPC - Gana

Marco da negociação

- Estabelecer acordos por meio de licitação ou negociações diretas com comercializadores por períodos de 3 a 5 anos
- Os comercializadores participariam de leilão com um diferencial sobre o preço de referência da ANP, semelhante ao leilão anterior, organizado pela PPSA

Considerações sobre o envolvimento do downstream

- Sem envolvimento com o *downstream*
- A PPSA transferiria a custódia da produção no FPSO, todas as obrigações seriam transferidas ao comprador / comercializador nesse ponto

Tabela 2: Descrição do Modelo A1

Modelo A2: “Agrupamento de Recursos”

O Modelo A2 minimizaria a intervenção do governo. Ao mesmo tempo, visa alinhar os incentivos com os comercializadores e evitar controvérsias em torno da avaliação dos hidrocarbonetos. O modelo seguiria os implementados por Alberta, para o óleo convencional, e pela Noruega. Este modelo tem algumas diferenças significativas para petróleo e para gás. A Tabela 5 descreve o Modelo A2 para petróleo.

Outras jurisdições onde o modelo é aplicado

- APMC - Alberta, Canadá - petróleo³
- Petoro - Noruega

³ Observe que, quando o *hub* de Alberta foi considerado líquido, foi criado um índice, e o modelo foi ajustado. Atualmente a Shell é remunerada com base nesse índice.

Marco da negociação

- Alinhar os incentivos com os comercializadores e evitar controvérsias em torno da avaliação do petróleo
- Compartilhamento de receita e custos com base na divisão volumétrica da produção. O comercializador recebe uma taxa de comercialização pelo seu serviço
- Os comercializadores seriam selecionados mediante rodada de licitações com base na força de sua organização comercial global e na proposta de taxas de comercialização; o conflito de interesses também seria avaliado
- Os comercializadores teriam que fornecer as informações necessárias, em formato consolidado, para a PPSA realizar uma auditoria adequada. A PPSA seria obrigada a manter de todos os dados sob confidencialidade
- Uma pequena parcela do petróleo poderia ser comercializada diretamente com as refinarias domésticas, desde que mantida a paridade de exportação
- Os resultados dos comercializadores e do comércio direto seriam avaliados em uma base por barril, para a receita decorrente do *royalty* do petróleo

Considerações sobre o envolvimento do downstream

- Com o envolvimento do *downstream*, a escolha dos parceiros deve se ampliar, uma vez que o número de empresas com acesso a armazenamento intermédio seria significativamente mais elevado.
- Nos Acordos de Partilha existentes, a PPSA tentará renegociar o contrato de produção ou negociar um contrato de transporte separado com a operadora, para entregar o petróleo do Governo Federal no "Ponto de Medição" segundo a tarifa acordada.
- Para novos Acordos de Partilha, a PPSA contaria com cláusulas de produção, estabelecendo que o petróleo do Governo Federal seria entregue no Ponto de Medição.
- Alternativamente, a PPSA se posicionaria no navio aliviador, provavelmente através de um acordo de afretamento de longo prazo com uma companhia de navegação brasileira ou um acordo de transporte com uma empresa de logística.

Tabela 3: Descrição do Model A2 – petróleo

A Tabela 6 descreve o Modelo A2 para gás natural. Ao contrário do petróleo, a viabilidade desse modelo dependerá de como o mercado de gás natural terá evoluído até 2025, quando a produção do Governo Federal se tornar mais significativa. Se até lá o mercado e a infraestrutura ainda forem controlados pela Petrobras, o Modelo A2 não será muito diferente do Modelo A1, para gás natural.

Outras jurisdições onde o modelo é aplicado

- Petoro - Noruega

**Marco da
negociação**

- Alinhar os incentivos com os comercializadores e evitar controvérsias em torno da avaliação do gás
- Compartilhamento de receita e custos com base na divisão volumétrica da produção. O comercializador recebe uma taxa de comercialização pelo seu serviço
- O gás natural será transferido até a costa, o (s) comercializador(es) será (ão) selecionado (s) com base na sua capacidade de monetizar o gás, na diversidade de seu portfólio e na licitação da taxa de comercialização. Conflitos de interesse deverão ser avaliados adequadamente
- Uma pequena parte do gás poderia ser comercializada diretamente a grandes clientes industriais, assegurando que a transação deixe margens razoáveis e que todos os custos sejam recuperados

**Considerações
sobre o
envolvimento do
downstream**

- Conforme descrito na seção da situação atual do Brasil, até o momento, somente a Petrobras poderia monetizar o gás no poço. Até 2025, e com o envolvimento de *downstream*, a escolha de parceiros poderia aumentar, em virtude de uma potencial maior abertura do mercado de gás natural *onshore*
- Para entregar o gás *onshore*, nos Acordos de Parceria existentes, a PPSA tentará renegociar um acordo de saldo de gás para que a operadora entregue o gás do Governo Federal no “Ponto de Medição” por uma tarifa acordada. Ou, caso haja capacidade disponível, a PPSA se posicionaria em *Take or Pay* em um gasoduto
- Para novos Acordos de Parceria, a PPSA contaria com provisões de saldo de gás, estabelecendo que o gás do Governo Federal seja entregue pelo operador, no Ponto de Medição.

Tabela 4: Descrição do Modelo A2 - gás

Modelo B: “Otimização da Cadeia de Valor”

O Modelo B envolve toda a cadeia de valor do petróleo e gás e depende da adoção de uma política energética capaz de reduzir o gargalo da infraestrutura, que permita capitalizar negócios de alta margem, principalmente através de contratos de longo prazo, de pedágio ou de comercialização direta. Considerando o envolvimento do *downstream* na cadeia de valor, as características deste modelo difeririam significativamente entre o petróleo e o gás natural.

**Outras jurisdições
onde o modelo é
aplicado**

- APMC - Alberta, Canadá – betume
- NNPC - Nigéria

**Marco da
negociação**

- Manter um portfólio geográfico eficaz, incluindo clientes e vendas a prazo, no mercado local e de destino, com refinarias locais, refinarias de exportação e refinarias de *joint venture* do mercado final.
- Comercialização direta dos produtos refinados com varejistas do mercado local
- Neste modelo, a PPSA também poderia considerar Acordos de Processamento Offshore (OPAs) e Acordos de Intercâmbio de Produtos Refinados (RPEAs) para obter produtos
- Configurar um apoio administrativo e um escritório efetivo, com negociadores experientes
- Múltiplos pontos de transação ao longo da cadeia de valor para se beneficiar de arbitragem potencial: refinarias *offshore*, refinarias locais, armazenamento intermediário

**Considerações
sobre o
envolvimento do
downstream**

- Levar o petróleo para a costa ou para mercados de exportação através de contratos de longo prazo com navios aliviadores e / ou com frotas de navios convencionais
- Acordo de processamento com refinarias (*onshore* e / ou *offshore*) para processar o petróleo por meio de arranjos de pedágio de longo prazo
- Potencial armazenamento *break-out* em unidade própria para permitir maior diversidade de opções

Tabela 5: Descrição do Modelo B – petróleo

Dado que se prevê que o Brasil continue a ser um país importador líquido de gás natural, e já que a cadeia de valor das exportações é intensiva em capital e altamente complexa, o Modelo B para gás natural permanecerá focado no mercado doméstico. Este modelo seria aplicável aos campos onde a monetização de recursos de gás natural for econômica e onde possa se obter um razoável Retorno sobre o Investimento, associado à infraestrutura e às atividades relativas ao gás natural

**Outras jurisdições
onde o modelo é
aplicado**

- GNPC - Gana⁴

**Marco da
negociação**

- Comercialização direta do gás natural com consumidores atacadistas nacionais
- Organização de licitações e leilões para a demanda de base entre os *players* industriais e de energia, bem como entre as empresas de distribuição
- Múltiplos pontos de transação ao longo da cadeia de valor nacional do gás natural: instalações de processamento, cliente atacadista (gás ou produtos secundários), redes de distribuição

⁴ Note-se que no caso de Gana, a estatal, GNPC, tem a responsabilidade de agregar, transportar e comercializar a parcela da produção de petróleo bruto e gás do Estado

**Considerações
sobre o
envolvimento do
downstream**

- Posição de longo prazo em contratos Take ou Pay (ToP) com o operador de dutos e de unidades de processamento
- Alto envolvimento no desenvolvimento de opções de monetização em termos de estrutura de contratação, criação de demanda e rodadas de licitação
- Possível necessidade de uma carta de crédito e / ou garantias do governo para o ToP
- Possível envolvimento em determinadas atividades de *upstream* através de pedágio (ex: uréia, energia, química) dependendo dos benefícios econômicos

Tabela 6: Descrição do Modelo B – gás

Avaliação dos três modelos e considerações jurídicas:

Esta seção tem o objetivo de compartilhar um resumo da discussão com os participantes durante os dois dias do Workshop, incluindo o *feedback* recebido nas sessões individuais com os grupos de participantes.

Os grupos foram separados em seções de Óleo, de Gás e de Análise Jurídica, de acordo com o perfil ou foco de cada participante entre esses temas. A IHS Markit atuou como facilitador para moderar o debate onde se discutiu separadamente os aspectos positivos e negativos para cada objetivo dentro de cada modelo proposto. O resultado dos comentários enviados pelos participantes durante o Workshop foi relatado no Apêndice 01 deste relatório.

As principais considerações e conclusões de cada um dos três grupos ao final do evento são apresentadas no resumo abaixo:

Comercialização de petróleo

Os vários participantes presentes no *workshop* expressaram forte apoio pelo Sistema de Agrupamento de Recursos, avaliando-o como a solução mais atraente para o MME. As razões para o favorecimento do Sistema de Agrupamento de Recursos que foram apontadas durante o *workshop* foram as seguintes:

- O Sistema de Agrupamento de Recursos implica a transação acontecer em um ponto de alta liquidez, o que permite transparência e potencial de retorno embora maior participação em uma potencial proposta
- O modelo tem potencial para maximizar o lucro para a União, dada maior liquidez e custo de execução pouco maior quando comparado com o Status Quo
- É esperado que sob o Sistema de Agrupamento de Recursos contribuirá para um aumento na liquidez do mercado do Pré-Sal, já que maior volume será negociado no Brasil, potencialmente levando à criação de um índice líquido.
- O Sistema de Agrupamento de Recursos pode incentivar a criação de um consórcio ou agrupamento para os serviços de logística para os petroleiros no Brasil, o que beneficiaria a maioria dos agentes
- Os participantes também apontaram que a exposição da PPSA ao transporte aumentará a visibilidade das ineficiências associadas às regulamentações existentes e a oportunidade de simplificar as mesmas, assim como penalidades, de maneira a maximizar a eficiência do sistema como um todo e finalmente aumentando o lucro para a União
- Os participantes consideraram que a Otimização da Cadeia de Valor apresenta:
 - significativa execução de desafios que culminariam em maiores custos que não seriam compensados pelo potencial aumento na receita
 - maior risco devido à falta de transparência
- O Status Quo, apesar de ser o mais facilmente executável e o com menor custo, limita o número de participantes na proposta, diminuindo o potencial de realizar o preço de mercado
- Também considerou-se que, de maneira geral, a implementação a longo prazo do Status Quo também frustraria o propósito da PPSA

Comercialização de gás natural

A discussão do grupo de gás, por ser particularmente um tema mais complexo dada a falta de liquidez do produto no mercado, percebeu-se que era preciso passar por um debate e/ou alinhamento prévio das premissas de como os participantes do grupo enxergavam o ambiente

de desenvolvimento do mercado de gás no longo prazo, quando a política de comercialização e modelos de *trading* apresentados pela IHS Markit seriam aplicáveis.

As contribuições de cada um dos participantes para essa visão consolidada de mercado é apresentada no Apêndice 01 abaixo e foi estruturada levando-se em consideração os seguintes elementos: Regulação, Custo / Preço de Equilíbrio, Demanda, Balanço e Infraestrutura.

Uma vez acordada a visão em um nível mínimo de consenso para as premissas-base de mercado, exclusivamente para os modelos A2 e B, dado que o modelo A1 é uma Continuação do modelo Status-Quo atual, avançou-se na avaliação de cada um dos três modelos propostos. Essencialmente, essa visão pode ser traduzida em: “como deveria ser o ambiente de mercado para propiciar uma atuação mais ativa da PPSA na cadeia de valor do hidrocarboneto?”.

Os participantes todos tiveram consenso de que o modelo *Status Quo* é o mais fácil por já estar implementado e que para o modelo de Sistema de *Pool* algumas mudanças devem ocorrer, mas enxerga-se que também é relativamente fácil de se implementar alguns pontos como ter um especificação do gás de venda após o processamento ou eventualmente um *Hub* de gás quando o mesmo existir.

Já no modelo de Otimizador da Cadeia de Valor, a PPSA deverá exercer um papel mais proativo na cadeia de valor, onde houve consenso de que a PPSA utilizaria de serviços de inteligência competitiva para alavancar ou facilitar algum nível de desenvolvimento e abertura de mercado, onde o potencial de receita poderá ser bem maior do que o modelo atual. Nesse papel, apesar de ter um potencial maior de receita, a PPSA incorrerá em maiores custos com sua organização e consequentemente maiores riscos em sua operação.

De maneira geral, os principais *stakeholders* do gás, representados por governo, empresas de E&P, empresas distribuidoras e transportadoras de gás midstream, e associações, concordaram nas mudanças mais imediatas necessárias pelo mercado para o que o mesmo decole.

Um outro ponto que todos concordaram é que haverá uma oferta excedente de gás que precisará encontrar demanda, a qual precisará de uma ação coordenada e integrada entre os elos da cadeia de gás, do setor elétrico e do governo para que a oferta associada de gás do Pré-sal encontre demanda firme para ser monetizada.

Na discussão do balanço de oferta e demanda trouxe a interessante conclusão de que todos acreditam que haverá gás suficiente para atender toda a demanda doméstica, sendo o excedente possivelmente exportado através de liquefação GNL.

Por último, ficou a reflexão sobre qual deve ser o papel do governo / PPSA no desenvolvimento de um mercado de gás. Será um papel mais reativo, enquadrando-se às condições definidas na política energética, ou atuar proativamente, como uma ferramenta de protagonismo para mudanças regulatórias necessárias e expansão da malha de infraestrutura.

A conclusão que ficou é que todos têm uma visão comum do “que” precisa ser feito e qual o ambiente de mercado necessário para um desenvolvimento de mercado, mas há ainda muita discussão do “como” chegar lá e executar essas mudanças. Esse caminho torna-se ainda mais obscuro se considerarmos a indefinição dos pesos que cada um dos objetivos têm nos modelos analisados. Essa será uma tarefa para o próximo governo.

Implicações jurídicas

O grupo que discutiu as implicações jurídicas de cada um dos modelos de comercialização propostos contou com representantes da PPSA, Petrobras, IBP, MME, MDIC e Refinaria Riograndense. Diferentemente dos grupos de petróleo e gás natural, que debateram especificamente a estrutura de mercado, ponto de transação, logística, agrupamento de valor e produto em cada modelo, o grupo jurídico optou por uma abordagem holística, por ser a única factível, analisando os principais desafios jurídico-regulatórios e barreiras tributárias na implementação dos modelos.

As implicações discutidas corroboraram a análise feita pela IHSM no âmbito do Produto 3, havendo alinhamento de entendimento entre os participantes sobre a propriedade e posse do

petróleo e gás natural da União e sua precificação, sobre as responsabilidades operacionais assumidas pela PPSA, sobre as incidências de ISS e ICMS, sobre os procedimentos aduaneiros e as operações de retirada, descarregamento, transporte e transbordo.

As questões mais relevantes examinadas trataram da localização do ponto de partilha, da incumbência pelas operações de alívio da PPSA, da utilização dos preços de referência da ANP como parâmetro de preço para comercialização, dos limites legais à eventual contratação de capacidade de refino e processamento pela PPSA, da incidência de ICMS no estado do Rio de Janeiro sobre operações de empréstimo no lifting e das restrições a serem levantadas pela ANP sobre o uso de EBNs em operações de alívio e exportação.

O Modelo “Manutenção do Status-Quo” não apresenta maiores desafios em sua implementação dada as recentes alterações legislativas e regulatórias introduzidas para sua operacionalização. Contudo, o uso dos preços de referência da ANP e as incidências de ICMS sobre a venda de petróleo e gás continuam a impactar a tomada de decisões comerciais pela PPSA, sobre a formação de preços de venda, e por parte de eventuais compradores, sobre o destino da produção adquirida que implique em maior eficiência tributária.

Houve uma rica discussão sobre a origem e a *raison d'être* do preço de referência da ANP e como em um passado recente o escopo de sua aplicação teria sido equivocadamente expandido de uma finalidade puramente fiscal para uma finalidade de parâmetro de preço para comercialização da produção da União. A finalidade patente dos preços de referência do petróleo e do gás natural calculados pela ANP foi considerada, de forma uníssona, como sendo o cálculo de participações governamentais – royalties e participação especial.

A implementação do Modelo “Agrupamento de Recursos” demandaria alteração legislativa a fim de remover o uso dos preços de referência da ANP como parâmetro de preço para comercialização. Recentes alterações regulatórias flexibilizaram sua adoção pelo agente comercializador da PPSA, todavia, a limitação legal impede a livre formação de preços entre o agente comercializador e o mercado, demandando autorizações *ad-hoc* a serem dadas pela PPSA.

Uma sugestão ventilada durante as discussões do modelo foi a definição do ponto de partilha de gás natural em local mais a jusante das instalações de transferência. Para o petróleo, o ponto de partilha permanece sendo o flange de entrada da tubulação de admissão do navio aliviador, a partir de onde se encerram as operações *upstream*. Já para o gás natural, o ponto de partilha poderia ser localizado tanto na entrada do gasoduto de escoamento da produção quanto na sua saída, já que tais gasodutos e suas respectivas estações de compressão e bombeio fazem parte das operações *upstream*. Tal alteração demandaria apenas alteração na redação futura das minutas de contratos de partilha de produção e aproximaria o local de venda do gás natural pela PPSA de um ponto de maior liquidez de mercado.

Houve uma ressalva quanto à opção de incumbir-se o operador do campo com a responsabilidade pelas operações de alívio e transporte da produção de petróleo da União da FPSO até um terminal de armazenamento ou até uma área de operação de STS. Por não serem abrangidas pelo contrato de partilha de produção, e conseqüentemente não serem consideradas operações *upstream*, atualmente não haveriam mecanismos jurídicos aptos a incumbir-se o operador do campo a tais responsabilidade.

Em relação às restrições impostas pela ANP às operações de alívio e exportação, atualmente feitas obrigatoriamente apenas por EBNs, ventilou-se a informação de que a agência estaria na etapa final de aprovação de uma alteração regulatória para remoção de tais restrições.

Uma barreira tributária significativa, identificada neste modelo e para além das implicações de incidência de ICMS quanto à destinação final do petróleo da União adquirido pelo comprador, foi a prática da Receita Estadual do Rio de Janeiro de considerar as operações de empréstimo (*i.e. pooling of entitlements*) no levantamento da produção (*i.e. lifting*) como fato gerador do imposto. Tal prática consagrada na prática internacional, possibilita a criação de sinergias logísticas e a redução de custos para a indústria, inclusive para a PPSA e a União.

Por fim, no Modelo de “Otimização da Cadeia de Valor, houve uma discussão de interpretações jurídicas sobre os limites do objeto social da PPSA frente o Art. 2º e o inciso V do Art. 4º da Lei

12.304/2010 e do Art. 3º da Lei 13.679/2018. Parte do grupo entendeu que, em uma interpretação teleológica, a PPSA poderia realizar quaisquer atividades relacionadas à comercialização do petróleo e gás da União, desde que devidamente autorizadas em seu estatuto social. Outra parte do grupo entendeu que, em uma interpretação sistemática, apenas atividades relacionadas à gestão dos contratos para a comercialização da produção da União seriam permitidas, o que demandaria alteração legislativa para possibilitar que a PPSA contrate capacidade de transporte, refino e processamento de petróleo e gás natural.

Considerações econômicas

Considerações de Óleo

Resumo executivo:

O potencial total de comercialização da produção de petróleo do Pré-sal para a União é limitada, principalmente, devido à capacidade de escoar a produção e, conseqüentemente, aumentando a liquidez e melhores preços de mercado, devido à pouca disponibilidade de serviço de navios-aliviadores.

A liquidez do mercado, transparência e potencial de receitas (combinados com custos operacionais reduzidos) foram as principais prioridades das discussões na oficina da perspectiva de produção de petróleo.

As partes interessadas que participaram do *workshop* seu apoio ao modelo de sistema de agrupamento de recursos quando considerando as limitações e as oportunidades de monetizar a produção de petróleo. O consenso era de que o sistema de agrupamento de recursos pode minimizar o gargalo na movimentação de petróleo no curto prazo, como resultado da partilha dos recursos limitados e, simultaneamente, reduzir os custos operacionais. No entanto, há encargos adicionais que terão de ser reavaliados, tais como o levantamento de sanções impostas pela ANTAQ se MME visa implementar o sistema de agrupamento de recursos.

O status quo representa a maneira mais fácil de implementar (manter), mas restrições nas operações na PPSA, entre um limite do número de funcionários e a capacidade de receber royalties em dinheiro, reduz o potencial de receita e de liquidez.

Por fim, o modelo otimizador de cadeia de valor foi percebido como aumento de complexidade e não ser adequado para o Brasil, uma vez que o setor a jusante fornece aproximadamente 75% do total da demanda do produto refinado, sendo maduro, e distribuído no território nacional.

Fatores econômicos:

O desenvolvimento de um mercado de petróleo mais líquido e transparente no Brasil pode trazer uma onda de perspectivas de investimento no setor a jusante, reforçando ainda mais o valor da produção de petróleo do Brasil para o país.

O elevado excedente e alta qualidade de produção de petróleo local combinados com o fosso crescente entre a demanda e a oferta local cria uma condição de mercado de combustíveis atraente para investimentos em refinarias de petróleo locais.

Outra característica é a privilegiada posição geográfica do Brasil: suficientemente longe dos principais centros de exportação global de produtos refinados e perto de vizinhos com crescente demanda e falta de oferta local de petróleo e seus produtos.

Este cenário cria um ambiente de forte margem de refinação. Essa situação é ilustrada abaixo:

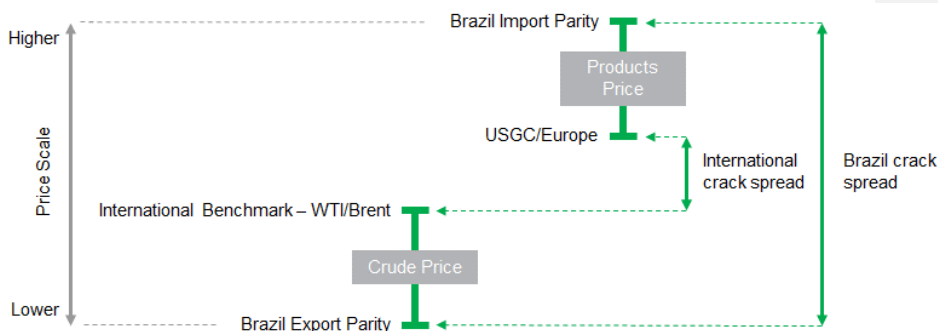


Figura 3: Potencial de margem de refino no Brasil (apenas ilustrativo)

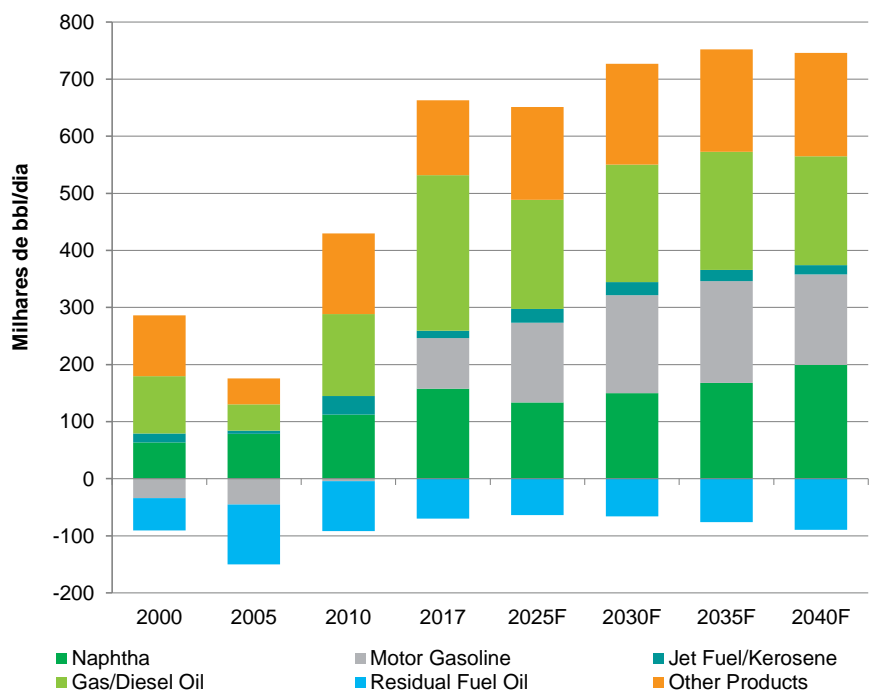
Com base em nas projeções de preço de curto prazo de LLS e Houston, os diferenciais de refino do Brasil poderiam variar entre 25 a 35 USD/bbl.

A premente questão é o custo de refino no país que torna o setor competitivo. Uma vez que o custo da energia representa cerca de 50% do custo de operação de uma refinaria, o diferencial de gás natural no Brasil (\$X/MMbtu) representa um grande desafio de sua operação de modo competitivo. Entretanto, se os modelos e políticas pelo MME para petróleo facilitarem simultaneamente a disponibilidade de gás a um preço competitivo, o caso de alavancamento de jusante se tornará mais atrativo. Observado por uma perspectiva, o setor de refino de USGC se tornará altamente competitivo pela combinação do boom de xisto, com suprimento firme de petróleo e gás natural a baixo custo.

Mesmo com a completção do segundo trem da RNEST e Comperj, o Brasil estará importando, aproximadamente, 650.000 bpd de produtos refinados, entre 2025 e 2040. A este nível, a economia de escala potencialmente justificará investimento em uma refinaria nova, mas, deve ser considerado que o orçamento médio de superação de megaprojetos de óleo & gás na América Latina tem sido avaliado em 102%⁵. Como foi mencionado anteriormente, o "custo Brasil" vai ser uma consideração chave

O monopólio de fato, incerteza no quadro regulamentar e fiscal e tributação complicada continuam a impor barreiras para atrair novos investimentos e empreendedores para o setor de downstream.

⁵ Spotlight on oil and gas megaprojects, 2014, Ernst & Young



Source: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Figure 4: Projeções de importação líquida de produtos derivados de óleo - Brasil

As despesas com importação no Brasil cresceram vertiginosamente entre 2005 e 2014 e estão em crescimento novamente desde 2016. A média anual entre 2008 e 2017 foi de US\$8,7 bilhões para os principais produtos refinados. A média mensal da importação total em 2018 foi de aproximadamente de US\$15,3 bilhões (de acordo com dados do MDIC)

Considerações de Gás

Análise da competitividade do gás doméstico:

Em nossas análises apresentadas durante o Workshop 2 em Brasília, um dos pontos mais debatidos foi a competitividade potencial do gás advindo do Pré-Sal. Como apresentado na figura abaixo, as projeções da IHS Markit estimam um pico potencial de aproximadamente 69MMm3/dia de gás natural que poderia ser exportado da bacia de Santos Pre-Sal, consideradas todas as condições de contorno necessárias para isso, como por exemplo: reforma regulatória, expansão de infraestrutura (Rota 4), nível de reinjeção do campos, preço da commodity, demanda doméstica de gás natural etc.

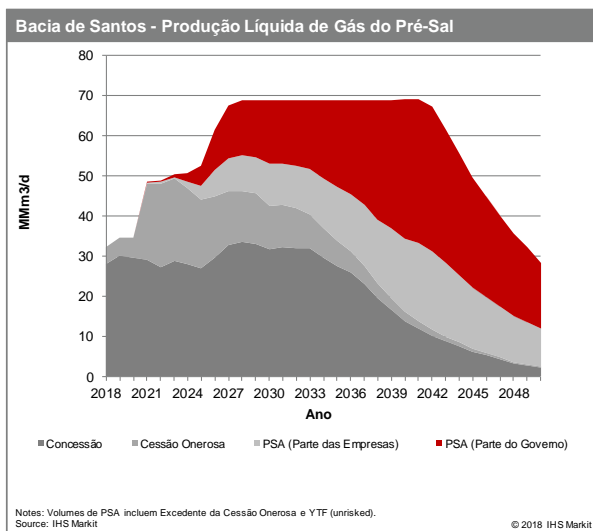


Figura 5: Potencial de produção de gás da Bacia de Santos Pré-Sal

A IHS Markit alavancou dados de sua ferramenta proprietária chamada EDIN que é o maior banco de dados de campos de Petróleo do mercado e avaliou o potencial de produção bruta de gás natural para cada campo do Pré-Sal, levando-se em conta informações como:

- Razão Gás-Óleo (RGO);
- Conteúdo de CO₂ do reservatório
- Reservas 2P de Óleo de Gás para cada campo;
- Volumes estimados de descobertas Yet-to-Find (YTF)
- Curva de declínio de produção dos campos maduros em produção
- Proximidade da costa;
- Possibilidade de conexão a outras rotas existentes

Com essas informações, é possível avaliar os principais gargalos de infraestrutura e projetar o impacto de expansão da infraestrutura e investimento (Capex) adicional para uma possível exportação de gás que estaria sendo reinjetado desnecessariamente ou por falta de infraestrutura disponível para evacuação ou por falta de mercado (demand) para monetização desse gás.

A conclusão que se chega é que de todo o volume de gás bruto produzido, devemos deduzir:

- uma significativa parcela de CO₂ (alguns campos apresentando ~50% de teor de CO₂ em seus reservatórios) que deve ser integralmente reinjetado;
- uma parcela também de gás natural que, por restrições tecnológicas no processamento da plataforma para separação do CO₂, também acaba sendo reinjetada junto com o CO₂
- uma parcela pequena de gás que é queimado (Flaring) dentro da regulação da ANP;
- uma parcela de gás que consumida para geração de energia e consumo na própria plataforma
- uma parcela de gás que precisa ser reinjetada tecnicamente para manter a energia do reservatório e auxiliar na elevação artificial do óleo, e

- Finalmente, uma parcela de gás natural, que acaba sendo reinjetada desnecessariamente ou por falta de infraestrutura de escoamento ou por falta de demanda para aplicação de oferta firme de gás associado doméstico.

Aqui reiteramos que essa análise não considera a hipótese de um campo de ter sua produção de óleo reduzida para favorecer a exportação de gás e atentamos para o fato de que um excesso de reinjeção desnecessária de gás, além de não monetizar um recurso base para o crescimento de um país e de não melhorar o VPL do projeto de *Upstream*, pode gerar um aumento excessivo da razão gás-óleo (RGO) dos reservatórios ao longo do ciclo de vida de produção do campo.

A figura abaixo detalha a metodologia desenvolvida pela IHS Markit para modelar o custo adicional de se exportar o gás uma planta de processamento UPGN na costa, em vez de reinjetá-lo diretamente no campo e poder calcular o preço de equilíbrio que esse gás precisaria chegar para cobrir somente os custos associados à exportação do gás ao mercado.

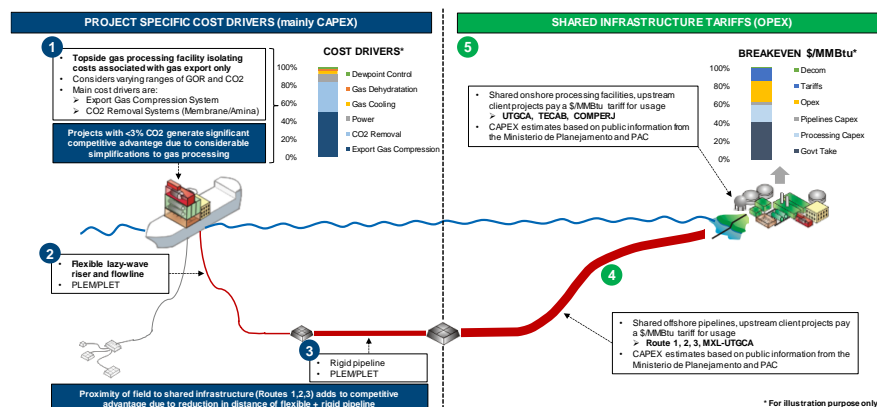


Figura 6: Metodologia de cálculo do preço de breakeven do gás do Pré-Sal

Do lado do investimento, como podemos observar, os dois principais fatores afetando o Capex adicional de exportação do gás seriam a instalação do sistema de remoção de CO2 e o respectivo sistema de compressão e exportação do gás da plataforma, que inclui a conexão da linhas flexíveis e dutos rígidos até o nó mais próximo existente.

Do lado do custo operacional, levantamos com base em dados públicos o investimento estimado das rotas 1, 2, e 3 e nas plantas de processamento UTGCA, TECAB e COMPERJ, mais impostos, taxas e custos operacionais variáveis para calcularmos utilizando a ferramenta proprietária da IHS Markit chamada QUESTOR, qual seria o valor de uma tarifa que cobriria investimento a uma taxa de 10% de desconto. O resultado então adicionaria preço da molécula de gás para o nosso cálculo de preço de equilíbrio. Consequentemente, foi observado que os principais fatores afetando o Opex adicional de exportação do gás seriam os impostos e o custo de investimento e operação da UPGN.

Nesta análise, o modelo apresentou campos com um *breakeven* do gás entre US\$ 4.9 e 6.4 por Mmbtu na rotas 1, 2 e 3, incluindo apenas os principais projetos já licenciados do Pré-Sal como: Lula/Cernambi; Sapinhoa; Buzios; Atapu; Berbigao; Itapu; Sepia, e Libra.

Não foram incluídos Carcará e Sagitário nessa análise, nem o volume não licenciado de Cessão Onerosa.

No caso da Rota 4, foram considerados Carcara, Carcará Norte, Sagitário (que eventualmente poderia disputar espaço no gasoduto mexilhão), além de considerar volumes YTF, principalmente

de áreas como a recém licenciada Uirapuru, que estão localizados na mesma zona de evacuação e poderiam ter volumes de gás tão significativos como os de Carcará.

Nossas premissas foram baseadas em achar um volume que pudesse manter uma eventual expansão da rota 4 por mais tempo cheio a 100% da sua capacidade e ao mesmo tempo encontrasse mercado para demanda térmica inflexível e demanda não-térmica (industrial, residencial, comercial, automotivo etc).

Novamente, utilizando-se como referência os custos das rotas existentes e curvas de produção estimadas de todos os campos, assumimos uma modelagem da Rota 4 sendo conectada a Cubatão com uma capacidade de escoar 15MMm3/dia para as análises em questão.

Mesmo com rota 4 de 15MMm3/dia, e considerando que haverá demanda para esse volume, pode-se ver que ainda haveria uma grande quantidade de gás que seria reinjetado desnecessariamente por restrições de demanda ou infraestrutura.

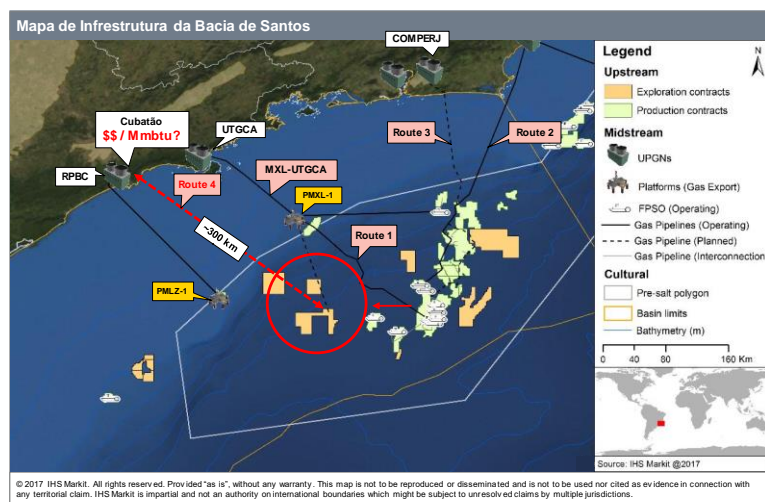


Figura 7: Possível Rota 4 para expansão da infraestrutura do Pré-Sal.

Dados todos os fatores de competitividade que listamos na metodologia acima, verifica-se que os Campos de Carcará e Sagitário apresentam todas as condições para serem um dos mais competitivos e poderiam ser usados como projetos âncora para o desenvolvimento de uma nova Rota para São Paulo, que fica a aproximadamente 300km de distância. Tais fatores sendo:

- Com alto RGO, baixo teor de CO2 e proximidade relativa a um *hub* de demanda de crescimento potencial como São Paulo, Carcará e Sagitário poderiam, ter o gás mais competitivo do Pré-Sal de Santos.
- Assumindo-se um novo gasoduto de escoamento para Cubatão, a estimativa dos modelos da IHS Markit sugerem que o preço de breakeven desse gás após processamento *onshore* possa ficar na ordem de \$ 3.9/MMBtu.
- Assume-se também na modelagem uma estimativa de Capex para o gasoduto da rota na ordem de US\$2.0 bilhões.
- Por falta de demanda, o modelo da IHS Markit ainda considerou um volume significativo de reinjeção gás desses dois campos que seriam potencialmente comercializáveis.

Para finalizar a análise, modelamos um cenário projetado ao longo de todo o ciclo de vida de produção dos campos já licenciados para comparar o volume que poderia competir com gás importado da Bolívia e com gás liquefeito importado como GNL.

A figura abaixo mostra dois cenários de projeção dessa competitividade, sendo o eixo horizontal o volume acumulado de gás a ser produzido em trilhões de pés-cúbicos e o eixo vertical o custo desse gás em dólar por Mmbtu. A linha em vermelho representa um custo médio do gás boliviano importado e a linha preta um custo do GNL importado. Tais cenários assumindo as seguintes premissas:

1. Cenário *Constrained*: cenário em que são mantidas todas as restrições de infraestrutura e de demanda existentes atualmente. Nesse cenário vemos que há um volume acumulado ao longo de todo o tempo de produção dos projetos que seria competitivo de aproximadamente 8 Tcf.
2. Cenário *Unconstrained*: uma simulação do ganho de competitividade que poderia ser alcançado se assumirmos que as restrições existentes sejam todas resolvidas para monetização total da produção líquida de gás. Esse diferencial reflete também todas as reduções de custo devido ao ganho de escala e utilização ótima da infraestrutura.

Esta última é apenas uma simulação de um cenário ótimo para ver quanto de valor pode ser obtido com uma ampla expansão desse mercado. A conclusão vemos que há um volume considerável de até 18 tcf de gás do Pré-Sal que poderia competir mercado com o gás importado da Bolívia, caso as condições de contorno se apresentem.

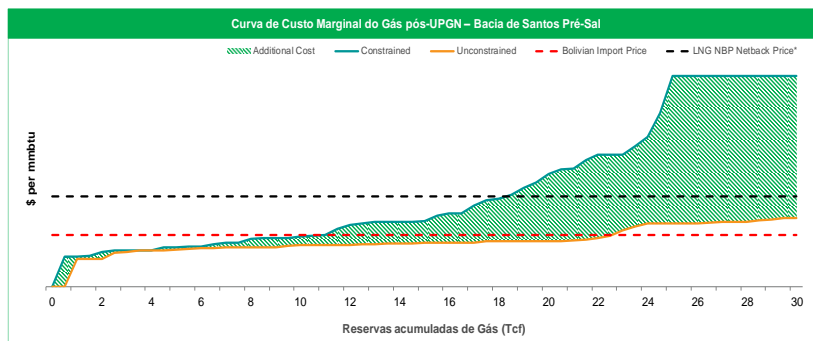


Figura 8: Custo Marginal de Gás do Pré-Sal

Nota: Essas análises foram discutidas e corroboradas com quase todos os operadores de E&P internacionais com escritório no Brasil.

Análise da Competitividade do gás frente ao mercado internacional:

Enquanto a maior rota de produção de etileno explorada no Brasil é nafta, alimentando 73% da capacidade de produção de etileno, a Braskem possui unidades de craqueamento que podem utilizar o gás. O complexo de Camacari, na Bahia, tem a capacidade de utilizar o etano em até 15% da sua matéria prima, enquanto Duque de Caxias, que funciona a base de etano e é idealmente situado no estado do Rio de Janeiro, tem funcionado abaixo da sua capacidade. Com maior capacidade de processamento, o gás natural proveniente do Pré-Sal poderia ter um papel importante no abastecimento de etano para:

- Deslocar fontes existentes de abastecimento e substituir a importação de etano no país;

- Apoiar a operação de unidades de craqueamento existentes que uma vez estiveram operando abaixo da capacidade;
- Apoiar a expansão de instalações existentes que seriam direcionadas para o mercado interno. De fato, o Brasil importa 22% de seu polietileno.

Nesse estágio, não prevemos o desenvolvimento de grandes instalações como consequência do etano proveniente do gás do Pré-Sal. Na verdade, apesar de considerar menores preços de *commodity* provocados pelo Pré-Sal, o custo da cadeia de valores do gás natural é significativamente menos competitivo quando comparada com os EUA ou México, como mostrado na Figura 9.

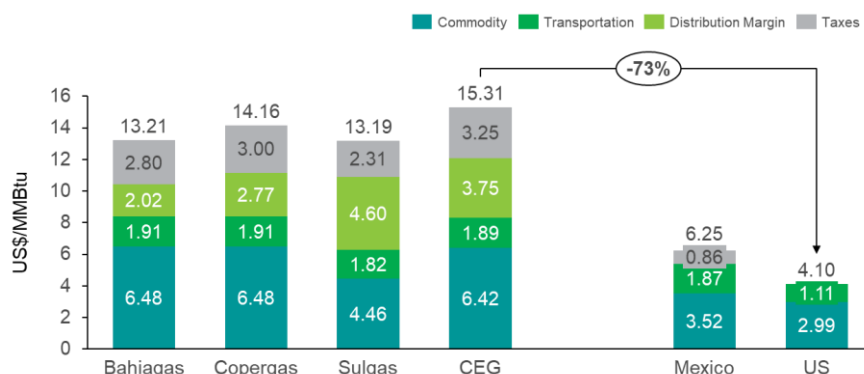


Figura 9: Tarifa Industrial Estimada de Gás Natural

Roteiro de implementação

Nesta seção, levamos em consideração a análise executada em torno de cada modelo na fase 3, bem como, a argumentação no segundo workshop, para desenvolvermos um roteiro para a implementação das duas commodities

Roteiro para comercialização de óleo

Como explicado nos capítulos de Avaliação dos três modelos e de Considerações jurídicas, com relação ao óleo, chegamos a um forte consenso para a recomendação do Sistema de Agrupamento de Recursos (*Pool*). Embora a PPSA deva ter escala suficiente para introduzir este modelo no curto prazo (como exemplo, a APMC administra somente 30.000 barris/dia de óleo convencional sob este modelo), é necessário que os obstáculos jurídicos e regulatórios sejam resolvidos como um primeiro passo prioritário.

Apresentamos a seguir as principais atividades que precisam ser realizadas para que um Sistema de Agrupamento de Recursos seja estabelecido:

- Resolver os obstáculos jurídicos que impeçam a PPSA de realizar diretamente operações de transbordo STS ou de descarregamento em terminais de armazenamento, que poderiam tornar o Modelo A2 "Agrupamento de Recursos" ineficiente ou inoperante. Tais obstáculos foram detalhadamente descritos no Anexo II do Produto 3, discutidos durante o *Workshop 2* e sumarizados no Apêndice 1 deste Relatório. Dentre os principais obstáculos, destacamos a regulação da ANP e da ANTAQ que impedem o afretamento de navios aliviadores diretamente pela PPSA.

- A PPSA teria, então, que organizar a consolidação de sua produção e, em seguida, transferi-la para outro navio ou para um armazenamento provisório. Para os campos que ainda não tenham sido contratados, a PPSA poderia incluir a transferência como parte de suas condições de licitação; para os campos existentes, as seguintes alternativas poderiam ser avaliadas:
 - Contratar o transporte através do operador ou dos parceiros do campo,
 - Supondo que um sistema de agrupamento de recursos seja desenvolvido para os Navios-Aliviadores, a PPSA poderia contratar o transporte através do Consórcio
 - Afretamento de um Navio-Aliviador através de uma empresa de serviço
 - O potencial desenvolvimento de novas tecnologias, tais como Navios de Transferência de Carga (CTV) ou a implementação de um HiLoad DP (ambos descrito com maiores detalhes no Relatório Técnico 2), deve ser monitorado e considerado no futuro.
- A PPSA deverá, então, prosseguir para organizar uma rodada de leilões para monetizar o seu petróleo. Os seguintes critérios devem ser considerados ao selecionar um Comercializador:
 - Volume do capital introduzido como parte do Sistema de Agrupamento de Recursos
 - Taxa de Comercialização
 - Capacidade do Comercializador
 - Possível conflito de interesse

Prevedemos que o prazo do contrato seja de cinco anos, com uma revisão anual do desempenho do Comercializador, quando o contrato poderá ser revogado se for avaliado que o comercializador esteja operando significativamente abaixo da paridade do mercado.

- Uma vez que a produção da PPSA atinja 500 kbd, a PPSA deverá avaliar a possibilidade de diversificar a sua contraparte:
 - A PPSA avaliaria a possibilidade de direcionar 10% (ou até 100 kbd) da sua produção a uma refinadora nacional, através de um contrato direto de longo prazo. A PPSA deverá assegurar que o preço realizado seja equivalente à paridade de exportação
 - Quando a produção aumentar além de 500 kbd, a PPSA deverá prosseguir para administrar um segundo contrato

À medida que a produção do Pré-sal aumenta, o governo deve prosseguir o desenvolvimento de um índice líquido para o óleo do Pré-sal. Uma vez que pelo menos 50% dos volumes sejam negociados através desse índice, a PPSA deverá converter o seu contrato de modo que os volumes sejam comercializados com base neste índice.

Além da gestão do transporte do óleo ao ponto de elevada liquidez, a PPSA teria que desenvolver as seguintes funcionalidades:

- Supervisão e gerenciamento para aquisições de produção
- Administração de contratos, solução de contencioso e operações de escritório de apoio referentes a instalação, faturação e pagamento,
- Conhecimento referente a margens e dinâmica da cadeia de valor de *downstream*

Roteiro para comercialização de gás natural

No gás natural, a PPSA não alcançará escala significativa antes de 2024, atingindo, no mínimo, 2 MMcm/dia, e deve, portanto, utilizar o tempo antes de implementar sua estratégia para a comercialização de gás natural. Nesta fase, a única opção para a PPSA é vender a sua quota de gás natural para o operador na FPSO. Com efeito, a PPSA não tem acesso às rotas offshore, e as rotas existentes 1 e 2, e a Rota 3, projetadas para entrar on-line, seriam insuficientes para absorver a previsão de volumes de gás natural a ser comercializado pela PPSA. Se o acesso à terra for obtido, a capacidade de processamento ainda estaria presente como um gargalo, uma vez que as unidades de processamento de gás natural são dimensionadas para a atual e para produções previstas da Petrobras. Adicionalmente, restrições regulatórias da ANP dificultam a contratação do serviço de processamento de gás natural diretamente pela PPSA, ainda que o acesso à planta, que não é garantido por lei, tenha sido negociado com sucesso. Por último, como mostra a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, enquanto o arcabouço regulatório brasileiro de gás natural permite franco acesso a qualquer capacidade disponível em gasodutos de transporte, a Petrobras detém toda a capacidade firme em todos os dutos principais.

Malhas de transporte	Proprietário	Capacidade firme (MMcm/d)	Capacidade disponível	Data finalização contrato
1. Malha do Nordeste	TAG	21.6	✗	2026
2. Gasoduto Gasene	TAG	10.3; 20.0	✗	2033
1. Malha do Sudeste	NTS	49.4	✗	2026
4. Bolívia-Brasil	TBG	30.1	✗	2019 (60%)
5. Urucu Manaus	TAG	6.3	✗	2033
6. Argentina-Brasil	TSB	2.8	✓	N/A

Tabela 7: Principais redes de transporte e capacidade

Como resultado, sem alterações significativas para o mercado do gás natural, a única opção para a PPSA seria eleger o modelo Manutenção do Status-Quo, que não maximizará a receita, mas que maximizará a facilidade de execução. Embora nenhum dos dois outros modelos aumentaria significativamente o potencial de receita e resultados para o país, algum desenvolvimento de mercado teria de acontecer para que a PPSA participasse no mercado do gás natural.

Dadas estas considerações, o roteiro para operar sob um Sistema de Agrupamento de Recursos ou modelo de Otimização da Cadeia de Valor no contexto de gás natural, consiste de abordagem passo a passo na qual o sincronismo é impulsionado pelo ritmo de desenvolvimento do mercado e do crescimento do volume da PPSA. São as seguintes principais atividades que devem ser desenvolvidas para maximizar o valor dos volumes da PPSA:

- Criação de um mercado de demanda, desenvolvimento de infraestruturas necessárias e a reforma do mercado do gás natural teriam que acontecer antes da PPSA poder

transicionar para o Modelo A2 e o Modelo B. Essas atividades e suas implicações para a PPSA serão descritas em mais detalhe nos parágrafos abaixo,

- Uma vez que o volume de gás natural tenha alcançado 2 MMm3/dia,
 - A PPSA deverá formalizar uma posição de *Take or Pay* no duto de escoamento e na instalação de processamento
 - A PPSA deverá selecionar um Comercializador para o seu gás na instalação de processamento e a mesma deverá então programar um leilão de oferta para os 2 MMm3/dia baseada no modelo de A2 de Agrupamento de Recursos de acordo com os seguintes critérios:
 - Taxa de Marketing
 - Capacidade do Comercializador
 - Possível conflito de interesse
 - Posição interna do parceiro
 - No âmbito desta operação, a PPSA seria remunerada com base em um compartilhamento volumétrico das receitas e do custo incorrido pelo Comercializador para monetizar o gás natural. O Comercializador estaria cobrando também uma taxa de comercialização. No caso em que um preço transparente seja obtido, refletindo o valor do gás natural, o Comercializador compraria a produção a esse preço. Imagina-se que a duração do contrato seria de cinco anos, com uma revisão anual da avaliação do Comercializador. Se o desempenho do Comercializador cair significativamente abaixo do mercado, a PPSA poderá rescindir o contrato.
 - Nesta fase, a PPSA deverá ter o pessoal necessário para ser capaz de monitorar os resultados alcançados pelo Comercializador, desenvolvendo o conhecimento relativo às margens e à dinâmica da cadeia de valor a jusante e administrar os contratos *Take or Pay*, supervisionando o movimento das moléculas até o Ponto de Transação
- Uma vez que PPSA tenha atingido volumes de 6 mmcmd, PSSA poderá considerar operar sob o modelo B e configurar a administração necessária para introduzir no mercado seu gás diretamente para o cliente atacadista, o que implicaria na seguinte funcionalidade:
 - Serviços de gestão de riscos, incluindo a execução, acompanhamento e apresentação de relatórios
 - Mercado fundamental e a análise técnica
 - Programas de confiabilidade de fornecimento
 - Integração de Midstream e Downstream, opcionalmente, e serviços e tecnologia de valor agregado
 - Desenvolvimento comercial e originação
 - Operações de Frente, Intermediárias e de Apoio
 - Programas e gerenciamento de relacionamento com o cliente,
 - Aperfeiçoamento contínuo, incluindo medição de desempenho e benchmarking
 - Programas de sustentabilidade alinhadas com a intenção geral de fornecedores, clientes e parceiros.
 - Maximizar a utilização e a contribuição de posições de ativos de Midstream
- Alternativamente, a PPSA poderia manter sua operação na infraestrutura do modelo A2 e tentando diversificar sua contraparte através de contratos de longo prazo, quando a sua

produção actual aumentaria além de 6mmcmd. Para este modelo, as seguintes funcionalidades precisariam ser desenvolvidas:

- Serviços de gestão de riscos, incluindo execução, acompanhamento e apresentação de relatórios de crédito e outros riscos
- Medição de desempenho e benchmarking
- Administrar os contratos *Take or Pay*, supervisionando o movimento das moléculas até o Ponto de Transação
- Desenvolvimento comercial

Em um contexto de gás natural, uma das principais diferenças entre o modelo de Sistema de agrupamento de recursos e o Otimizador de Cadeia de Valor é caracterizada pelo papel que a PPSA assumiria no desenvolvimento de um mercado de gás natural para o gás do Pré-Sal. De fato, no Sistema de agrupamento de recursos, a PPSA seria uma espectadora do desenvolvimento do mercado, enquanto que, no modelo de Cadeia de Valor, a PPSA teria um papel ativo no seu desenvolvimento. Qual rota a seguir dependerá da política de governo de desenvolvimento do Brasil

Criação de um mercado de demanda

A promoção de renovação de demanda "estável" e a solução do "problema do ovo e da galinha" continuam a ser o principal desafio para a plena exploração dos recursos do Pré-Sal. Baixas taxas de crescimento em segmentos da demanda "estável" representam um limite para o potencial de monetização de gás associado do grupo do Pré-Sal da Bacia de Santos. Sem resolver este problema, a infra-estrutura não será desenvolvida e o gás natural não atingirá a costa. Como resultado, se a PPSA resolver mudar para o modelo A2 ou Modelo B, e maximizar o resultado, um objetivo-chave para o governo e para a PPSA deverá ser a criação de um mercado de demanda. Duas abordagens, idealmente prosseguidas em paralelo, são oferecidas para o gás ser rentabilizado^[1]:

- Políticas para promoção de Pontos de Venda de nova demanda "estável" em terra, poderiam ser originadas de:
 - Uma reestruturação da expedição do setor energético, onde hidroelétricas não necessariamente têm prioridade sobre os outros combustíveis e uma demanda de carga de base será facilitada para o gás natural. Se essa alternativa for escolhida, a PPSA como parte de um modelo de abordagem B poderia assinar contrato de fornecimento de longo prazo com os desenvolvedores de energia elétrica
 - uma revisão do custo do valor de cadeia de gás natural, seria a melhor maneira de impulsionar a demanda entre os vários setores. Apesar de assumirmos que a escala de volume reduzirá o custo de midstream, uma redução dos impostos ou de arrecadação governamental e regulação dirigida a menor custo de transporte e midstream poderiam fazer o gás natural significativamente mais competitivo. A PPSA, em conjunto com outros operadores, deverá praticar o lobby para prosseguir a reforma nesta área. Se o custo do gás natural puder ser diminuído, a PPSA poderia, potencialmente, como parte da seleção para o modelo B, tomar

^[1] As abordagens listadas não são exaustivas

uma posição de cobradora de pedágio em uma oportunidade a jusante (energia, uréia, etc)

- A criação de uma garantia de receita antecipada para o desenvolvimento de infraestrutura, que permita assegurar que o construtor pode ser remunerado enquanto a demanda estiver crescendo. Como parte do modelo B, a PPSA poderá assumir um papel semelhante ao da CFE, e assumir uma posição de *Take or Pay* de longo prazo sobre alguns dos projetos de infra-estrutura, enquanto a demanda estiver sendo desenvolvida ou uma Garantia de Rede Primária poderia ser desenvolvida e remunerada através de utilizadores de energia (semelhante a um desenvolvido no Peru para TGP).

Se o mercado interno de gás natural não puder ser desenvolvido, a exportação de gás do Pré-sal, como GNL poderia também, potencialmente, representar uma opção para alguns dos campos de menor custo, mas não podemos imaginar a PPSA tomando uma posição na exportação do gás. O GNL poderia também ser usado para dar flexibilidade ao setor de energia elétrica doméstica e ajudar no atendimento a mercados que são de difícil acesso para distribuição por dutos. Neste caso, a PPSA, como parte do modelo B, poderá assumir uma posição de liquefação, armazenamento e transporte de GNL no mercado interno.

Desenvolvimento de nova infraestruturas

Para o gás atingir grau de mercado, um novo duto offshore e uma nova instalação de processamento teriam que ser construídos. Em terra, a instalação precisaria ter acesso a dutos de transferência. Caso a PPSA deseje maximizar os resultados, um objetivo-chave para o Governo deveria ser o desenvolvimento dessa infra-estrutura, utilizando a PPSA como uma ferramenta (modelo B), ou através de regulações, com a PPSA como um espectador (Modelo A2). No Modelo B, a PPSA seria fortemente envolvida no desenvolvimento de opções de monetização em termos de estrutura de contratação, criação de demanda e rodadas de leilão.

No caso de mercados em que a demanda não esteja completamente desenvolvida e ainda não justificariam o desenvolvimento da infraestrutura necessária, as alternativas de abordagem para possibilitar o desenvolvimento da infraestrutura⁵ podem ser descritas como:

- O governo poderia estabelecer uma garantia de pagamento que pudesse assegurar renda antecipada do duto ao operador a um nível de garantir uma taxa básica a um volume de transporte mínimo, independentemente do estabelecimento de sua demanda real. No modelo B, a PPSA poderia agir como promotora do investimento e facilitar a rodada de leilão a ser realizada
- A PPSA poderia efetuar uma posição de *Take or Pay* de longo prazo, o contrato podendo ser suportado pela garantia de governo. A PPSA poderia também, potencialmente, participar no investimento da nova infra-estrutura através de reembolso por meio da sua quota de óleo.

A reforma do mercado de gás natural

Possivelmente o sistema de entrada-saída e a separação do comércio e do transporte seria fundamental para a abertura do mercado, e para a PPSA poder operar no mercado interno sem ter que fazer investimentos significativos no contexto do modelo B. Seria também importante no contexto do modelo A2, uma vez que isto poderia aumentar a liquidez no mercado e atrair mais potenciais compradores para o gás natural da PPSA.

O desenvolvimento de um hub iria aumentar significativamente o nível de transparência das transações da PPSA em ambos os modelos. De fato, em um mercado líquido e transparente, os preços de transações e as decisões tomadas pela PPSA poderiam ser significativamente mais fáceis para auditoria. A PPSA poderia, então, direcionar facilmente o mercado de gás natural a atacadistas no modelo B e no modelo A2. No modelo A2, o desenvolvimento de preço de hub



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Produto executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), em 1º de março de 2012.

permitiria também a PPSA transferir de um Sistema de agrupamento de recursos para transações com seu agente através do preço de hub.

Apêndice 1 – Retornos dos participantes do Workshop 2

Vantagens e desvantagens de cada modelo sugerido

A presente seção avalia impactos positivos e negativos que cada modelo pode ter nas atividades de comércio de Óleo e Gás no Brasil em relação aos principais objetivos a serem atingidos pelo governo.

Durante o *workshop*, dividimos os participantes em três grupos principais para avaliar os modelos baseados em suas experiências para fornecer seus retornos sobre os modelos apresentados pela IHS Markit no dia 1 do *workshop*.

As três sessões de discussão foram divididas da seguinte maneira:

- (a) Sessão do Setor de Gás;
- (b) Sessão do Setor de Óleo ;
- (c) Sessão de Análise Jurídica

As Tabelas abaixo resumem os retornos recebidos durante o *workshop* e serão incorporadas às análises de SWOT realizadas pela IHS Markit no Relatório Técnico nr. 3.

Sessão do Setor de Gás

Objetivo 1: Potencial de Receita:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> • Não requer investimento • Organização mais enxuta • Risco muito limitado para a PPSA • Modelos existentes já estão à disposição 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial restrito pelo número de participantes em um leilão • PPSA sujeita aos preços vigentes • Inexistência do preço da plataforma • Exposição a riscos de infraestrutura
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Maximiza o número de contrapartes na comercialização • Demanda coordenação entre os <i>stakeholders</i> • Compartilha riscos e sistema aberto de gestão 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior burocracia
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial muito positivo • Contratos a longo prazo • Preço máximo no mercado local 	<ul style="list-style-type: none"> • Organização mais complexa • Demanda mais tempo • Custos mais elevados

Objetivo 2: Transparência

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> Contratos são bem conhecidos Transparência máxima 	<ul style="list-style-type: none"> Baixo número de compradores, resultando em uma proposta pouco competitiva Baixo “upstream” bilateral Preço negociado desconhecido devido a contratos confidenciais
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> Plena transparência Benchmark altamente competitivo 	<ul style="list-style-type: none"> N/A
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> Maior valor O mais próximo de uma perfeita concorrência já que não existem restrições de contraparte Preço segue o mercado 	<ul style="list-style-type: none"> A mais baixa transparência Baixo “downstream” bilateral Requer regulação própria

Objetivo 3: Liquidez e apoio da indústria:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> Sem subsídios 	<ul style="list-style-type: none"> Baixo apoio Restrição de acesso
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> Baixo custo levando a maior oferta Máxima liquidez 	<ul style="list-style-type: none"> Retorno regulado no setor de infraestrutura limita o investimento
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> Comercialização direta com a indústria Sem subsídios O gás da PPSA pode fomentar a liquidez do mercado Possível criador do mercado usando propostas de curto prazo Alto caso seja na plataforma já que não há restrições de cliente 	<ul style="list-style-type: none"> Requer opções de demanda Organização mais complexa Demanda tempo Custo mais elevado Baixo caso seja no portão da fábrica

Objetivo 4: Facilidade de execução:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> Facilmente executável 	<ul style="list-style-type: none"> N/A
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> Facilmente provido de acesso ao mercado 	<ul style="list-style-type: none"> N/A
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> Demanda mais esforço para execução Responsabilidade da PPSA de balancear a produção Número de clientes limitado

Sessão do Setor de Óleo

Objetivo 1: Potencial de Receita:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> O menor custo de execução Menor risco operacional 	<ul style="list-style-type: none"> Frustra a proposta da PPSA Não garante a maximização da rentabilidade, dada a competição limitada Restringe o número de clientes já que requer navio DP
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> Maior liquidez deveria permitir a maximização da receita Potencial redução de custos de transporte se um consórcio (ou agrupamento) também for implementado Maior concorrência com a disponibilidade de Óleo na costa Maior escala de produção Menor risco operacional Menor complexidade que a Otimização da Cadeia de Valor Possibilidade de contratar um Gestor do <i>Pool</i> de navios DP para produtores de baixa escala 	<ul style="list-style-type: none"> Difícil de viabilizar devido a conflito de interesses Possibilidade de limitar a rentabilidade no caso de o ponto de medição for pré-definido e não-flexível devido à mudança de condições PPSA necessitaria de maior equipe
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> Consórcio com produtores para garantir contratos de longo prazo Potencial de aumentar a receita 	<ul style="list-style-type: none"> Improvável aumento no lucro, comparado com o Sistema de Agrupamento de Recursos, dado maior custo de execução

	<ul style="list-style-type: none"> • Perfil de demanda incerto • Requer maior equipe • Maiores custos e riscos operacionais • Maior complexidade para a PPSA
--	--

Objetivo 2: Transparência:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> • Pouco espaço para poder discricionário 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade de verificar a legitimidade do preço de venda de óleo
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Maior transparência 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade de sugerir uma proposta com regras para alinhar incentivos
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> • 	<ul style="list-style-type: none"> • Requer sub-contratação • Maior complexidade • Menor transparência

Objetivo 3: Liquidez e apoio da indústria:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> • N/A 	<ul style="list-style-type: none"> • Sem mudança • Sistema atual mantido • Ausência de suporte
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na participação de agentes locais • Aumento nos volumes a serem comercializados localmente • Maior volume e mais agentes serão possibilitados com mais opções de navios aliviadores • Volume do Óleo comercializado é 2x maior que seus derivados • Maior liquidez devido a um direcionamento mais eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimento limitado devido a retornos regulados no setor de infraestrutura
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> • Cadeia de suprimentos muito mais integrada • Políticas industriais potencialmente implementadas • Efeito multiplicador 	<ul style="list-style-type: none"> • Poderia possibilitar políticas para incentivar indústrias locais, mas necessita regras claras para evitar abusos e subsídios ocultos • Falhas de mercado vão persistir caso não sejam abordadas pelas medidas certas

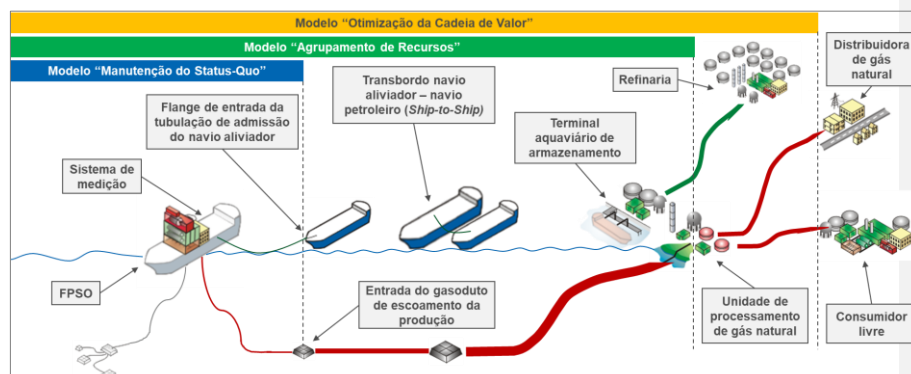
	<ul style="list-style-type: none"> • Organização mais complexa • Demanda tempo para implementar • Maior custo
--	--

Objetivo 4: Facilidade de execução:

	Positivos	Negativos
Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> • Mais simples dos três porém não ideal para a PPSA • Funciona melhor quando a Petrobras é a operadora 	<ul style="list-style-type: none"> • SRUP arbitrária • Penalidades da parte da ANTAQ • Problemas quando a Petrobras não é parceira na licença
Agrupamento de Recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Impacto mínimo na complexidade de execução e custo, quando comparado com o Status Quo • Poderia possibilitar a Reforma da regulação sobre elevação de penalidades injustificadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Possivelmente requer mudanças nas leis/regulamentações • PPSA com equipe limitada até 150 pessoas • Restrições de taxa/imposto • Pode requerer contratação de seguro por parte da PPSA • Possíveis conflitos sobre elevar planejamentos precisam ser resolvidos • Restrições precisam ser aplicadas
Cadeia de Valor	<ul style="list-style-type: none"> • N/A 	<ul style="list-style-type: none"> • Muito difícil de executar • Mais custoso • Requer maior estrutura por ser mais difícil de executar • Requererá mudanças nas leis/regulamentações • PPSA restrita a uma equipe de 150 pessoas

Sessão de análise jurídica

Diferentemente dos grupos de petróleo e gás natural, que debateram especificamente a estrutura de mercado, ponto de transação, logística, agrupamento de valor e produto em cada modelo, o grupo jurídico optou por uma abordagem holística, por ser a única factível, analisando durante o Workshop da Fase 4 os principais desafios jurídico-regulatórios e barreiras tributárias na implementação dos modelos identificados pela IHSM durante a Fase 3.



Níveis de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias e remoção de entraves de competência federal:

"Manutenção do Status-Quo"	"Agrupamento de Recursos"	"Otimização da Cadeia de Valor"
<ul style="list-style-type: none"> nível reduzido de dificuldades venda preferencial ao exterior ou a comprador baseado em um estado diverso da produção empresas de <i>trading</i> autorizadas a utilizarem procedimentos aduaneiros simplificados 	<ul style="list-style-type: none"> nível moderado de dificuldades evolução do Modelo "Manutenção do Status-Quo" ampliação do escopo de atuação da PPSA por lei ou documentos societários PPSA autorizada a afretar navios aliviadores alterações contratuais caso a PPSA opte pelo operador do campo como operador logístico 	<ul style="list-style-type: none"> alto nível de dificuldades evolução do Modelo "Agrupamento de Recursos" PPSA contrata diretamente serviços de processamento de gás natural PPSA amplia sua capacidade administrativa

Análise legislativa e de aspectos tributários, aduaneiros e regulatórios:

	"Manutenção do Status-Quo"	"Agrupamento de Recursos"	"Otimização da Cadeia de Valor"
Propriedade e posse	<ul style="list-style-type: none"> propriedade originária do petróleo e do gás natural dada à União no ponto de medição PPSA, representando a União, transfere a propriedade da produção e dá posse 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA, representando a União, retém a propriedade e a posse da produção até terminal de armazenamento ou navio petroleiro e até planta de processamento operadores logístico, do terminal e do gasoduto de 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA, representando a União, retém a propriedade da produção durante seu refino e processamento, transferindo a propriedade dos

	“Manutenção do Status-Quo”	“Agrupamento de Recursos”	“Otimização da Cadeia de Valor”
	ao comprador no ponto de partilha	escoamento da produção detêm a produção	derivados e do gás natural ao comprador
Precificação	<ul style="list-style-type: none"> preço de venda baseado no preço de referência da ANP 	<ul style="list-style-type: none"> preço livremente formado entre o comprador e comercializador despesas e receitas compartilhadas em bases volumétricas comercializador remunerado por uma tarifa fixa em \$/boe 	<ul style="list-style-type: none"> petróleo e o gás beneficiados pela PPSA em uma estrutura de <i>toling agreement</i> preço de venda dos derivados é livremente formado entre o comprador e a PPSA venda por negociação direta ou leilão preço do gás livremente formado, por meio de leilões de longo prazo
Responsabilidade operacional	<ul style="list-style-type: none"> sem assunção de qualquer responsabilidade pela PPSA 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA assume solidariamente os riscos de retirada, transporte, descarregamento ou transbordo do petróleo PPSA assume solidariamente os riscos de transporte do gás por gasodutos de escoamento da produção 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA assume solidariamente os riscos de retirada, transporte, armazenamento e processamento do petróleo e do gás natural até sua venda ao comprador
ISS representação	<ul style="list-style-type: none"> PPSA responsável pelo pagamento de ISS (5%), PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) pela representação da União base de cálculo estipulada no acordo de remuneração com o MME 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA responsável pelo pagamento de ISS (5%), PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) pela representação da União base de cálculo estipulada no acordo de remuneração com o MME 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA responsável pelo pagamento de ISS (5%), PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) pela representação da União base de cálculo estipulada no acordo de remuneração com o MME
ISS terminal	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> ISS sobre serviço de descarga no terminal da refinaria (e.g. 2,5% em São João da Barra)
ICMS óleo	<ul style="list-style-type: none"> não incide sobre venda a comprador no exterior ou em estado diverso do estado produtor 	<ul style="list-style-type: none"> não incide sobre a venda destinada a comercializador no exterior ou a empresa de <i>trading</i> no Brasil 	<ul style="list-style-type: none"> não incide sobre petróleo refinado em estado da diverso da produção ICMS na venda de derivados na refinaria

	“Manutenção do Status-Quo”	“Agrupamento de Recursos”	“Otimização da Cadeia de Valor”
	<ul style="list-style-type: none"> ICMS sobre o valor da venda dentro de um mesmo estado (e.g. 19% RJ-RJ) 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA qualifica a transação como saída com fim específico de exportação 90 dias para exportação não incidência em exportação via carregamento direto ou STS regras do Modelo “Manutenção do Status-Quo” em venda doméstica 	<ul style="list-style-type: none"> (e.g. Diesel 12% a 18% e gasolina 25% a 34%) PPSA é substituta tributária das distribuidoras refino dentro do mesmo estado é operação de industrialização por encomenda (e.g. ICMS de 19% no RJ) PPSA recolhe o imposto e utilizaria os créditos para compensação na operação seguinte de venda dos derivados produzidos para distribuidores
ICMS gás	<ul style="list-style-type: none"> incide sobre venda a comprador em qualquer estado (e.g. 18% em SP) alíquota de 15% para internas (i.e. SP-SP) 	<ul style="list-style-type: none"> incide sobre venda a comprador em qualquer estado (e.g. 18% em SP) alíquota de 15% para internas (i.e. SP-SP) 	<ul style="list-style-type: none"> suspensão da incidência (industrialização por encomenda) PPSA recolhe ICMS e utiliza créditos na venda a uma distribuidora ou um consumidor livre (e.g. 18% SP-outra estado ou 15% SP-SP)
ICMS transporte	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> diferido sobre o transporte de gás da plataforma à unidade de processamento (e.g. 12% em SP) 	<ul style="list-style-type: none"> diferido sobre o transporte de gás da plataforma à unidade de processamento (e.g. 12% em SP).
AFRMM	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> 10% sobre o valor do frete do navio aliviador caso a PPSA contrate serviços de transporte de petróleo e o destino não seja a exportação 	<ul style="list-style-type: none"> 10% sobre o valor do frete do navio aliviador caso a PPSA contrate serviços de transporte de petróleo e o destino não seja a exportação
Aduana	<ul style="list-style-type: none"> comprador responsável por despacho aduaneiro e despesas associadas apenas empresas de E&P beneficiam-se 	<ul style="list-style-type: none"> comprador responsável por despacho aduaneiro e despesas associadas apenas empresas de E&P beneficiam-se dos procedimentos simplificados para 	<ul style="list-style-type: none"> comprador responsável por despacho aduaneiro e despesas associadas apenas empresas de E&P beneficiam-se

	“Manutenção do Status-Quo”	“Agrupamento de Recursos”	“Otimização da Cadeia de Valor”
	dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro da RFB	carregamento e despacho aduaneiro da RFB	dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro da RFB
Retirada de óleo	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina quantidades, indica comprador e operador logístico ao operador de E&P que farão o descarregamento PPSA pode agendar descarregamentos e retirada conjunta ou combinação de volumes, sujeita à incidência de ICMS no RJ 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina quantidades e indica operador logístico que fará o descarregamento PPSA pode agendar descarregamentos e retirada conjunta ou combinação de volumes, sujeita à incidência de ICMS no RJ licenças para operações de alívio obtidas pelo operador logístico contratado pela PPSA PPSA não pode afretar navio aliviador por conta própria enquanto Portaria ANP 170/2002 não for alterada 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina quantidades e indica operador logístico que fará o descarregamento PPSA pode agendar descarregamentos e retirada conjunta ou combinação de volumes, sujeita à incidência de ICMS no RJ licenças para operações de alívio obtidas pelo operador logístico contratado pela PPSA PPSA não pode afretar navio aliviador por conta própria enquanto Portaria ANP 170/2002 não for alterada
Retirada de gás	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina os volumes máximos a serem retirados e indica o comprador que receberá a parcela da produção da União na entrada do gasoduto de escoamento da produção. 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina volumes máximos a serem retirados e a indica o comprador que receberá a parcela da produção da União na entrada ou na saída do gasoduto de escoamento da produção 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA nomina volumes máximos a serem retirados PPSA negocia acesso a gasodutos de escoamento de terceiros casos operação de E&P não contemple gasoduto próprio até a costa
Operador de E&P	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> responsável pela entrega produção diretamente em um terminal, área de STS ou planta de processamento, mediante devida remuneração alternativamente, responsável em nome do consórcio pelo transporte da produção da União, com custos precificados pelos ofertantes nas rodadas de licitação da ANP 	<ul style="list-style-type: none"> responsável pela entrega produção diretamente em um terminal ou planta de processamento, mediante devida remuneração alternativamente, responsável em nome do consórcio pelo transporte da produção da União, com custos precificados pelos

Excluído: a

	“Manutenção do Status-Quo”	“Agrupamento de Recursos”	“Otimização da Cadeia de Valor”
		<ul style="list-style-type: none"> torna-se responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA 	<ul style="list-style-type: none"> ofertantes nas rodadas de licitação da ANP torna-se responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA
Transporte e transbordo	<ul style="list-style-type: none"> nenhuma operação de transporte ou transbordo sob responsabilidade da PPSA 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA contrata EBN como operadora logística do navio aliviador por força da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016 licenças relacionadas às operações de alívio são obtidas pelo operador logístico alternativamente, designa-se ao operador de E&P, mediante devida remuneração ou precificação de custos, para o transporte e/ou transbordo 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA contrata EBN como operadora logística do navio aliviador por força da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016 licenças relacionadas às operações de alívio são obtidas pelo operador logístico alternativamente, designa-se ao operador de E&P, mediante devida remuneração ou precificação de custos, para o transporte
Acesso a infraestrutura	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> PPSA negocia acesso a oleodutos de transporte caso a refinaria não possua terminal de descarregamento ou duto de transferência dedicado garantia de acesso à PPSA ao gasoduto próprio de escoamento da produção sob o regime de partilha PPSA negociação de acesso a plantas de processamento

Apêndice 2 – Responsáveis pela elaboração:

Foram responsáveis pela elaboração deste documento os seguintes Especialistas da IHS Markit:

Eleonor Kramarz

Rodrigo Vaz

Rodrigo Fiatikoski

Sebastian Borgarello

Pedro Gomes

Ricardo Bedregal

Ed Kelly

Rina Quijada

Steve Fekete

Irena Agalliu

Felipe Perez

Mathew Taylor

Jurgen Sorgenfrei

Jordan Wolloschuk



Produto executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), em 1º de março de 2012.

Apêndice 3 – Minuta de Resolução CNPE

Este apêndice contém a Minuta de Resolução CNPE estabelecendo a política de longo prazo para comercialização do petróleo e do gás natural da União, elaborada a partir da integração dos resultados apresentados segundo o Termo de Referência nº 64.

O TDR nº 64 foi formulado no âmbito do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META) formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), que subsidiou a contratação da IHS Markit como consultora técnica especializada do Estudo para o Desenvolvimento da Política de Longo Prazo para a Comercialização de Petróleo e de Gás Natural da União.



CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE

RESOLUÇÃO Nº __, DE __ DE _____ DE 2019.

Estabelece a política de longo prazo para comercialização do petróleo e do gás natural da União.

O PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto no art. 9º, incisos VI e VII, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no art. 4º, §§ 5º, 6º e 8º, da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, no art. 1º, inciso I, alíneas “a”, “i” e “l” e no art. 2º, § 3º, inciso III, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, no art. 7º, inciso III, e no art. 14, **caput**, do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução CNPE nº 7, de 10 de novembro de 2009, o que consta do Processo nº ____-____/____-__, e considerando

o interesse nacional em estimular a maximização do resultado econômico da comercialização do petróleo e do gás natural da União e, conseqüentemente, da sua receita total estimada na lei orçamentária anual;

a necessidade de assegurar a continuidade operacional de campos produtores e de promover quanto antes a monetização de descobertas;

as complexidades operacionais, logísticas, econômicas, legais e tributárias identificadas pelo Ministério de Minas e Energia, que demandam flexibilidade e agilidade comercial por parte da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA na escolha do modo mais eficaz e eficiente de comercializar a produção da União, com volumes crescentes e dispersos por vários campos;

que o petróleo e o gás natural destinados à União são comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização estabelecida pelo CNPE;

que compete à PPSA monitorar e auditar operações, custos e preços de venda de petróleo e gás natural praticados por seus agentes comercializadores, observadas as diretrizes estabelecidas pelo CNPE;

que a remuneração dos agentes comercializadores será calculada na forma prevista nos contratos celebrados pela PPSA, observadas as diretrizes CNPE; e

que o Brasil é um país exportador de petróleo pouco suscetível a choques de oferta externa que possam comprometer o abastecimento do mercado nacional, resolve:

Art. 1º Estabelecer a política de longo prazo para comercialização do petróleo e gás natural destinados à União, de acordo com as cláusulas e condições aprovados pela presente Resolução.

Art. 2º Solicitar à Casa Civil da Presidência da República diligências junto ao

Congresso Nacional, no sentido de propor a derrogação de menções ao uso dos preços de referência fixados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no art. 4º, § 6º, da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, e no art. 3º, parágrafo único, da Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018.

§ 1º O preço de referência do petróleo e do gás natural, fixados pela ANP nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, do art. 42-A, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e do art. 3º, inciso V, do Decreto 2.705, de 3 agosto de 1998, tem finalidade própria de cálculo de participações governamentais.

§ 2º Enquanto as referências normativas citadas no **caput** estiverem em vigor, o preço de referência da ANP será utilizado nos termos do art. 10 desta Resolução.

Art. 3º São diretrizes da política de longo prazo:

I - a maximização do resultado econômico da comercialização, observada a moderação na assunção dos riscos inerentes à atividade;

II - a consideração das condições de mercado na livre formação dos preços de venda;

III - a adoção de referências internacionais para monitoramento de desempenho e auditoria de despesas inerentes à atividade de comercialização, em especial quando exercida por agentes comercializadores;

IV - a simplicidade, rastreabilidade e adoção das melhores práticas da indústria na gestão dos contratos para a comercialização; e

V - a motivação das decisões comerciais na escolha do modo mais eficaz e eficiente de comercialização, de modo a promover a integridade, a transparência e a redução dos riscos de conformidade.

§ 1º A política de longo prazo tem por finalidade a obtenção do maior valor agregado possível para o petróleo e o gás natural da União, considerando a variação de complexidades operacionais, logísticas, econômicas, legais e tributárias ao longo de sua execução.

§ 2º A comercialização indireta buscará a distribuição equitativa, em bases volumétricas, à União do valor criado pelos agentes comercializadores.

§ 3º Os preços de venda obtidos pela PPSA ou por seus agentes comercializadores serão livremente formados por meio negocial, observando-se os princípios da livre iniciativa e da livre concorrência, e buscarão a maximização do resultado econômico dos contratos para comercialização.

Art. 4º O Ministério de Minas e Energia implementará ações objetivando a adoção, no País, do modelo de agrupamento de recursos para comercialização do petróleo da União.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia fará diligências junto a órgãos da

Administração Pública Federal direta e indireta, no sentido de propor adequações regulatórias que viabilizem a plena adoção do modelo citado no **caput**.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia fará diligências junto ao Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, no sentido de propor políticas e harmonizar procedimentos e normas na concessão e regulamentação de benefícios fiscais referentes ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS que tragam maior eficiência tributária à adoção do modelo citado no **caput**.

§ 3º O modelo de agrupamento de recursos buscará a comercialização de petróleo, diretamente pela PPSA ou indiretamente por seus agentes comercializadores, em pontos de maior liquidez de mercado.

§ 4º Consideram-se pontos de maior liquidez de mercado as áreas aprovadas para operações de transbordo em Águas Jurisdicionais Brasileiras, sejam com navios em berço, fundeados ou em movimento, e os terminais aquaviários localizados no País.

§ 5º A PPSA consolidará a produção da União a ser transferida de navios aliviadores para navios petroleiros ou para terminais.

§ 6º Contratos a serem futuramente outorgados pela ANP sob o regime de partilha de produção poderão dispor de cláusulas específicas referentes à incumbência, dos licitantes vencedores, em disponibilizarem o petróleo da União em pontos de maior liquidez de mercado, estabelecidos no § 4º deste artigo.

§ 7º Em áreas já contratadas sob o regime de partilha de produção, a PPSA poderá, na qualidade de consorciada, buscar negocialmente, dispensada a licitação:

I - a contratação do operador do consórcio ou de qualquer outro consorciado, para disponibilizar o petróleo da União em pontos de maior liquidez de mercado estabelecidos no § 4º deste artigo;

II - o agrupamento de operações de alívio e coordenação de navios aliviadores, por meio da combinação de esforços e divisão equitativa de custos logísticos, seja com consorciados ou quaisquer outras empresas detentoras de cargas de petróleo;

III - o afretamento próprio de navio aliviador; e

IV - o uso de novas tecnologias de alívio que façam frente às condições de mar e vento previstas para as operações de disponibilização da produção.

§ 8º A PPSA selecionará seus agentes comercializadores, dispensada a licitação, com base nos seguintes critérios:

I - volume próprio a ser agrupado ao petróleo da União;

II - tarifa cobrada para a comercialização;

III - capacidade operacional; e

IV - ausência de possíveis conflitos de interesse comercial.

§ 9º A PPSA contratará seus agentes comercializadores por períodos de até cinco anos, com avaliações anuais de desempenho e possibilidade de rescisão contratual em caso de **performance** significativamente inferior à paridade de mercado.

§ 10 A paridade de mercado referida no parágrafo anterior tem por premissa a determinação de preços nas seguintes bases, que, individualmente ou em combinação, poderão ser utilizadas na avaliação dos agentes comercializadores:

I - publicações internacionais de cotações de preços, ajustadas para os diferenciais de qualidade, os custos de transporte e outras especificidades relevantes;

II - preços obtidos em vendas entre partes independentes, ajustados para os diferenciais de qualidade, os custos de transporte e outras especificidades relevantes;

III - preços obtidos em vendas a terceiros que não sejam parte do mesmo grupo econômico, ajustados para quaisquer custos relacionados a melhorias do produto; e

IV - outros preços comparáveis ou valorações que possam existir.

§ 11 Quando a produção do petróleo da União atingir o patamar de quinhentos mil barris por dia, a PPSA buscará a diversificação de operações comerciais, podendo:

I - vender até dez por cento do volume diário, limitado a cem mil barris, para refinarias brasileiras por meio de contratos de longo prazo, assegurada a paridade de exportação do preço de venda; e

II - contratar um segundo agente comercializador, para repartição dos volumes de petróleo da União a serem vendidos.

§ 12 O Ministério de Minas e Energia buscará, em razão do crescimento das curvas de produção de campos localizados no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas, desenvolver um índice líquido para as correntes de petróleo bruto produzidas.

§ 13 Quando o volume transacionado por meio do índice líquido referido no parágrafo anterior corresponder, ao menos, a cinquenta por cento do volume total produzido no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas, a PPSA passará a utilizar o índice líquido em seus contratos para a comercialização da produção de petróleo da União.

§ 14 Além das atribuições específicas que lhe são conferidas neste artigo, a PPSA buscará o desenvolvimento de suas funcionalidades comerciais, dentre as quais:

I - a supervisão e gerenciamento de operações de levantamento da produção;

II - a gestão contratual e a gerência administrativa para liquidação, faturamento e pagamento;

III - a formação e o aperfeiçoamento de empregados para busca de informações mercadológicas e para conhecimento de margens e dinâmicas das cadeias globais de

downstream; e

IV - a utilização de métodos alternativos de solução de controvérsias tais quais conciliação, mediação, arbitragem e determinação por **expert**.

Art. 5º O Ministério de Minas e Energia implementará ações objetivando a adoção, no País, dos modelos de agrupamento de recursos e de otimização da cadeia de valor para comercialização do gás natural da União.

§ 1º A adoção dos modelos referido no **caput** dar-se-á a partir de 31 de dezembro de 2024 ou do momento em que o volume total disponibilizado à União atinja os seguintes patamares, observando-se o que ocorrer primeiro:

I - dois milhões de metros cúbicos por dia, para a adoção do modelo de agrupamento de recursos; e

II - seis milhões de metros cúbicos por dia, para a adoção modelo de otimização da cadeia de valor.

§ 2º Ações a serem implementadas pelo Ministério de Minas e Energia buscarão a geração de demanda de mercado, o desenvolvimento de infraestruturas essenciais e a reforma do mercado de gás natural.

§ 3º Enquanto os modelos de agrupamento de recursos e de otimização da cadeia de valor para comercialização do gás natural da União não forem adotados, a PPSA buscará a comercialização direta ao operador do consórcio ou a qualquer outro consorciado, cujo respectivo campo produtor escoe gás natural.

§ 4º No caso da comercialização referida no parágrafo anterior, a PPSA indicará o comprador que receberá o gás natural da União, a ser disponibilizado fisicamente no ponto de partilha ou de medição a depender dos termos contratuais aplicáveis.

§ 5º O modelo de agrupamento de recursos para comercialização do gás natural da União, adotado a partir do atingimento do patamar dois milhões de metros cúbicos por dia, implicará:

I - no compromisso de limites mínimo de uso de gasodutos e plantas de processamento, assumidos pela PPSA por meio de cláusulas **take or pay**;

II - na seleção, pela PPSA, do agente comercializador, dispensada a licitação, com base nos seguintes critérios:

- a) tarifa cobrada para a comercialização;
- b) capacidade operacional;
- c) ausência de possíveis conflitos de interesse comercial; e
- d) posição doméstica de mercado do agente comercializador.

III - na remuneração da União em bases volumétricas, com a distribuição equitativa de custos incorridos para monetização do gás natural e dos resultados alcançados pelo agente comercializador;

IV - no pagamento, pela PPSA, de uma tarifa ao agente comercializador;

V - na compra, pelo agente comercializador, da produção da União a preços de mercado caso a precificação reflita o valor do gás natural formado de forma transparente

VI - na contratação, pela PPSA, do seu agente comercializador por um período de até cinco anos, com avaliações anuais de desempenho e possibilidade de rescisão contratual em caso de **performance** significativamente inferior à paridade de mercado; e

VII - no desenvolvimento, pela PPSA, de capacidade técnica para:

a) o monitoramento do desempenho do agente comercializador, por meio do conhecimento de margens e dinâmicas da cadeia de valor do gás natural;

b) a administração de contratos com cláusulas **take or pay**; e

c) supervisão da movimentação do gás natural até o ponto de venda.

§ 6º O modelo de otimização da cadeia de valor para comercialização do gás natural da União, adotado a partir do atingimento do patamar seis milhões de metros cúbicos por dia, implicará, adicionalmente:

I - na criação, pela PPSA, de um departamento próprio para administração da venda de gás a consumidores de grande porte, que contemple as seguintes funcionalidades:

a) serviços de gestão de risco, incluindo execução, monitoramento e informação;

b) análises técnicas e de fundamentos de mercado;

c) programas de garantia de oferta;

d) integração **downstream** e **midstream**, opcionalidade e serviços de agregação de valor e tecnologia;

e) originação de clientes e desenvolvimento comercial;

f) operações de interface direta com clientes, de suporte à interface direta e de retaguarda administrativa;

g) gestão e programas de relacionamento com clientes;

h) aperfeiçoamento contínuo, incluindo avaliação de desempenho e **benchmarking**;

i) programas de sustentabilidade alinhados aos objetivos globais de fornecedores, clientes e parceiros; e

j) maximização da utilização e contribuição de posições em ativos de transporte.

II - na missão da PPSA de liderar o desenvolvimento de um mercado para o gás natural produzidos no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas.

§ 7º Caso a produção de gás natural da União atinja o patamar de seis milhões de metros cúbicos por dia, e a PPSA decida manter suas operações restritas ao modelo disposto no § 5º, a empresa deverá:

I - diversificar seus relacionamentos comerciais por meio de contratos de longo prazo;

II - adotar serviços de gestão de risco, incluindo execução, monitoramento e informação;

III - implementar avaliações de desempenho e **benchmarking**;

IV - administrar contratos com cláusulas **take or pay**;

V - supervisionar a movimentação do gás natural até o ponto de venda; e

VI - desenvolver-se comercialmente.

§ 8º Aplicam-se subsidiariamente, no que couber, as disposições do art. 4º desta Resolução aos modelos de agrupamento de recursos e de otimização da cadeia de valor para comercialização do gás natural da União.

Art. 6º A PPSA será a representante da União para fins de transferência da propriedade do petróleo e do gás natural.

Parágrafo único. A PPSA adequará seu estatuto social, nos termos do art. 4º, incisos II e V, da Lei 12.304, de 2010, a fim de exercer todas as atividades necessárias à implementação da política de longo prazo para comercialização do petróleo e do gás natural da União.

Art. 7º A PPSA deverá incluir, nos contratos celebrados, cláusula que, dentro dos limites legais e das melhores práticas da indústria, viabilize a comercialização do petróleo e do gás natural da União nas hipóteses de falha no levantamento de cargas.

Art. 8º A receita advinda da comercialização do petróleo e do gás natural da União, após a dedução dos tributos incidentes e dos gastos diretamente relacionados à comercialização, deve ser depositada diretamente na Conta Única do Tesouro Nacional para destinação legal.

§ 1º Os tributos incidentes e os gastos diretamente relacionados à comercialização do petróleo e do gás natural da União deverão ser depositados em conta informada pela PPSA, que obrigatoriamente os contabilizará de forma clara e apartada da sua própria contabilidade.

§ 2º Os gastos diretamente relacionados à comercialização do petróleo e do gás natural da União deverão estar previstos em contrato firmado pela PPSA com o comprador ou com o agente comercializador, bem como no edital do certame licitatório, quando for o caso.

Art. 9º Os contratos com os agentes comercializadores, quando celebrados, conferirão estrita confidencialidade aos documentos e informações disponibilizados por esses agentes para o exercício, do dever da PPSA, de monitoramento e auditoria das operações, custos e preços de venda.

§ 1º Os agentes comercializadores deverão ser capazes de documentar e justificar à PPSA os preços de liquidação utilizados.

§ 2º A PPSA, a Administração Pública Federal e seus órgãos de controle deverão respeitar o sigilo comercial de todas as informações classificadas como confidenciais pelos agentes comercializadores.

§ 3º Informações confidenciais recebidas pela PPSA serão tratadas com a devida confidencialidade, restringindo-se o acesso a tais informações aos seus empregados que, pela natureza da função desempenhada, tenham justificada necessidade de acesso.

§ 4º Consultores contratados pela PPSA, que tenham justificada necessidade de acesso, poderão receber informações confidenciais mediante assinatura de acordos de confidencialidade.

§ 5º Informações classificadas como confidenciais poderão ser divulgadas por força de lei ou por ordem judicial, ou ainda, por autorização escrita do agente comercializador protegido pelo sigilo comercial.

Art. 10 Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2024, observar-se-á o seguinte:

I - na hipótese de comercialização indireta, os contratos com agentes comercializadores estipularão que as vendas praticadas deverão utilizar, como base, o preço de referência fixado pela ANP;

II - considerando as características do petróleo e do gás natural, as condições logísticas e a quantidade de potenciais compradores, a PPSA poderá autorizar, mediante justificativa, eventuais vendas pelo agente comercializador por preço inferior ao preço de referência;

III - na hipótese de comercialização direta, a PPSA utilizará os preços de referência fixados pela ANP como base para a negociação ou, caso prefira, realizará leilão com seguintes parâmetros:

a) oferta do petróleo e do gás natural da União por um preço no mínimo igual ao preço de referência fixado pela ANP;

b) aceite, mediante justificativa, de oferta inferior ao preço de referência caso não haja interessados, desde que compatíveis com as condições de mercado;

Resolução CNPE nº __, de __ de ____ de 2019. - fl. 9

c) utilização de **benchmarks** internacionais de preços de petróleo e gás natural no edital do leilão, desde que guardem relação com os preços de referência fixados pela ANP;

d) utilização de unidades de valor e volume de petróleo em dólares americanos por barril e de gás natural em dólares americanos por milhão de **British Thermal Unit** - BTU; e

IV - as vendas de que tratam o inciso II e a alínea “b” do inciso III deste artigo serão auditadas pela Auditoria Interna da PPSA, com periodicidade estabelecida pelo seu Conselho de Administração; e

V - a venda direta de gás natural por meio de negociação deverá considerar na formação de preços as limitações impostas por condições específicas de mercado em relação à infraestrutura de escoamento e processamento, acesso de terceiros a essa infraestrutura, bem como a quantidade de potenciais compradores no País.

Art. 11 O Ministério de Minas e Energia deverá estabelecer, no Contrato de Remuneração com a PPSA, mecanismos de prestação de contas anual da atividade de comercialização de que trata esta Resolução, prevendo, inclusive:

I - auditoria independente de demonstrações financeiras, abrangendo análise de conformidade das quantidades e dos valores envolvidos;

II - aprovação pelo Conselho de Administração da PPSA;

III - aprovação do resultado da prestação de contas, prevista no **caput**, com a respectiva transparência e publicidade das informações nela contidas, excetuando aquelas que eventualmente sejam de cunho estratégico empresarial; e

IV - medição da eficiência da PPSA, como gestora dos contratos para a comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

Art. 12 A realização dos leilões de que trata o art. 3º da Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018, dependerá da elaboração de política industrial integrada a ser desenvolvida no âmbito da Administração Pública Federal.

Parágrafo único. Os leilões previstos no **caput** observarão a paridade de exportação do preço de venda, as normas concorrenciais e a vedação de subsídios.

Art. 13 Os casos omissos relacionados à comercialização do petróleo e do gás natural da União serão dirimidos pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 14 Fica revogada a Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018.

Art. 15 Esta Resolução entra em vigor noventa dias após a data de sua publicação.

ALTE ESQ XXXXXXXXXXXXXXXX

Este texto não substitui o publicado no D.O.U. de __.__.2019

Apêndice 4 – Objetivo e conteúdo da Minuta de Resolução CNPE

Objetivo

A minuta apresentada no Apêndice 3 deste Relatório busca subsidiar, por meio da integração dos resultados apresentados ao longo do Estudo, em especial em seus Produtos 3 e 4, a elaboração da minuta de resolução a ser redigida em sua redação final pelo MME e proposta ao CNPE.

Conteúdo

A minuta de resolução ora proposta subsidia a redação final da política de longo prazo para comercialização do petróleo e do gás natural da União, de acordo com as cláusulas e condições aprovadas por eventual Resolução CNPE, a ser proposta pelo Ministério e aprovada pelo Conselho.

A minuta foi elaborada em observação ao Decreto 9.191/2017, que estabelece as normas e as diretrizes para elaboração, redação, alteração, consolidação e encaminhamento de propostas de atos normativos ao Presidente da República pelos Ministros de Estado.

A minuta está dividida em quinze artigos, contendo uma parte preliminar, com a ementa e preâmbulo, uma parte normativa, com as normas que regula seu objeto, e uma parte final, com disposições transitórias e finais.

A ementa explica, de modo conciso, o objeto da resolução, qual seja, o estabelecimento da política de longo prazo para comercialização do petróleo e do gás natural da União.

O preâmbulo informa a autoria atribuída ao Presidente do Conselho Nacional de Política Energética, o fundamento de validade da resolução e as considerações sobre seu objeto e âmbito de aplicação.

Destacam-se, dentre as referências legislativas citadas no preâmbulo, a competência do CNPE para propor ao Presidente da República a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção e a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional em ambas políticas, conforme o art. 9º, incisos VI e VII da Lei 12.351/2010.

Outras referências relevantes advêm do art. 4º, da Lei 12.304/2010, que prevêem as diretrizes a serem fixadas pelo CNPE em relação à comercialização:

§ 5º A remuneração do agente comercializador será calculada na forma prevista no contrato de que tratam as alíneas a e d do inciso II do caput deste artigo, observadas as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) consubstanciadas na política de comercialização de petróleo e de gás natural da União.

§ 6º A comercialização pela PPSA utilizará a política estabelecida pelo CNPE e o preço de referência fixado pela ANP.

§ 8º O CNPE poderá fixar diretrizes para o cumprimento do disposto na alínea c do inciso II do caput deste artigo.

A promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável, é a linha mestra de atuação do CNPE na aprovação da política de longo prazo, especialmente pelo os seguintes princípios trazidos pelo art. 1º, inciso I, alíneas “a”, “i” e “l” do Decreto 3.520/2000:

- preservação do interesse nacional;

- *promoção da livre concorrência; e*
- *ampliação da competitividade do País no mercado internacional.*

Na parte normativa, a resolução apresenta em seu **art. 1º** a indicação do seu objeto e do seu âmbito de aplicação, delimitando as hipóteses abrangidas e as relações jurídicas às quais a resolução se aplica. Portanto, o objeto da resolução é uma política de longo prazo cujo âmbito de aplicação restringe-se à comercialização do petróleo e gás natural destinados à União apenas.

O **art. 2º** busca diligências por parte da Casa Civil da Presidência da República para a derrogação de artigos de lei que impõem erroneamente o uso dos preços de referência fixados pela ANP como parâmetro de fixação do preço de venda do petróleo e gás da União.

Iniciando-se com a Resolução CNPE 12/2016, passando-se pela Medida Provisória 811/2017 e concluindo-se com Lei 13.679/2010, a finalidade original do preço de referência da ANP transmutou-se, equivocadamente, de finalidade fiscal de cálculo de participações governamentais para finalidade de fixação do preço de venda do petróleo e gás da União a ser buscado pela PPSA e seus agentes comercializadores.

Informações detalhadas sobre o assunto estão disponíveis no Anexo II do Relatório 3, mais especificamente sob o tópico Precificação (pg. 59).

O **art. 3º** estabelece, em seus cinco incisos, as diretrizes da política de longo prazo, em consonância com o art. 5º, §1º do Anexo do Decreto 8.063/2013, com os princípios que norteiam a Administração Pública e com as melhores práticas da indústria.

O **art. 4º**, subdividido em quatorze parágrafos e seus respectivos inciso e alíneas, introduz o modelo de agrupamento de recursos para comercialização do petróleo da União, como proposto no Roteiro de Implementação para Comercialização de Óleo deste Relatório 4 (pg. 25).

Implicações legais, tributárias e regulatórias da busca pela implementação do modelo são detalhadas no Anexo II do Relatório 3 e reiteradas de forma resumida neste Relatório 4, mais especificamente sob os tópicos Implicações Jurídicas (pg. 16) e Sessão de Análise Jurídica (pg. 35).

Além disso, o artigo sugere diligências por parte do MME junto a órgãos da Administração Pública Federal para a solução de questões regulatórias tais quais a impossibilidade de afretamento direto pela PPSA de navios aliviadores e as dificuldades na obtenção de acesso a serviços de processamento de gás natural.

Em relação a barreiras tributárias, sugere-se diligências por parte do MME junto ao CONFAZ para aprimoramento de regras referentes ao ICMS, como por exemplo a falta de harmonização de interpretação pelo estado do Rio de Janeiro quanto ao descarregamento e retirada conjunta ou combinação de volumes de petróleo em plataformas.

O **art. 5º**, subdividido em oito parágrafos e seus respectivos inciso e alíneas, introduz os modelos de agrupamento de recursos e de otimização da cadeia de valor para comercialização do gás natural da União, como proposto no Roteiro de Implementação para Comercialização de Gás deste Relatório 4 (pg. 27). Além de patamares de produção propostos no Roteiro, a norma detalha a operacionalização subsequente dos dois modelos e indica aprimoramentos administrativos e de governança a serem perseguidos pela PPSA a depender do modelo de comercialização vigente.

O **art. 6º** translata para esta resolução norma prevista na Resolução CNPE 15/2018, que tratada da incumbência legal dada à PPSA pelo art. 4º, inciso II, alínea “a” da Lei 12.304/2010 de ser representante da União na celebração de contratos com agentes comercializadores ou na comercialização direta de petróleo e gás natural da União.

O **art. 7º** também translata para esta resolução norma prevista na Resolução CNPE 15/2018, que trata das hipóteses de falha no levantamento da produção. A prática da indústria aponta

que, em caso de falha na nominação de navio aliviador ou de falha no levantamento dos volumes de petróleo ou de gás, o operador pode proceder os arranjos logísticos necessários e a venda, descontando-se da receita obtida todos os gastos por ele incorridos na transação mais tarifas de administração e comercialização acordados no *lifting agreement*, geralmente em valores fixos por barril. A norma trazida pelo artigo estipula que a PPSA preveja tais situações e remédios em seus contratos com os agentes comercializadores ou em contratos seus contratos de venda direta.

O **art. 8º** repete, *ipsis litteris*, o art. 3º da Resolução CNPE 15/2018, que disciplina a contabilidade das receitas e despesas, incluindo as tributárias, advindas da comercialização do petróleo e do gás natural da União.

Da mesma forma, o **art. 9º** translata para esta resolução norma prevista na Resolução CNPE 15/2018 e amplia seu escopo, reconhecendo a confidencialidade das informações comerciais disponibilizadas por agentes comercializadores à PPSA e detalhando os mecanismos de resguardo do sigilo de documentos e informações.

O **art. 10** introduz disposições transitórias, a serem aplicadas até 31 de dezembro de 2024, necessárias à implementação dos modelos propostos na resolução. Trata-se da incorporação do atual modelo de comercialização, previsto na Resolução CNPE 15/2018, à política de longo prazo, de forma a possibilitar sua aplicação subsidiária enquanto os modelos disciplinados no art. 4º e no art. 5º não estejam plenamente implementados. A data máxima proposta está alinhada ao entendimento descrito no Roteiro de Implementação deste Relatório 4 (pg. 25), que explicita os momentos mais convenientes e oportunos para a entrada em vigor dos novos modelos de comercialização.

O **art. 11** traz disposições sobre medidas necessárias à implementação das normas constantes da parte normativa, repetindo o conteúdo da Resolução CNPE 15/2018, e estabelecendo mecanismos de prestações de contas pela PPSA ao MME. Além disso, a norma reafirma a atividade de comercialização como parte do conteúdo obrigatório do Contrato de Remuneração entre a empresa e o Ministério.

Da mesma forma, o art. 12 traz disposições sobre medidas necessárias à implementação da política de longo prazo vis-à-vis eventual leilão de contrato de longo prazo para refino de petróleo, processamento de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, especificamente em unidades no território nacional, com o objetivo de ampliar a cadeia de refino e petroquímica.

O **art. 13** endereça eventuais casos omissos que possam surgir ao longo da implementação da política de longo prazo, fazendo, expressamente, uma delegação de competência ao Ministro de Estado de Minas e Energia. Tal solução busca dar agilidade à resolução de obstáculos ou vácuos regulatórios identificados e que possam trazer insegurança jurídica à implementação da política de longo prazo. Por consequência, a norma possibilita que tais casos sejam resolvidos pelo MME, por meio de portaria, sem a necessidade de recurso ao CNPE, consequentemente evitando-se constantes alterações da resolução proposta.

O **art. 14** traz a cláusula de revogação da Resolução CNPE 15/2018, que foi incorporada parcialmente a esta resolução proposta, servindo de base para a transição da atual política para a política de longo prazo.

Por fim, o **art. 15** trata da cláusula de vigência da resolução e estipula o período de noventa dias para sua entrada em vigor a fim de evitar-se qualquer dúvida ou questionamento a negociações diretas ou leilões que por ventura estejam sendo conduzidos pela PPSA no momento da aprovação da resolução pelo CNPE.