

Projeto META TDR nº 64 | Produto 3 | Relatório Técnico

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

Revisão 11 de Dezembro de 2018

Glossário	5
Introdução	6
Modelos de comercialização e principais parâmetros	7
Corporação Nacional de Petróleo de Gana (GNPC) 11	
Petoro – Norway	12
A Situação Atual do Brasil	13
Mercados de Gás	17
Principais decorrências	20
Identificar modelos de comercialização plausíveis de ser implementados no Brasil	21
Modelo A1: “Continuação do Status-quo”	23
Modelo A2: “Sistema de Pool”	24
Modelo B: “Otimizador da cadeia de valor”ar	26
Avaliar os modelos propostos	29
Avaliação dos modelos de petróleo	29
Avaliação dos modelos de gás natural	32
Desenvolver uma recomendação preliminar para o Brasil	35
Anexo I – Situação atual do Brasil	37
Refinarias, mix de produtos, oferta e demanda e qualidade dos produtos brasileiros	37
Volume de óleo e gás, valor, capacidade de escoamento, transporte, infraestrutura logística nacional e regional e gargalos	45
Potenciais forças disruptivas	50
Previsão Econômica	50
Petrobras	52
Gás para Crescer (Gas-to-Grow)	52

Regulação do Bunker pela International Maritime Organization 52

Anexo II - Aspectos legais, regulatórios e tributários 53

Objetivo 53

Introdução 53

Análise 53

Propriedade e posse 53

Propriedade 53

Posse 55

Comparação entre modelos de comercialização 58

Precificação 59

Comparação entre modelos de comercialização 62

Responsabilidade operacional 63

Comparação entre modelos de comercialização 65

Impostos e contribuições especiais 67

Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS) 67

Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) 68

Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) 71

Comparação entre modelos de comercialização 72

Procedimentos aduaneiros e taxas de exportação 74

Comparação entre modelos de comercialização 76

Retirada e descarregamento 77

Comparação entre modelos de comercialização 79

Transporte e transbordo 81

Comparação entre modelos de comercialização 83

Acesso a infraestrutura 84

Comparação entre modelos de comercialização 86

Conclusão 87

Legislação citada 88

Anexo III – Avaliação Comparativa dos modelos de comercialização propostos 93

Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças dos modelos propostos	93
Avaliação dos aspectos de governança	98

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

JV (Joint Venture) - Consórcio

LPG (Liquified Petroleum Gas) Gás Liquefeito de Petróleo

OTCP (Offshore Cape Three Points) – Bacia de Petróleo *offshore* em Gana.

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

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

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

TOR (Transfer of Rights) - Cessão Onerosa

UNIPEC - Braço de *Trading* da gigante estatal de Petróleo Chinesa Sinopec Corp.

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

Introdução

A IHS Markit foi contratada para suportar e facilitar o desenvolvimento de uma política de longo prazo para a comercialização de petróleo e de gás natural da União. Mais especificamente, a IHS Markit 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 aplicáveis; e
- Apoiar a elaboração de uma minuta de 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 anterior, a IHSM realizou análises estratégicas e comparativas de modelos de negociação global. Tais análises tiveram por objetivo fornecer o contexto necessário para a avaliação realizada na presente fase. O objetivo desta fase 3 é o de avaliar modelos comerciais potencialmente aplicáveis ao Brasil e desenvolver recomendações preliminares para uma política de longo prazo. Nesse sentido:

- Foi 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
- Fornecemos as seguintes recomendações:
 - recomendações preliminares sobre modelos comerciais que poderiam ser implementados no Brasil;
 - 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 análise 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.

Modelos de comercialização e principais parâmetros

Principais Parâmetros de Comercialização

Na Fase 2 deste projeto, consideramos as melhores práticas em Comércio Internacional¹, 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)

¹ Ver referências de definição e conceituação dos parâmetros no Relatório Técnico da Fase 2 e respectivos apêndices das seções 1 e 3.

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

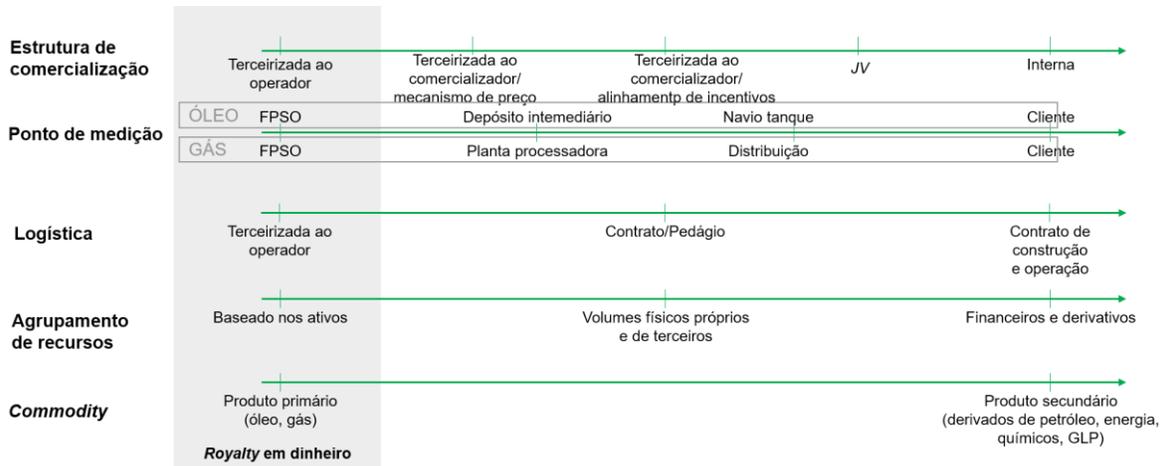


Figura 1: Estrutura do modelo de comercialização. Fonte: Análise da IHSM

Visão Geral das Jurisdições

Esta seção tem como objetivo ilustrar a estrutura acima e entender quais combinações seriam melhores para o Brasil, através de algumas das jurisdições estudadas em maior profundidade no Relatório Técnico número 2.

Comissão de Comercialização de Petróleo de Alberta

A Comissão de Comercialização de Petróleo de Alberta (APMC) é responsável por vender aproximadamente 30,000 barris por dia (volume de 2016) de óleo convencional que a província recebe de quota de royalty (cerca de 9 por cento da produção de óleo convencional de Alberta) e adquire aproximadamente 55,000 bpd de betume diluído para ser processado pela Refinaria de Sturgeon.

A APMC utiliza três modelos significativamente diferentes para óleo convencional, betume e gás natural. Isto pode ser explicado tanto pela variação dos mercados como pelos objetivos da APMC em comercializar o *royalty* em espécie nesse contexto.

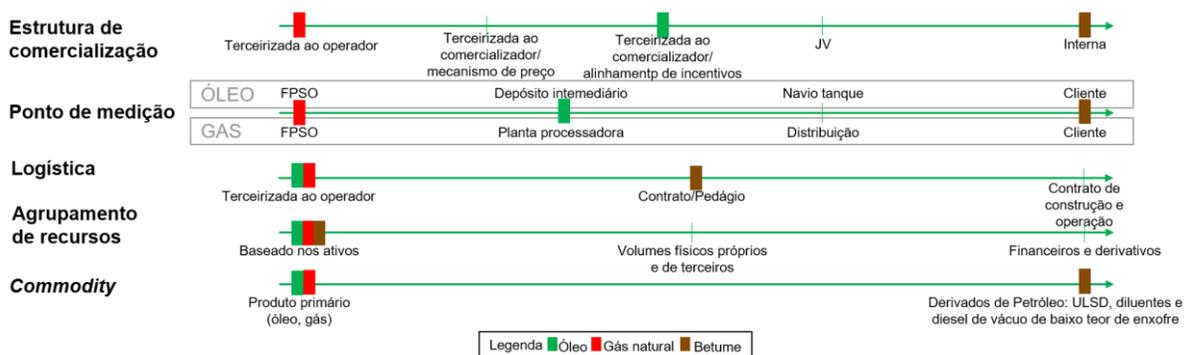


Figura 2: Programas de Royalties de Alberta

A APMC garante que os incentivos estejam alinhados com o agente comercializador por meio de uma série de mecanismos:

- o agente possui volumes significativos negociados em Alberta (mais de 50% da carteira total)
- o agente não comercializa os volumes de royalties como parte de seus demais negócios verticais (para evitar conflito de interesses)
- os volumes também não podem ser vendidos sob *hedge* (transação compensatória que visa proteger um operador financeiro contra prejuízos na oscilação de preços; proteção cambial)

Enquanto 90% do óleo convencional é comercializado via Shell, 10% dele é comercializado diretamente, para que o desempenho possa ser avaliado. Note-se que desde que um índice de líquidos foi desenvolvido no Canadá, com mais da metade dos volumes sendo negociados através deste índice, a APMC se afastou do Sistema de Agrupamento de Recursos (*Pool*) e a Shell, seu agente comercializador, a partir de agora compra o petróleo da APMC pelo preço do índice. Considerando que o Brasil não possui um *hub* de líquidos, o modelo da APMC anterior à criação do índice foi considerado mais aplicável ao caso do estudo.

Betume

Como o mercado de betume carecia de liquidez, a Comissão desenvolveu capacidade para maximizar valor e incentivar a indústria local. A APMC tem um contrato de 30 anos para processamento de betume na refinaria de Sturgeon e retém a propriedade de sua participação nos produtos condensados e refinados vendidos nos mercados locais e de exportação. Embora a APMC inicialmente esperava processar sua parcela de royalties em espécie através da refinaria, ela logo avaliou que seria mais eficiente obter o betume por meio de um programa *royalty* em dinheiro e adotou esse programa, usando o dinheiro do *royalty* para comprar matéria-prima para a refinaria no mercado.

Gás natural

A APMC escolhe receber sua parcela de gás natural em dinheiro.

Departamento de Recursos Naturais do Alasca (DNR)

O Departamento de Recursos Naturais do Alasca (DNR) recebe em torno de 60,000 bpd de óleo em royalty, volumes que vêm constantemente decrescendo ao longo da última década. O DNR vende 95% do seu petróleo sob contrato de longo prazo com refinarias locais, enquanto escolhe receber gás natural através de *royalty* em dinheiro

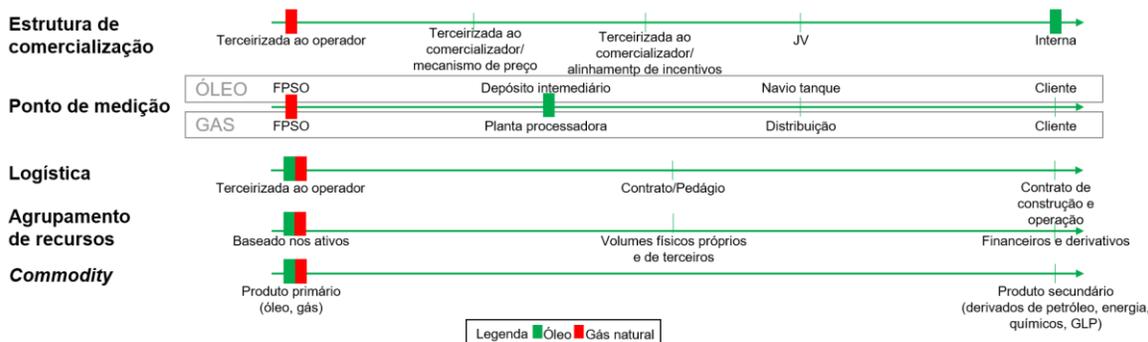


Figura 3: Programas de Royalty do Alasca

O Estado do Alasca assume a propriedade do petróleo bruto quando toma sua participação no *royalty* do petróleo como *royalty* em espécie. O Estado mantém uma pequena porcentagem de seu *royalty* de petróleo em dinheiro (~ 5%) devido a avaliações de *royalties* superiores para certos arrendamentos e para obter preços e outras informações de avaliação para fins de comparação. Os procedimentos de vendas estabelecidos por estatutos e regulamentos autorizam o comissário do Departamento de Recursos Naturais a dispor de contratos de royalties em espécie (RIK), sendo que o óleo de *royalty* deve ser vendido por licitação competitiva. Como exceções à licitação competitiva, o comissário pode negociar um acordo de royalties de venda de petróleo com um único comprador nos casos em que:

- ele achar que uma venda negociada é mais interessante para o estado ou,
- não existir concorrência para o óleo de *royalty*

O Alasca tem vendido a maior parte de seu petróleo para refinarias locais. Para comprar petróleo do DNR, as refinarias locais devem vender seus subprodutos dentro do estado. Alguns financiamentos de refinarias se alavancaram em contratos com a DNR para serem viabilizados. O preço pelo qual as refinarias compram o óleo proveniente do *royalty* é uma fórmula *netback* de precificação baseada no destino de exportação mais comum do Alasca: a Costa Oeste dos EUA, de modo evitar que o programa tenha qualquer subsídio financeiro. Quando o óleo de *royalty* é avaliado para licitação, vários fatores são levados em consideração. Esses fatores incluem, dentre outros:

- o valor em dinheiro oferecido;
- os efeitos projetados da venda, troca ou outra alienação sobre a economia do Estado;
- os benefícios previstos do refino de petróleo ou do processamento do gás no Estado;
- a capacidade do potencial comprador de fornecer produtos refinados ou subprodutos para distribuição e venda no Estado com preços ou benefícios de fornecimento para os cidadãos do Estado;
- as necessidades de receita e a condição fiscal projetada do Estado;
- os impactos sociais previstos e os custos e responsabilidades adicionais que poderiam ser impostos ao Estado;
- o desejo de investimento de capital, aumento da folha de pagamento e outros possíveis efeitos da disposição de petróleo e gás, ou ambos.
- Além disso, o comissário considerará a responsabilidade financeira dos potenciais compradores.

Não foi feito um programa de *royalty* em espécie para gás natural no Alasca. O governo solicitou pedidos de manifestação de interesse para o gás RIK em 2002 e 2004. No entanto, as ofertas recebidas não foram consideradas do interesse do estado e o governo concluiu que o valor para o governo do gás RIK não valia a pena quando comparado ao valor do *royalty* em dinheiro.

Comissão Nacional de Hidrocarbonetos – México (CNH)

O México lançou sua primeira licitação (tender) para a comercialização de seu óleo em espécie em dezembro de 2017.

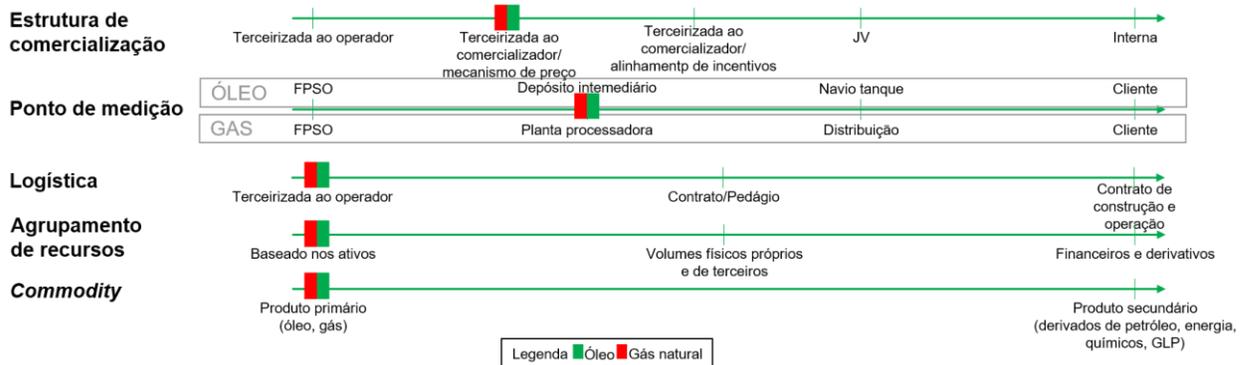


Figura 4: Programas de Royalty do México

A CNH nomeou a Trafigura como comercializador da quota do Estado de hidrocarbonetos líquidos e a CF Energia como comercializador dos respectivos hidrocarbonetos gasosos através de um leilão público. A Trafigura cobra US \$ 0,18 / barril, enquanto a CF Energia cobra US \$ 0,020 / MMBTU.

De acordo com as Regras do Edital Público, os licitantes eram obrigados a provar que tinham experiência, tendo comercializado um mínimo de 200 milhões de barris de petróleo durante os dois anos anteriores e entre um e cinco contratos de gás natural durante os cinco anos anteriores, respectivamente.

Corporação Nacional de Petróleo de Gana (GNPC)

Gana terceiriza a comercialização de seu petróleo, mas tem a responsabilidade do transporte e comercialização do gás *offshore*.

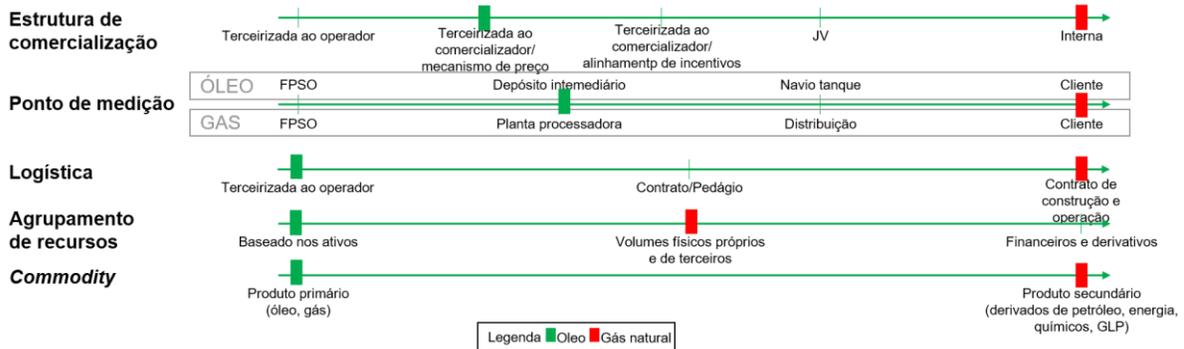


Figura 5: Programas de Royalty de Gana

O petróleo bruto é terceirizado para agentes de marketing ou fornecido para cumprir obrigações financeiras - com 70% comprometidos com a UNIPPEC da Ásia, vinculados ao pagamento de empréstimos fornecidos pelo governo da China a Gana.

Na Fase II da Bacia OCTP, a GNPC planeja comercializar seu próprio gás natural para os mercados locais e da África Ocidental. A participação da GNPC na exploração e desenvolvimento dos campos de gás OTCP será realizada pelos parceiros privados, ENI e Vitol, com o interesse adicional de 5% financiado pelos parceiros e reembolsado através do produto da sua quota de levantamentos de petróleo e vendas de gás.

A GNPC planeja comercializar seu próprio gás natural, bem como o de seus parceiros para os mercados locais e da África Ocidental. As responsabilidades incluem o estabelecimento de acordos casados de transporte, para o envio de volumes de gás para a costa, a celebração de contratos de venda de gás com usinas locais (novas e existentes) para compra de volumes de gás e a garantia da existência de dutos no local que permitam a compra de tais volumes de gás. O contrato de venda de gás entre a ENI, Vitol e GNPC, onde a GNPC é a compradora, é para um prazo de 19 anos com uma obrigação de compra de 62 Bcf/ano.

Petoro – Noruega

A Petoro gerencia cerca de 400 kbd de óleo e GNL and 113 milhões m3/ano de dry gas. O modelo da Petoro tem estrutura similar ao modelo desenvolvido por Alberta para seu óleo convencional, enquanto que a Equinor age como o agente do estado.

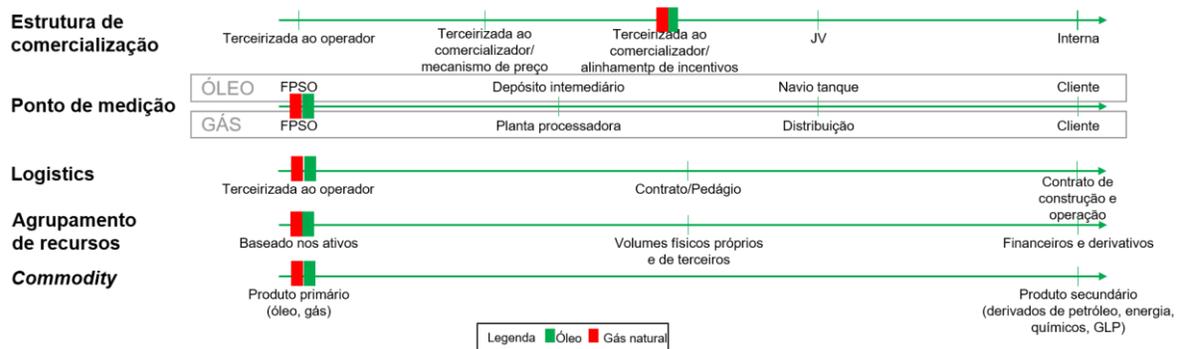


Figura 6: Programas de Royalty da Noruega

A Petoro é uma empresa 100% estatal e suas principais obrigações são a gestão dos interesses participativos do estado nas *joint ventures*, o monitoramento da Equinor na comercialização e venda do petróleo produzido e sua gestão financeira, incluindo a preparação de orçamentos e a manutenção da contabilidade própria. Importante ressaltar que a Petoro não possui operação de nenhum campo.

A Equinor toma todas as decisões comerciais tanto para o petróleo quanto para o gás e suas decisões não estão sujeitas à aprovação da Petoro. A Equinor informa à Petoro sobre potenciais conflitos de interesse e compartilha estratégias e documentação relevante, na medida das necessidades do caso.

Para o gás natural, a partilha de receita e custos se baseia em uma divisão volumétrica da produção. Para o petróleo, a Equinor paga um preço pelo volume do estado que reflete o preço de mercado cotado no momento da produção, o diferencial obtido do cliente e a dedução do custo estimado do transporte do produto até o cliente.

A Situação Atual do Brasil

A seção a seguir fornece uma visão geral da situação atual do Brasil. No Anexo I – A Situação Atual do Brasil, uma análise mais detalhada das informações contidas nesta visão geral é complementada com um estudo da infraestrutura logística nacional e regional e dos gargalos, refinarias, mix de produtos, oferta e demanda, qualidade dos produtos brasileiros e potenciais forças disruptivas; volume de petróleo e gás, valor, capacidade de escoamento, transporte e potenciais forças de ruptura da indústria de petróleo e gás.

Mercados de Petróleo

As perspectivas para a futura produção brasileira de petróleo são sustentadas pela série de grandes descobertas feitas na camada do pré-sal no *offshore* do Brasil na última década. Mudanças na gestão, contratos, localização de fabricação e prioridades de investimento impulsionaram os projetos de *upstream* nos últimos anos.

Muitas dessas perspectivas são baseadas em projetos não-sancionados. Muitos desses projetos não sancionados deverão ser desenvolvidos nos próximos anos, o que impulsionará o crescimento da produção na década de 2020. Da mesma forma, espera-se que futuros esforços de exploração e descoberta aumentem ainda mais a produção na década de 2030, ajudando a compensar o declínio natural esperado na produção dos campos *offshore*.

Em apenas 8 anos, o pré-sal da Bacia de Santos atingiu uma taxa de produção de ~ 1,3 MMbbl / d em 2018, o que representa mais de 50% da produção de petróleo do Brasil. Com base no contrato existente de Cessão Onerosa, de 5 bilhões de boe, os volumes excedentes de Cessão Onerosa são estimados em 7,4 bilhões de boe (não licenciados). Os volumes de *yet-to-find* são estimados com base na taxa de sucesso dos blocos de exploração anunciados para as rodadas 3 a 6 sob contrato de Acordo de Partilha. Para estimar a participação do Governo, aplicou-se uma média de 58,55% de lucro para volumes excedentes de Cessão Onerosa e de *yet-to-find*, nos Contratos de Partilha da Produção não licenciados.

Produção de óleo do pré-sal da Bacia de Santos

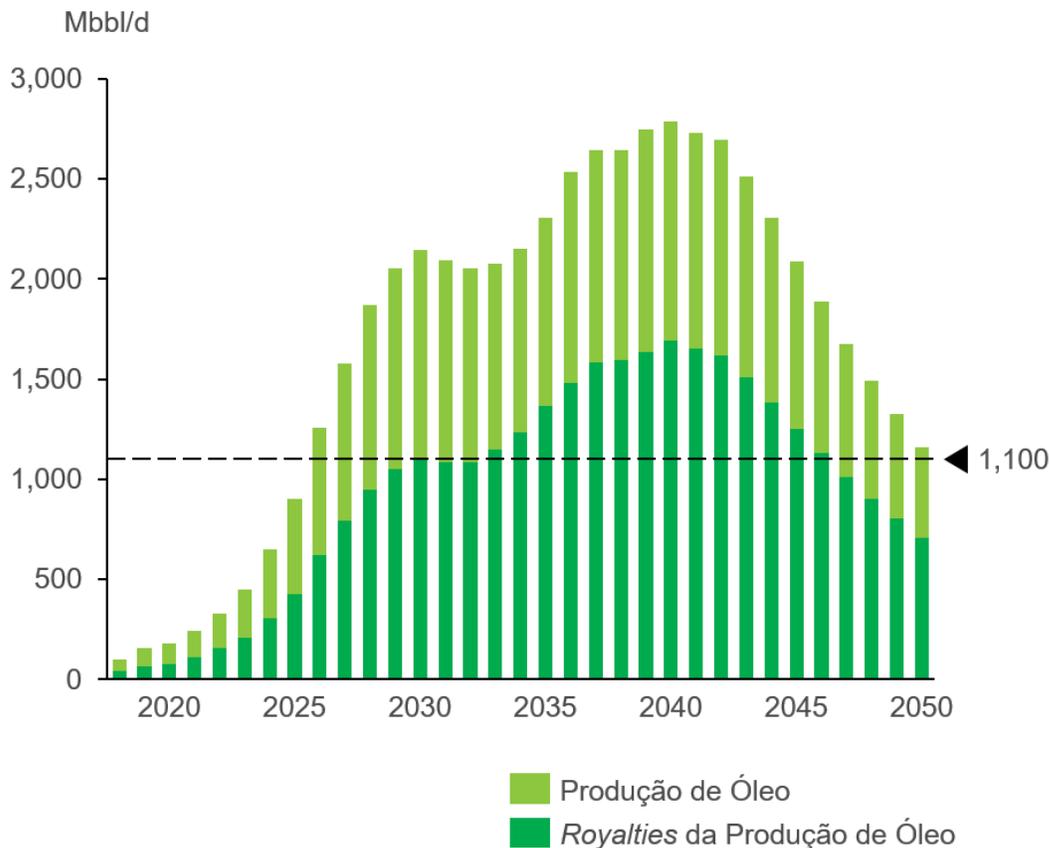


Figura 7: Produção de Petróleo do Governo Federal na Bacia de Santos

A demanda brasileira por produtos refinados enfraqueceu nos últimos anos, quando a economia se retraiu e o crescimento desacelerou. Da mesma forma, a produção de produtos de refino tem apresentado uma tendência de queda desde 2014, mas ela deve começar a se recuperar gradualmente a partir de 2018. No geral, a estimativa é que a produção de gasolina deverá aumentar em até 14% acumuladamente até 2025, enquanto a produção de gasóleo / diesel deverá aumentar em 23%.

Mesmo com uma ligeira recuperação na utilização da capacidade de refino, a capacidade total ainda é insuficiente para atender a demanda interna por produtos refinados de petróleo. Embora a demanda por produtos refinados tenha diminuído nos últimos anos, na medida em que a economia se contraiu, ela deverá crescer de forma constante nos próximos anos. A gasolina, o GLP e o gás / óleo diesel serão responsáveis pela maior parte do crescimento futuro.

Essa diferença entre a demanda e a capacidade de refino é mais pronunciada para a gasolina e para o gás / óleo diesel, o que resulta em uma maior dependência das importações para atender a demanda doméstica.

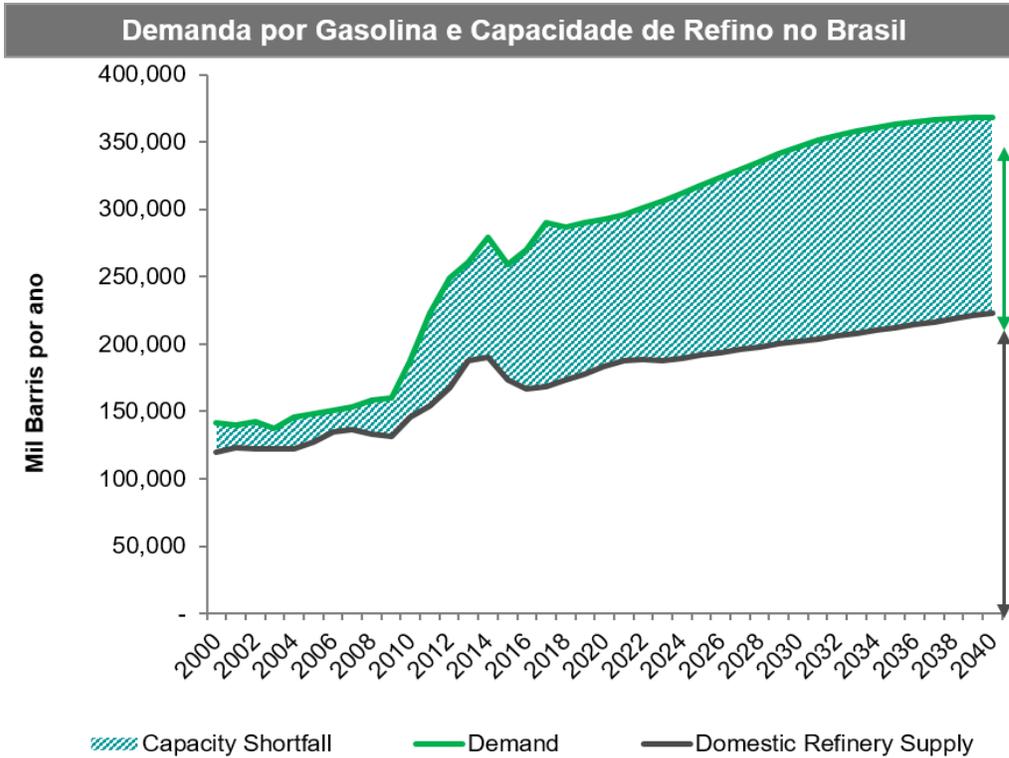


Figura 8: Demanda por Gasolina e Capacidade Doméstica de Refino no Brasil

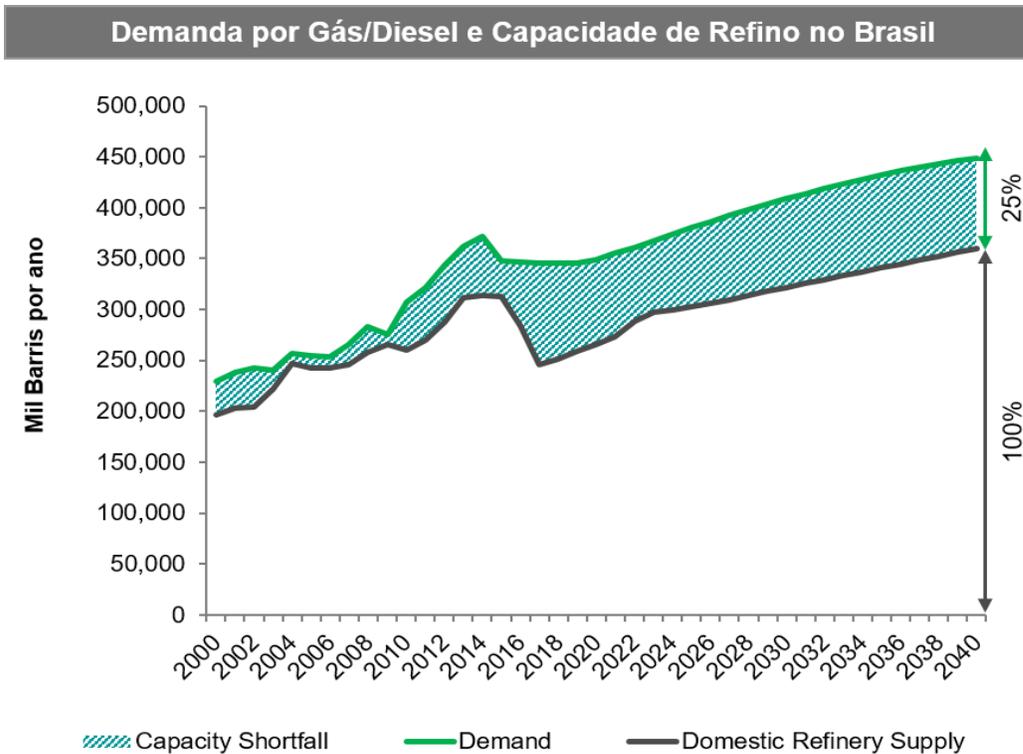


Figura 9: Demanda por Gasóleo/Diesel e Capacidade Doméstica de Refino no Brasil

Nos últimos anos, o mercado brasileiro tornou-se mais competitivo, já que a participação do mercado de importação de gasolina e diesel da Petrobras caiu para 21% e 4%, respectivamente. Como resultado houve reduções nos preços no mercado interno de gasolina e gás / óleo diesel e um aumento geral na liquidez do mercado de gasolina.

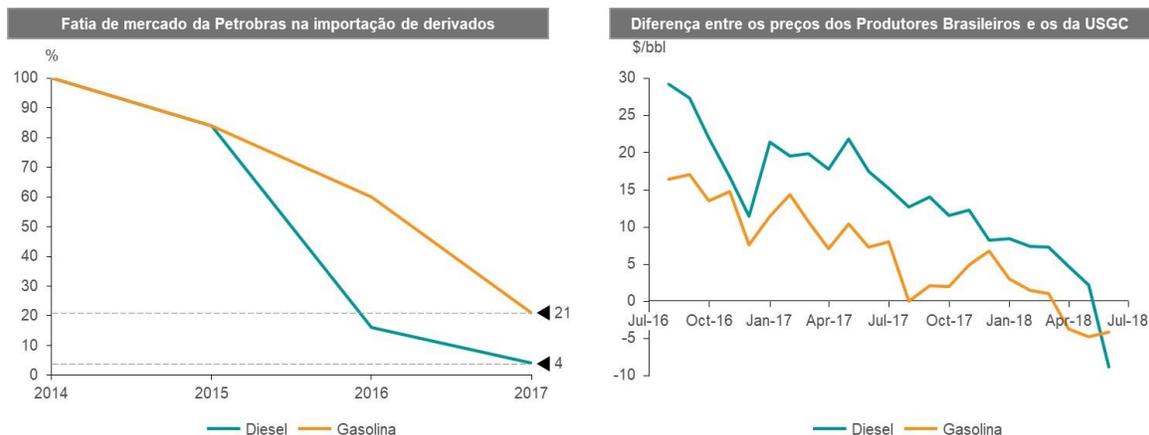


Figura 10: Visão Geral do Mercado de Produtos de Petróleo no Brasil

O mercado de *downstream* e refino no Brasil é atualmente dominado pela Petrobras. Ela opera 13 das 17 refinarias (16 delas operacionais) no Brasil. As refinarias da Petrobras respondem por aproximadamente 2,22 MMbbl / d de capacidade de destilação, de um total nacional de 2,26 MMbbl/dia. A Petrobras também mantém, em 8 refinarias, o total de 258 Mbbbl/dia de capacidade de processamento de coque estimados no Brasil. Uma parte significativa dessa capacidade está nas áreas metropolitanas da Grande São Paulo e Grande Rio de Janeiro, na região mais próxima às bacias do pré-sal.

Embora a Petrobras domine atualmente o mercado do refino no Brasil, a empresa está tentando vender 60% de sua participação em quatro refinarias de seu portfólio (duas no Norte e duas no Sul). Tentativa que, de ser bem-sucedida, reduziria a capacidade total de refino da Petrobras para 1,72. MMbbl/dia. Mesmo com o sucesso dos leilões, a Petrobras ainda operaria aproximadamente 76% da capacidade total de destilação do Brasil, de 2017. Mais detalhes sobre a estrutura do mercado podem ser encontrados no Anexo I – A Situação Atual do Brasil.

Os volumes de produção previstos para a área do pré-sal exigirão expansão e desenvolvimento de novas infraestruturas. A capacidade mais limitada das embarcações de Posicionamento Dinâmico (navios aliviadores) apresenta um desafio para o transporte eficiente da produção de petróleo *offshore* da Bacia de Santos até os mercados finais. Em 2018, havia 32 navios aliviadores operando nas águas do Brasil. Isso representa aproximadamente 1/3 do total da frota global. A duração dos contratos com os navios aliviadores pode variar, mas geralmente se estendem por vários anos. Os contratos de curto e longo prazo podem oscilar de 5 a 20 anos, respectivamente. No Brasil, as empresas que atualmente detêm contratos com navios aliviadores incluem a Petrobras / a Transpetro, a Shell e a Equinor. É provável que novos investimentos se façam necessários para garantir a contratação de uma capacidade de navios aliviadores que atenda aos futuros volumes de produção de petróleo na área do pré-sal.

	Specialized Asset Class		Standardized Asset Class	
	Shuttle Tankers	LNG	Conventional Tankers	Dry Bulk Carriers
Function	Transport from FPSO or production unit to terminal / refinery	Transports to and from terminal / refinery	Transports crude and products to and from terminal / refinery	Specializes in bulk dry cargoes such as coal and ore
Ordering	With contract	With contract / Speculative	Predominantly Speculative	Predominantly Speculative
Typical Trading	Short-haul trades; Long-term contracts: (5 – 20 years)	Long-haul trades; Long-term contracts: (5 – 25 years)	Long-haul trades; Spot contracts, sometimes longer	Long-haul trades; Spot contracts, sometimes longer
Total Size/ Capacity of Global Fleet	<p>90 vessels 10.6 m dwt</p>	<p>499 vessels 75.6 m cbm</p>	<p>6,907 vessels 438.9 m dwt</p>	<p>10,179 vessels 679.0 m dwt</p>

Shuttle Tankers are a unique and highly specialized asset class that is integral to the offshore oil infrastructure

Source: IHS M&T

Tabela 1: Visão Geral dos Navios na Logística do Petróleo Bruto

Mercados de Gás

O crescimento da produção brasileira de gás será resultado do aumento da produção de líquido e do gás a ele associado. Esses volumes de gás previstos são sustentados por vários projetos não sancionados. Grande parte deste volume de gás será originário da Bacia de Santos. De fato, espera-se que a Bacia de Santos seja responsável por aproximadamente 70% da produção bruta de gás do Brasil, no futuro (2018 - 2040).

O aumento na produção será caracterizado por mudanças graduais que dependerão da conclusão de novos dutos de escoamento de gás *offshore* para a costa. A IHS Markit prevê que até 2021, os volumes de gás excederão a capacidade de transporte existente (em 44 MMm3/dia) tendo que ficar restritos a esse volume. Novas rotas serão necessárias para fornecer capacidade adicional para transportar gás para a costa. Uma metodologia semelhante à utilizada para estimar a produção de petróleo do pré-sal foi usada para a previsão de gás.

Na medida em que a demanda geral por produtos petrolíferos aumenta, a demanda por gás natural também deve aumentar. A demanda total de gás natural no Brasil deverá apresentar uma Taxa Composta de Crescimento Anual (CAGR) de 4,6%, entre 2018 e 2040. Esse aumento na demanda de gás natural será impulsionado principalmente pelo forte crescimento do setor industrial e pela parcela crescente de geração de energia inflexível (de carga base) que utilizará gás natural.

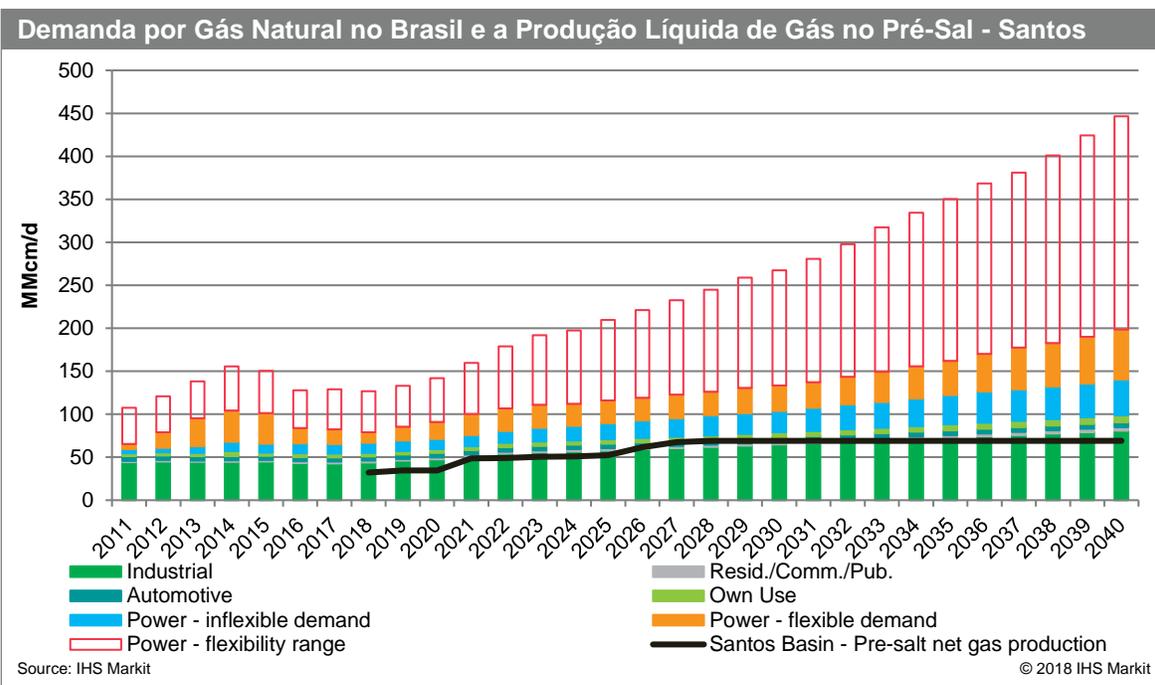


Figura 11: A Demanda por Gás Natural no Brasil e a Produção Líquida de Gás no Pré-Sal - Bacia de Santos

Desafios semelhantes existem para os volumes de gás natural previstos. As Rotas 1 e 2 já existentes, somadas à Rota 3, projetada para entrar em operação, fornecerão uma capacidade estimada de 44 MMm³/dia de gás natural. Essas rotas são insuficientes para absorver os novos volumes de gás produzidos na Bacia de Santos, que seriam comercializados pela PPSA. Uma quarta rota teria que ser considerada para monetizar os volumes futuros de gás, mas permanece a incerteza em relação à capacidade total dessas rotas e ao envolvimento potencial da Petrobras.

Novas complicações deverão surgir quando os volumes de gás natural chegarem à costa. Embora a estrutura regulatória do gás natural do Brasil permita o acesso a qualquer capacidade ociosa em dutos de transporte, há escassez de capacidade disponível para manipular e processar qualquer volume adicional de gás. Atualmente, a Petrobras detém toda a capacidade através de contratos existentes que, em sua maioria, estendem-se para além de 2026. Eis aqui outro potencial gargalo para a monetização e distribuição do gás natural da PPSA.



Figura 12: Principais Malhas de Transporte do Brasil

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 2: Capacidade das Malhas de Transporte

No entanto, com base na análise da IHS Markit, que considera apenas os custos associados ao escoamento de gás *offshore* para instalações de processamento em terra, é possível que uma parte, aproximadamente 18 Tcf das reservas de gás da Bacia de Santos, seja competitiva, em comparação com as importações mais caras de GNL. Estima-se que o preço de equilíbrio (breakeven) médio do pré-sal da Bacia de Santos, na saída de uma unidade de processamento em terra, esteja entre US \$ 4,9 / MMBtu e US \$ 6,4 / MMBtu.

Principais implicações no mercado

Faltam recursos necessários para transportar e lidar com a produção prevista de petróleo no mar. Isso inclui navios aliviadores e instalações para armazenamento. Além disso, as refinarias domésticas não têm capacidade para lidar com o aumento da produção de petróleo do pré-sal. Será necessário um esforço significativo para abrir e desenvolver novos mercados internacionais para o petróleo bruto do Brasil.

A produção de gás associado, da área do pré-sal, também exigirá investimentos significativos para desenvolver uma maior capacidade nos gasodutos *offshore*, capaz de lidar com os volumes previstos. Uma melhor integração e alinhamento das indústrias elétrica e de gás devem ser necessários para garantir que o gás produzido possa encontrar e alcançar um mercado final adequado de maneira econômica.

Identificação de modelos de comercialização plausíveis de serem implementados no Brasil

Ao considerar os vários modelos de comercialização acima, pode-se concluir que a maioria das jurisdições busca sempre um Modelo Baseado em Valor ou Baseado em uma Política Energética. Na maioria dos casos, os programas 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. Baseado em Valor	B. Baseado na Política Energética
O programa se concentra exclusivamente em aumentar a receita do governo da maneira mais eficiente	O foco do programa é aumentar a receita e, ao mesmo tempo, incorporar objetivos estratégicos no setor
<ul style="list-style-type: none"> • com foco na receita e no fluxo de caixa direto / de curto prazo • mantendo uma 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 3: A filosofia dos programas Royalty em Espécie

Com base nessas filosofias, nas melhores práticas determinadas na Fase 2 e na realidade atual do Brasil para os mercados de petróleo e gás, foram desenvolvidos três modelos diferentes de comercialização de petróleo e gás:

- Modelo A1 “*Continuação do Status-quo*”
- Modelo A2 “*Sistema de Agrupamento (pool)*”
- Modelo B “*Otimizador da cadeia de valor*”



Figura 13: 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

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

² Energy Subsidy Reform - Lessons and Implications, International Monetary Fund, 28 de janeiro de 2013.

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 Tanque 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 Otimizador de Cadeia, 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 e 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*, Afretamento, 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: “Continuação 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 organizado pela PPSA³

Considerações sobre envolvimento com o *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 4: Descrição do Modelo A1

Modelo A2: “Sistema de Agrupamento de Recursos (*Pool*)”

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 - petróleo⁴
- Petoro - Noruega

³ Referências: <http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-que-fazemos/comercializacao>

⁴ 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 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 em *downstream*

- Havendo envolvimento de *downstream*, a escolha dos parceiros deve se ampliar, uma vez que o número de empresas com acesso a armazenamento intermediário seria significativamente mais elevado.
- Nos Contratos de Partilha da Produção 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 Transação” segundo a tarifa acordada.
- Para novos Contratos de Partilha da Produção, a PPSA contaria com cláusulas de produção, estabelecendo que o petróleo do Governo Federal seria entregue no Ponto de Transação.
- 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 5: 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
- Avaliar os resultados do comercializador e da comercialização direta em função da receita decorrente do royalty de gás, por MMBtu

Considerações sobre o envolvimento em 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 da União no “Ponto de Transação” por uma tarifa acordada. Ou, caso haja capacidade disponível, a PPSA se posicionaria em um contrato de *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 Transação.

Tabela 6: Descrição do Modelo A2 - gás

Modelo B: “Otimizador 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, contrato de *tolling* (pedágio)⁵ 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.

⁵ Um acordo com um proprietário de matéria-prima para transformar seu insumo por uma taxa pré-definida (“pedágio”) em um produto com a matéria-prima, sendo que o o produto final permanece sob propriedade do fornecedor da matéria-prima.

Outras jurisdições onde o modelo é aplicado	<ul style="list-style-type: none"> • APMC - Alberta, Canadá – betume • NNPC - Nigéria
Marco da negociação	<ul style="list-style-type: none"> • 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 <i>joint venture</i> 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 <i>offshore</i>, refinarias locais, armazenamento intermediário
Considerações sobre o envolvimento em downstream	<ul style="list-style-type: none"> • 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 (<i>onshore</i> e / ou <i>offshore</i>) para processar o petróleo por meio de arranjos de pedágio de longo prazo • Potencial armazenamento <i>break-out</i> em unidade própria para permitir maior diversidade de opções

Tabela 7: 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 - Gana⁶

⁶ 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

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

Considerações sobre o envolvimento em 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

Tabala 8: Descrição do Modelo B – gás

Avaliar os modelos propostos

Esta seção tem como objetivo avaliar os modelos propostos no contexto do mercado brasileiro. Esta seção, assim como o Anexo III - Avaliações do modelo de negociação, apresenta pros e contras, vantagens e desvantagens, bem como custos e oportunidades para a implementação de cada um dos modelos de comercialização considerados.

Quer se trate de uma filosofia Baseada em Valor, ou de uma filosofia Baseada em Política Energética, os Fatores Críticos de Sucesso dos diferentes programas de Royalty em Espécies descritos no Relatório Técnico 2, podem no geral se resumir a:

1. **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?
2. **Transparência:** quão transparente seria este programa? Quais são os riscos de conluio e corrupção?
3. **Apoio à indústria local**⁷: a indústria local é apoiada por este programa?
4. **Liquidez do mercado:** este programa resolve problemas potenciais de liquidez no país, isto é, gargalos, monopólios, etc.?
5. **Facilidade de execução:** quão fácil é implementar este programa? Ele está de acordo com a legislação? Qual o nível de capital (humano e financeiro) necessário para executá-lo?

As características desses modelos foram avaliadas em relação aos cinco Fatores Críticos de Sucesso, primeiro por um grupo de especialistas do IHSM e depois pelo Comitê Técnico. A seguir, os resultados dessa avaliação e suas respectivas classificações.

Avaliação dos modelos de petróleo

A Tabela 9 avalia os vários modelos de petróleo em função dos cinco Fatores Críticos de Sucesso. Maiores detalhes sobre a avaliação dos modelos podem ser encontrados na Avaliação Comparativa dos modelos de negociação propostos, incluída como Anexo neste relatório.

⁷ Note-se que nenhum dos modelos pressupõe a incorporação de um subsídio direto

<u>Modelos de Petróleo</u>	Modelo A1: “Continuação do Status-quo”	Modelo A2: “Sistema de Pool”	Modelo B: “Otimizador da cadeia de valor”
Potencial de Receita	<ul style="list-style-type: none"> • Poderia se esperar uma receita no programa Royalty em Dinheiro • No entanto, as taxas de comercialização, bem como as de administração da PPSA, teriam que ser deduzidas 	<ul style="list-style-type: none"> • Com a implementação adequada, este programa se beneficiaria da capacidade de alguns dos <i>traders</i> qualificados • A taxa de comercialização ainda precisa ser deduzida 	<ul style="list-style-type: none"> • Oportunidade de viabilizar um valor justo e a comercialização da produção, sem taxas externas de comercialização
Transparência	<ul style="list-style-type: none"> • Sem envolvimento do <i>downstream</i>, o número de <i>players</i> capazes de participar pode limitar a viabilidade de um leilão transparente • Controvérsia sobre o preço do hidrocarboneto, dado que mudanças nas condições de mercado nem sempre se refletem na fórmula 	<ul style="list-style-type: none"> • A organização do leilão em um momento de alta liquidez deve permitir a participação de um número razoável de licitantes qualificados, o que aumentaria a transparência da transação 	<ul style="list-style-type: none"> • As refinarias, por envolver altos investimentos, facilitam corrupção • A negociação e comercialização do petróleo, com essa interação dentro da cadeia de valor global, abre muitas oportunidades para corrupção: desvio de receitas ou termos de negociação tendenciosos
Apoio à indústria local	<ul style="list-style-type: none"> • N/A 	<ul style="list-style-type: none"> • Uma porcentagem menor comercializada diretamente no mercado local poderia incentivar a indústria local, mas apenas numa quantia moderada, uma vez que a paridade de exportação precisa ser observada para que a transação seja aprovada 	<ul style="list-style-type: none"> • Para absorver uma nova e significativa produção, uma nova refinaria teria que ser construída. Não é certo que a PPSA precise apoiar essa opção, considerando que os outros <i>players</i> tem acesso à produção e escala

Liquidez	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> Esta opção poderia permitir que algum óleo chegue ao mercado doméstico, impactando moderadamente a liquidez 	<ul style="list-style-type: none"> No geral, os preços do mercado doméstico caem, devendo ganhar liquidez
Facilidade de execução	<ul style="list-style-type: none"> Por se tratar de uma continuação das operações de hoje, esta opção não deve ser difícil de executar 	<ul style="list-style-type: none"> Como pode não ser fácil achar um parceiro adequado no FPSO, a PPSA se posicionaria nos navios aliviadores, o que aumenta o nível de dificuldade de execução. O processo resultaria significativamente simplificado, se puder ser terceirizado, ficando nas mãos do operador 	<ul style="list-style-type: none"> Desafio ligado ao desenvolvimento interno das competências necessárias e a um nível apropriado de integração e opcionalidade (posição nas refinarias e nos navios tanque)

Tabela 9: Avaliação dos modelos de petróleo segundo os Fatores Críticos de Sucesso

Dada a análise acima, a classificação dos modelos de petróleo resultou assim:

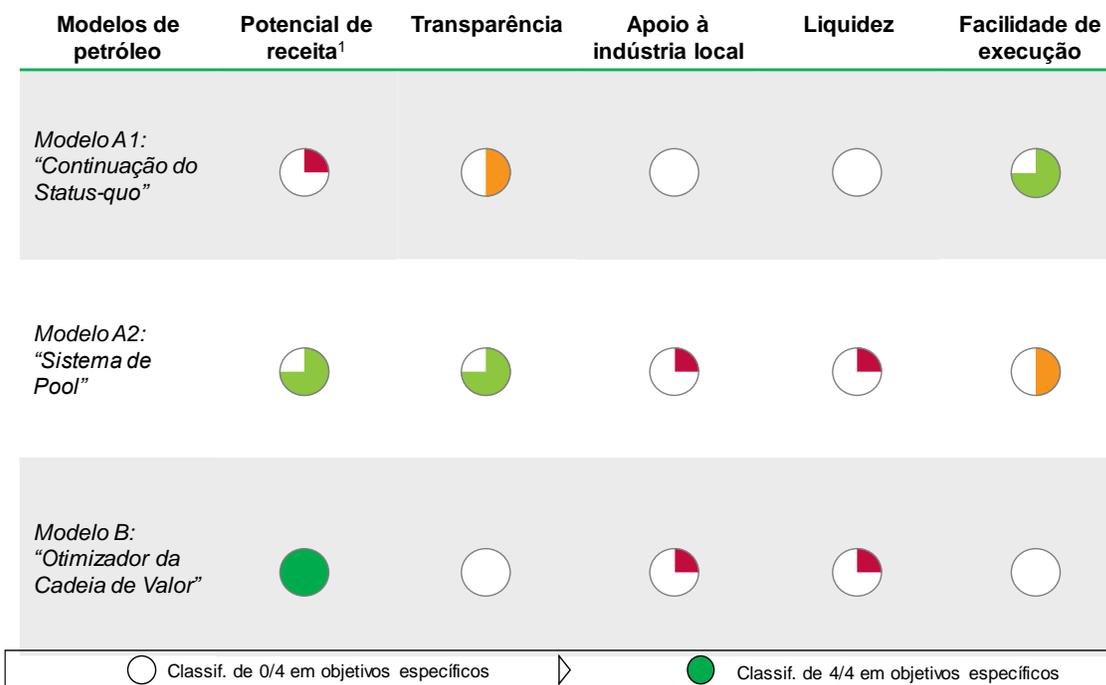


Figura 14: Classificação dos modelos de petróleo; as pontuações são indicativas e baseadas no consenso entre o Comitê Técnico e a equipe central da IHS Markit

Avaliação dos modelos de gás natural

O mercado interno é muito mais impactante quando se considera os modelos de negociação do lado do gás natural. Conforme descrito na seção da situação atual do Brasil, a cadeia de valor do gás natural passa por uma série de gargalos que incluem a falta de capacidade e uma falta geral de acesso a dutos de escoamento, capacidade de processamento e transporte. A maioria das opções de monetização implicaria negociar com um monopólio. Assim sendo, o envolvimento de uma entidade governamental deveria facilitar a execução.

<u>Modelos de gás natural</u>	Modelo A1: “Continuação do Status-quo”	Modelo A2: “Sistema de Pool”	Modelo B: “Otimizador da cadeia de valor”
Potencial de receita	<ul style="list-style-type: none"> A venda do gás natural na cabeça do poço deixaria a PPSA completamente sujeita ao preço, tornando insignificante o potencial da receita ali obtida 	<ul style="list-style-type: none"> Com a implementação adequada, este programa se beneficiaria da capacidade de alguns dos <i>traders</i> qualificados No entanto, para o gás natural, isso dependerá muito do estado do mercado <i>onshore</i>, que hoje é dominado pela Petrobras. 	<ul style="list-style-type: none"> Oportunidade de viabilizar valor justo e comercialização para a produção, sem taxas externas de comercialização
Transparência	<ul style="list-style-type: none"> Sem envolvimento do <i>downstream</i>, o número de <i>players</i> capazes de participar ficaria extremamente limitado, dando origem a controvérsia em relação ao preço do hidrocarboneto, em caso de mudanças nas condições de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Se houver alta liquidez no mercado <i>onshore</i> no momento da implementação, a presença de licitantes qualificados deve elevar o nível de transparência 	<ul style="list-style-type: none"> Com um investimento muito menor de capital necessário para desenvolver atividades de gás <i>downstream</i>, o potencial de haver falta de transparência é menor do que quando comparado ao modelo B de Óleo.
Apoio à indústria local	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> Uma porcentagem menor comercializada diretamente no mercado local poderia incentivar a indústria local 	<ul style="list-style-type: none"> Favorecer o leilão de demanda de base no mercado local poderia ajudar a desenvolver uma indústria local lucrativa
Liquidez	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> Com alguma abertura criada através desta opção, a liquidez pode ser moderadamente impactada 	<ul style="list-style-type: none"> Considerando a atual falta de liquidez do <i>midstream</i> do gás no Brasil, o envolvimento da PPSA poderia ter um impacto significativo

- Facilidade de execução**
- Por se tratar de uma continuação das operações de hoje, esta opção não deve ser difícil de executar
 - Obter acesso à costa aumenta o desafio associado a esta opção
 - Desafio significativo ligado ao desenvolvimento do projeto de gasoduto e dos centros de demanda
 - No entanto, as economias de escala no caso do gás natural são muito menos importantes, de modo que a PPSA pode operar no setor com menos barreiras de entrada

Tabela 10: Avaliação dos modelos de gás segundo os Fatores Críticos de Sucesso

Considerando a falta de liquidez do mercado de gás, o Modelo B pontua significativamente mais alto, embora sua execução resulte altamente desafiadora.

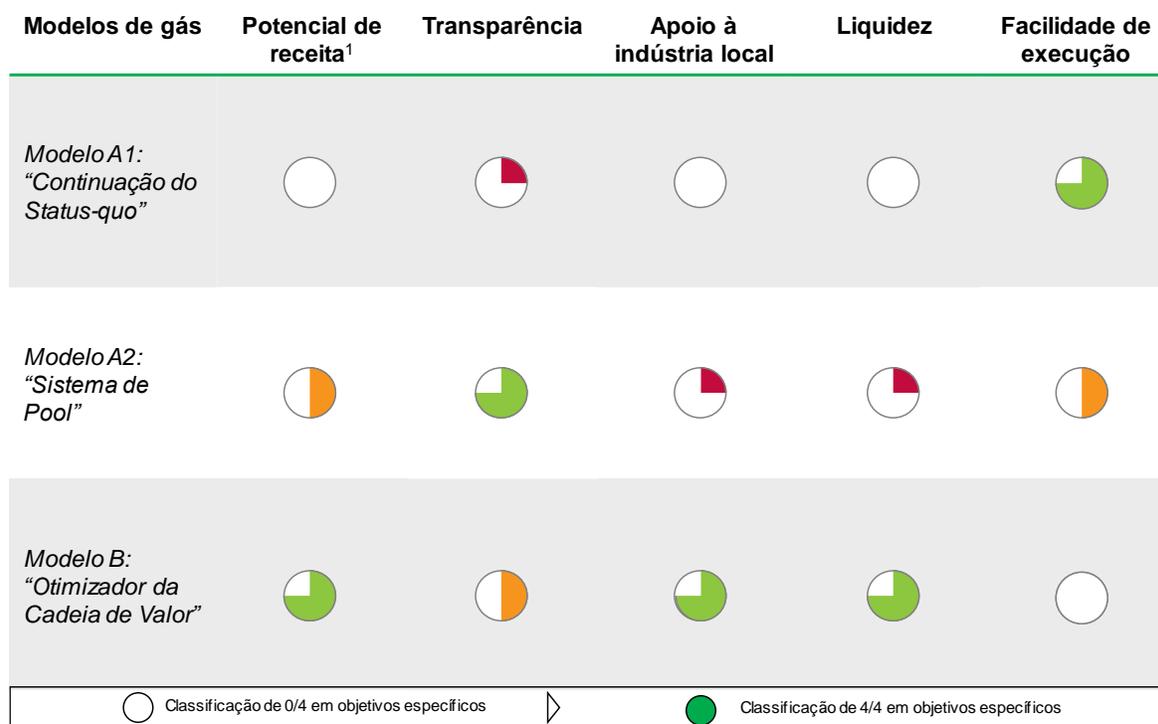


Figura 15: Classificação dos modelos de gás; as pontuações são indicativas e baseadas no consenso entre o Comitê Técnico e a equipe central da IHS Markit

Desenvolver uma recomendação preliminar para o Brasil

A melhor abordagem para o Brasil dependerá dos pesos atribuídos aos vários Fatores Críticos de Sucesso e da direção escolhida pela Administração. No entanto, esta seção tem como objetivo extrair algumas conclusões iniciais da análise concluída nesta fase do trabalho.

O modelo A1, “Continuação do *Status-quo*”, pontua baixo, tanto considerando o potencial de receita, quanto as decorrências nas políticas energéticas, seja para o petróleo ou para o gás. No entanto, os desafios de execução devem ser muito pequenos. Assim sendo, o modelo poderia ser mantido apenas enquanto outro mais sustentável estivesse sendo implementado e, potencialmente, aperfeiçoado pela remoção dos Preços de Referência da ANP, como recuo.

Para o petróleo, o Modelo A2, “Sistema de *Pool*”, tem o potencial de gerar uma alta receita com alto nível de transparência. O modelo também teria um impacto moderadamente positivo na indústria e na liquidez do mercado, dado o potencial de comercializar parte do óleo diretamente com a indústria⁸. Para o gás natural, obter uma receita alta com o Modelo A2 será mais desafiador, devido à falta de liquidez do setor. Os benefícios gerais deste modelo para o gás natural são, portanto, menores.

A implementação do Modelo B para comercializar o petróleo implicaria em assumir uma posição amplamente difundida de integração internacional. Esta opção poderia acarretar altos *netbacks*. No entanto, além de envolver um empreendimento de alta complexidade, com alto investimento de capital, o modelo poderia eventualmente levar a uma competição direta entre duas entidades estatais (Petrobras e PPSA). Para o gás natural, as economias de escala são relativamente sem importância, tornando o modelo B mais viável para a PPSA neste espaço. O impacto na política também pode ser muito mais importante, uma vez que o mercado de gás natural do país continua tendo muito baixa liquidez.

Recomendações jurídicas, tributárias e regulatórias

Conforme apontado em detalhe no Anexo II, buscou-se analisar e comparar o marco legal em vigor, os tributos potencialmente incidentes e os principais entraves jurídicos identificados em cada um dos três modelos de comercialização.

O Modelo A1, por representar em grande medida a continuação do *status-quo*, apresenta um nível reduzido de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização. Em busca de eficiência tributária, a produção de petróleo deveria ser vendida preferencialmente ao exterior ou a um comprador baseado em um estado diverso do estado costeiro de produção. Em busca de eficiência na exportação e pluralidade de potenciais compradores, empresas de *trading* deveriam ser autorizadas a utilizarem os procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro.

⁸ A PPSA teria que provar que o preço obtido é ao menos equivalente à paridade de exportação

O Modelo A2, por ampliar timidamente o escopo de atuação da PPSA e alterar limitadamente a alocação de riscos e retornos esperados, apresenta um nível moderado de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização. A ampliação do escopo de atuação da PPSA deveria ser autorizada por seus documentos societários. Em busca de eficiência tributária, a produção de petróleo deveria ser vendida preferencialmente ao exterior ou a um comprador baseado em um estado diverso do estado costeiro de produção. Em busca de eficiência logística, a PPSA deveria ser autorizada a afretar diretamente navios aliviadores. Contratos deveriam ser renegociados caso a PPSA optasse pela utilização do operador do campo como operador logístico. Em busca de eficiência na exportação e pluralidade de potenciais compradores, empresas de *trading* deveriam ser autorizadas a utilizarem os procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro.

O Modelo B, por ampliar sobremaneira o escopo de atuação da PPSA e alterar fundamentalmente a alocação de riscos e retornos esperados, apresenta um nível elevado de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização de gás natural. A ampliação do escopo de atuação da PPSA deveria ser autorizada por seus documentos societários e haveria necessidade de regular-se a comercialização de derivados de petróleo. Por conta da verticalização de sua atuação, a PPSA precisaria ampliar sua capacidade administrativa em lidar com procedimentos fiscais. Em busca de eficiência logística, a PPSA deveria ser autorizada a afretar diretamente navios aliviadores. Contratos deveriam ser renegociados caso a PPSA optasse pela utilização do operador do campo como operador logístico. Haveria necessidade de permitir-se que a PPSA contratasse diretamente serviços de processamento de gás natural.

Anexo I – Situação atual do Brasil

Esta seção complementa a situação atual do Brasil, apresentada no corpo principal do documento, e fornece uma visão geral dos seguintes elementos

- Infraestrutura e gargalos logísticos nacionais e regionais, refinarias, mix de produtos, oferta e demanda, qualidade dos produtos brasileiros e potenciais forças disruptivas.
- Volume de petróleo e gás, valor, capacidade de escoamento, transporte e potenciais forças de ruptura da indústria de petróleo e gás

Refinarias, mix de produtos, oferta e demanda e qualidade dos produtos brasileiros

O Brasil tem 17 refinarias com uma capacidade de destilação combinada de cerca de 2,26 MMbbl /d. A maior parte da capacidade de refino do país está concentrada ao longo da costa, com

aproximadamente metade dessa capacidade localizada nas grandes áreas metropolitanas de São Paulo e do Rio de Janeiro. As localizações dessas refinarias estão detalhadas na figura a seguir.



Figura 16: Infraestrutura de Refino do Brasil

A tabela a seguir detalha proprietários e capacidades das respectivas refinarias do Brasil.

2017 Refining Capacities – Brazil (1,000 b/d)

Refinery	Ownership	Crude distillation capacity	Vacuum distillation	Conversion capacities					
				Cat. Cracking	HCK*	Resid HCK	VB	TCK	Coking
National Total		2,259.8	857.9	543.6	-	-	-	5.0	258.1
Abreu e Lima (RNEST)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	115.0	75.0	-	-	-	-	-	35.0
Araucaria (REPAR)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	208.0	89.9	53.9	-	-	-	-	31.4
Bahia	Dax Oil 100.0%	2.1	-	-	-	-	-	-	-
Betim (REGAP)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	157.0	62.6	40.3	-	-	-	-	22.3
Canoas (REFAP)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	201.3	30.8	62.2	-	-	-	-	13.0
Capuava (RECAP)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	53.5	20.0	17.6	-	-	-	-	-
Cubatao (RPBC)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	170.0	77.8	55.7	-	-	-	-	31.1
Duque De Caxias (REDUC)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	239.0	106.6	43.9	-	-	-	-	30.0
Fortaleza (LUBNOR)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	8.1	6.2	-	-	-	-	-	-
Guamare (RFCC)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	37.7	-	-	-	-	-	-	-
Manaus (REMAN)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	46.0	13.9	2.9	-	-	-	-	-
Mataripe (RLAM)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	315.0	126.0	87.9	-	-	-	-	-
Paulinia (REPLAN)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	415.1	125.1	93.7	-	-	-	-	63.8
Rio De Janeiro (Manguinhos)	Grandiflorum Participacoes S.A. 100.0%	13.8	4.3	-	-	-	-	5.0	-
Rio Grande Do Sul (Riograndense)	Ultrapar Participacoes SA 33.3%, Braskem S.A. 33.3%, Petroleo Brasileiro SA 33.3%	17.0	5.9	3.5	-	-	-	-	-
Sao Jose Dos Campos (REVAP)	Petroleo Brasileiro SA 100.0%	252.0	114.0	82.0	-	-	-	-	31.5
Sao Paulo (Univen)	Univen Refinaria de Petroleo Ltd 100.0%	9.2	-	-	-	-	-	-	-

Source: IHS Markit * Excludes Lubricants Hydrocracking

Tabela 11: Capacidades de Refino do Brasil em 2017

Atualmente, mantém-se uma capacidade de destilação de óleo cru de 2,22 MMbbl/d em 13 refinarias operadas pela Petrobras, o que equivale a 98% da capacidade total brasileira de destilação. No entanto, a Petrobras está no processo de tentar vender 60% da participação em quatro de suas refinarias. A seguinte imagem descreve a capacidade de destilação por operadora, em 2017, no Brasil.

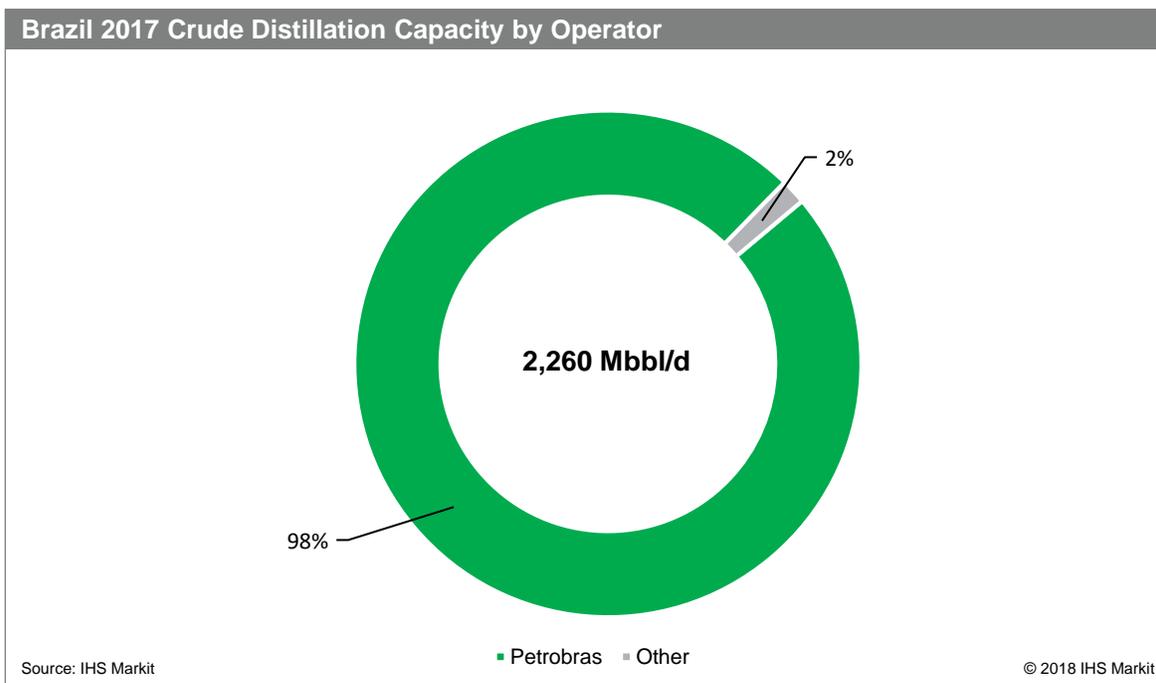


Figura 17: Capacidade de Destilação de Óleo Cru por Operador no Brasil em 2017

Aproximadamente 258 Mbbl / d de capacidade de produção de coque encontra-se em 8 refinarias operadas pela Petrobras. Uma parcela significativa dessa capacidade total está nas maiores regiões metropolitanas de São Paulo e do Rio de Janeiro. Dado que o petróleo bruto do pré-sal tem um baixo teor de enxofre (~ 0,5%), essas refinarias com unidades de coqueamento poderiam ser usadas para processar petróleo bruto pesado, mais sulfuroso e com deságio, enquanto vendem o óleo cru do pré-sal por um preço nobre.

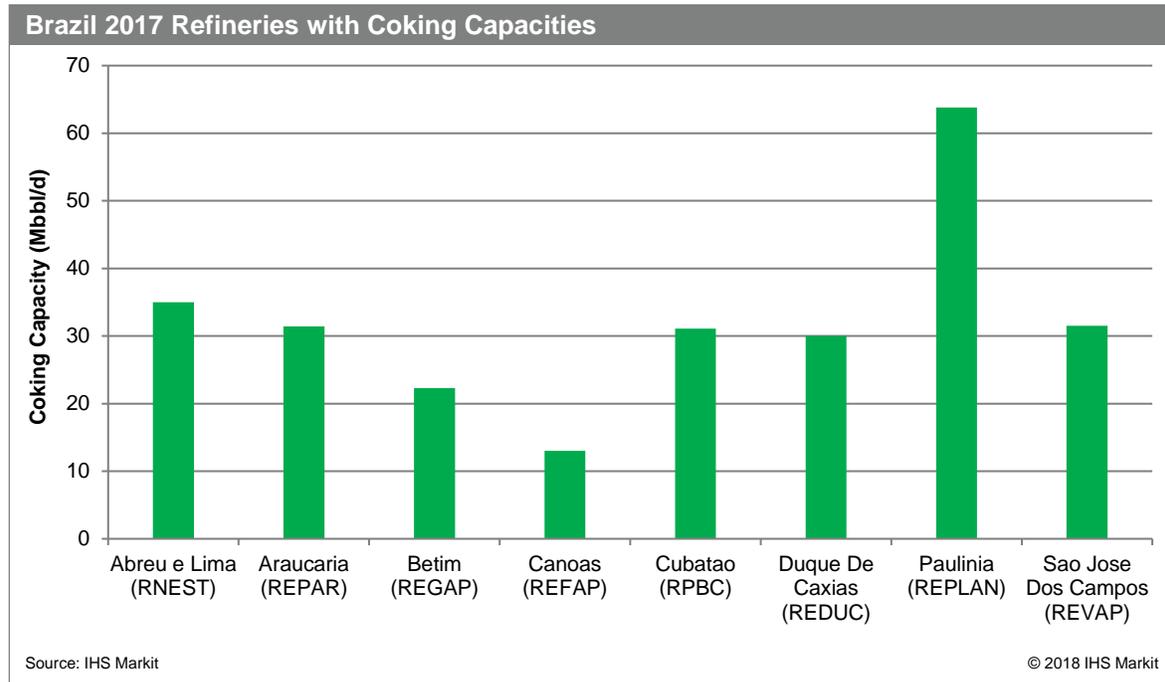


Figura 18: Refinarias com Capacidade para Produção de Coque no Brasil

A produção das refinarias tem apresentado tendência de queda desde 2014, no Brasil, refletindo uma queda semelhante na demanda. No entanto, a produção deverá iniciar uma recuperação gradual em 2018. Espera-se que a produção total de gasolina aumente 14% até 2025, enquanto o gás e o óleo diesel devem aumentar 23%.

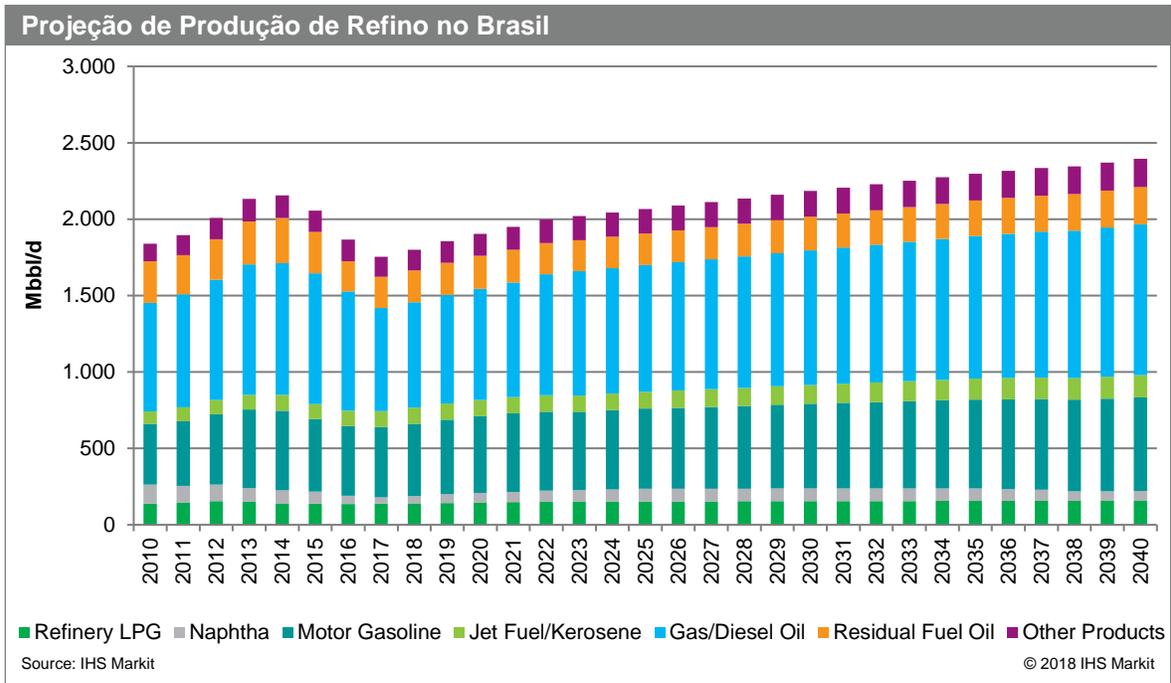


Figura 19: Capacidade de Refino do Brasil em 2017

Embora se espere que a capacidade de refino aumente, a crescente demanda por produtos petrolíferos continuará acima dessa capacidade longo prazo. A diferença entre a demanda e a capacidade de refino é mais pronunciada para a gasolina e para o gasóleo / óleo diesel, resultando em uma maior dependência das importações para atender à demanda. A figura a seguir descreve esse desequilíbrio entre demanda e oferta no Brasil.

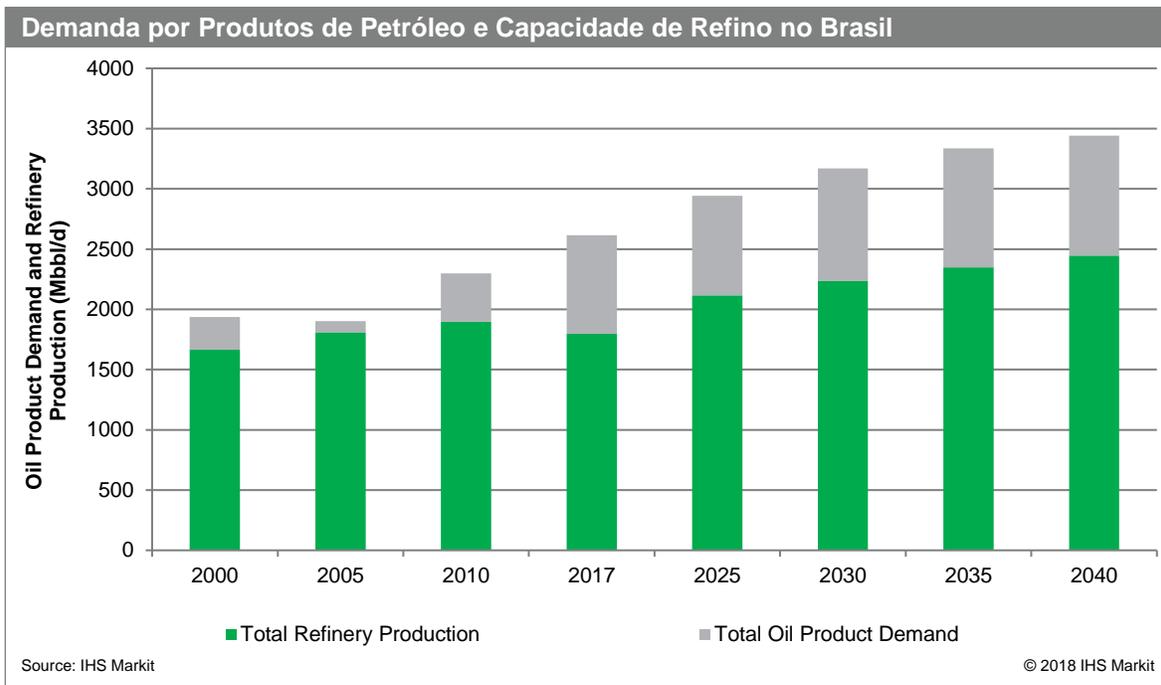


Figura 20: Demanda por Produtos de Petróleo e Capacidade de Refino no Brasil

Espera-se que os altos conteúdos de enxofre no diesel sejam eliminados nos próximos anos, após a conclusão das refinarias Abreu e Lima e Comperj. O Brasil determinou limites de Baixo Teor de Enxofre de 10 ppm em áreas urbanas no início de 2013 e limites de 500 ppm a partir de 2014 fora das áreas urbanas. A figura a seguir ilustra a evolução para um diesel com menor teor de enxofre ao longo do tempo.

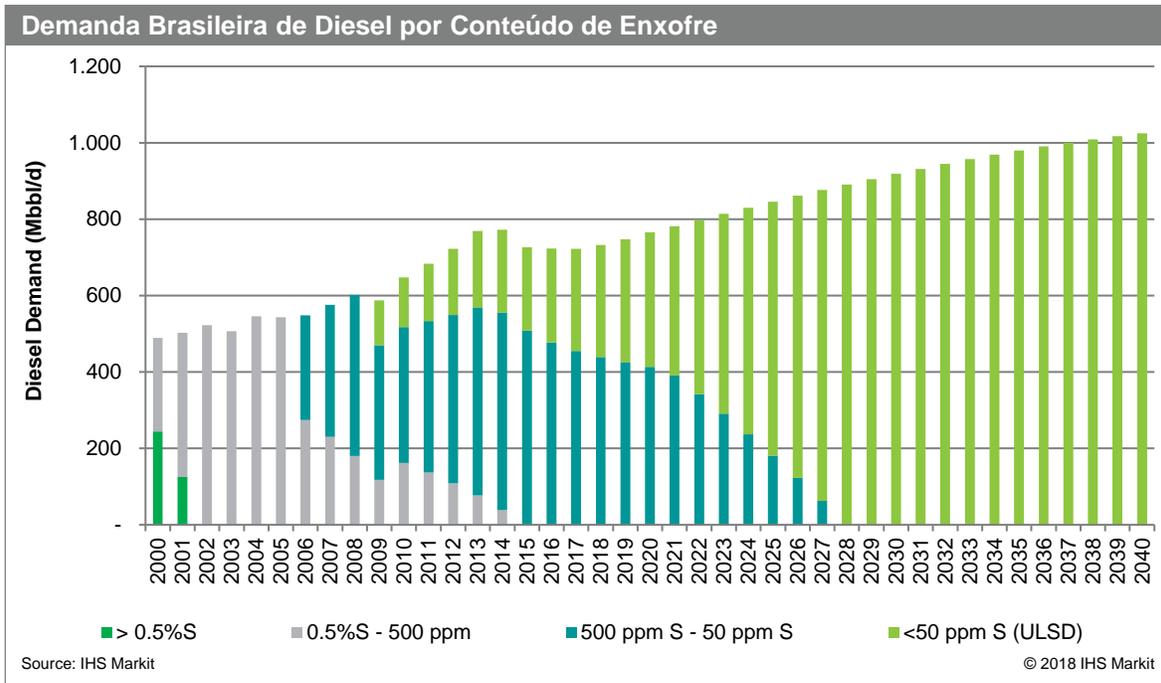


Figura 21: Demanda Brasileira de Diesel para Transporte por Conteúdo de Enxofre

A demanda total de gás natural no Brasil deverá apresentar uma Taxa Composta Anual de Crescimento (CAGR) de 4,6% entre 2018 e 2040. Esse aumento na demanda de gás natural será impulsionado pelo forte crescimento no setor industrial e por uma parcela crescente de geração de energia inflexível (de carga base) a partir de gás natural. Mais detalhes sobre a projeção da demanda de gás natural no Brasil e nos diversos setores podem ser encontrados no Relatório Técnico 2.

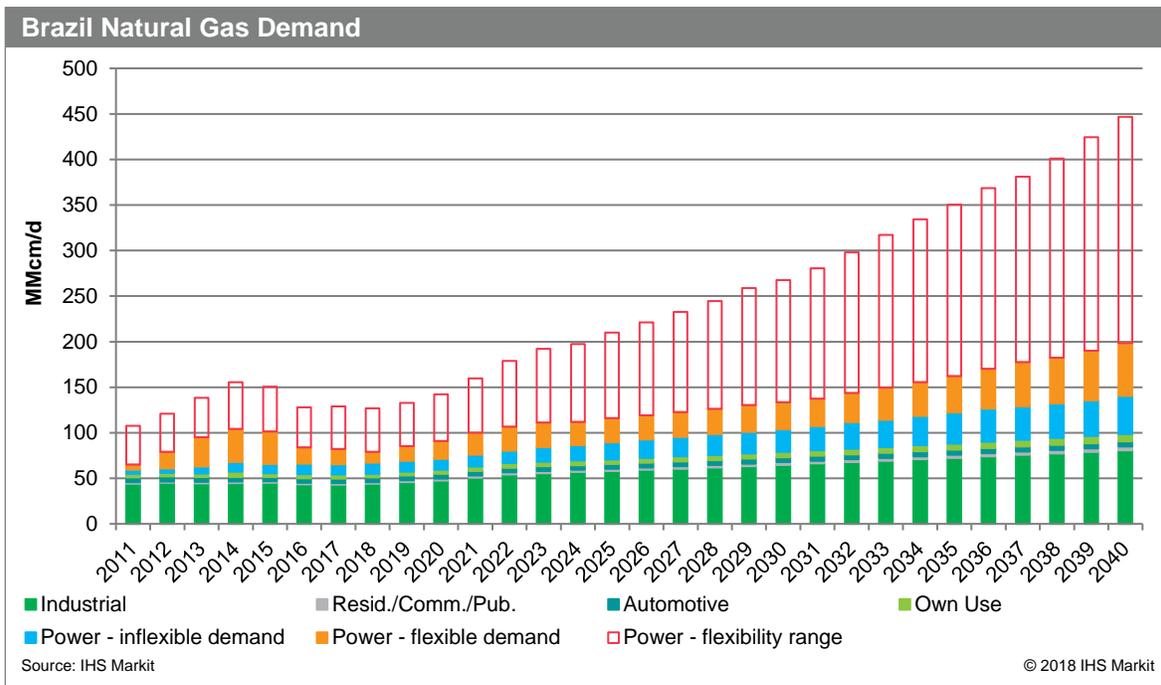


Figura 22: Demanda de Gás Natural no Brasil

Com base na demanda de energia inflexível prevista, espera-se que a Bacia de Santos forneça todos os volumes de gás necessários para atendê-la. Embora se espere que o volume exceda a demanda, há incerteza quanto à capacidade de transportar esse gás *offshore* para estações de processamento / geração de energia *onshore*. A figura a seguir ilustra os volumes líquidos previstos de gás da Bacia de Santos e a demanda de energia inflexível.

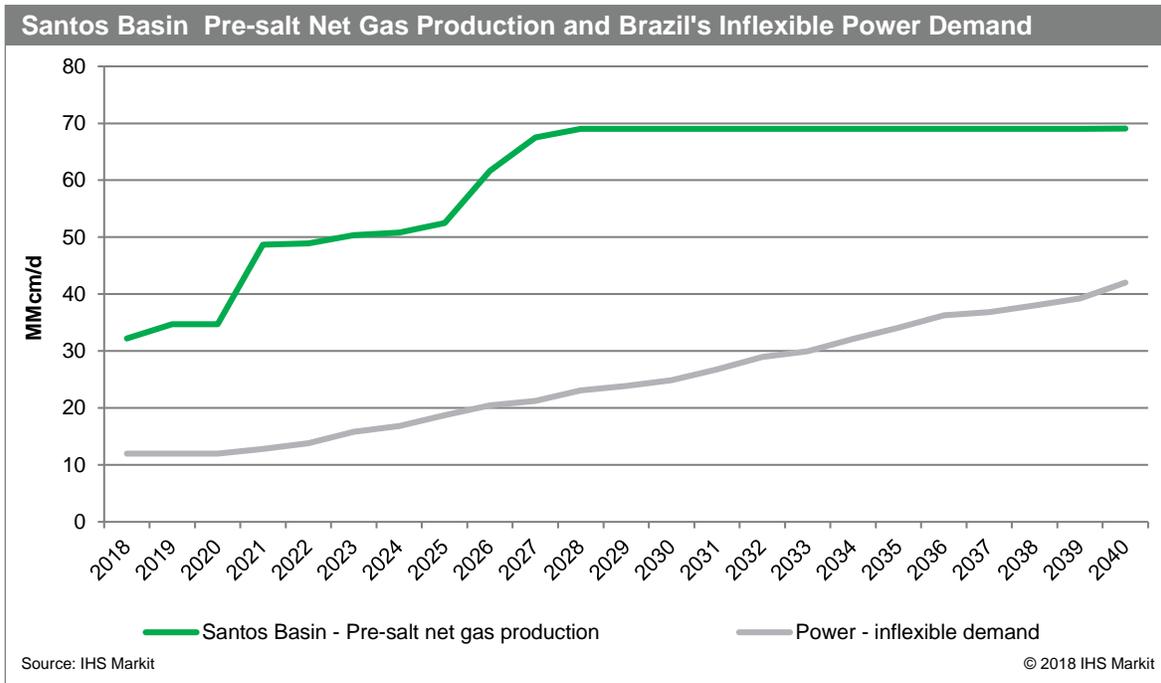


Figura 23: Produção Líquida de Gás na Bacia de Pré-sal de Santos e Demanda de Energia Inflexível

Volume de óleo e gás, valor, capacidade de escoamento, transporte, infraestrutura logística nacional e regional e gargalos

O aumento previsto na produção brasileira de petróleo será impulsionado pelas grandes descobertas feitas no pré-sal *offshore*. Em apenas 8 anos, o pré-sal da Bacia de Santos atingiu uma taxa de produção de ~ 1,3 MMbbl / d em 2018, o que representa mais de 50% da produção de petróleo do Brasil. A chegada de 8 novos FPSOs no pré-sal de Santos, entre 2018 e 2019, resultará em um crescimento de ~ 25% na produção de petróleo. Com base no contrato de Cessão Onerosa existente, de 5,0 bilhões de boe, os volumes excedentes de Cessão Onerosa são estimados em 7,4 bilhões de boe (sem licença). Espera-se que o ritmo e a prioridade do desenvolvimento sejam impulsionados pela capacidade do setor *offshore* brasileiro. Os volumes Yet-to-Find (YTF) são estimados com base na taxa de sucesso dos blocos de exploração anunciados para as rodadas 3 a 6, nos contratos por Partilha da Produção. Uma média de 58,55% de participação nos lucros foi aplicada para volumes de Partilha não-licenciados de Excedente de Cessão Onerosa e de YTF, para estimar a participação do Governo Federal.

O crescimento da produção brasileira de gás será o resultado do aumento da produção líquida e do gás associado. Grande parte desse volume de gás será originário da Bacia de Santos. Espera-se que a Bacia de Santos seja responsável por aproximadamente 70% da produção bruta de gás no futuro (2018 - 2040) no Brasil. A chegada de 8 novos FPSOs no pré-sal de Santos entre 2018 e 2019 resultará em um aumento de ~ 10% na produção líquida de gás. O aumento na produção será caracterizado por mudanças graduais refletindo a conclusão de novos dutos de transferência para exportar gás para a costa. A IHS Markit prevê que, até 2021, os volumes de gás excederão a capacidade de transporte existente (em 44MMm³ / d) e poderão ser limitados a esse volume. Novas rotas serão necessárias para fornecer capacidade adicional para transportar gás para a costa. Os volumes de Yet-to-find (YTF) são estimados com base na taxa de sucesso dos blocos de exploração anunciados para as rodadas 3 a 6 nos contratos de Partilha. Uma média de 58,55% de participação nos lucros foi aplicada para volumes de Partilha não licenciados de Excedente de Cessão Onerosa e de YTF, para estimar a participação do Governo Federal.

Os volumes de produção previstos para a área do pré-sal exigirão expansão e desenvolvimento de novas infraestruturas. A capacidade mais limitada das embarcações de Posicionamento Dinâmico (navios aliviadores) apresenta um desafio para o transporte eficiente da produção de petróleo *offshore* da Bacia de Santos até os mercados finais. Em 2018, havia 32 navios aliviadores operando nas águas do Brasil; isso representa aproximadamente 1/3 da frota global total. Os contratos para navios aliviadores podem variar em tamanho, mas normalmente se estendem por vários anos; contratos de curto e longo prazo podem variar entre 5 a 20 anos, respectivamente.

As Rotas 1 e 2 existentes e a Rota 3 projetada para entrar em operação fornecerão uma capacidade estimada de 44 MMcm / d de gás natural. Essas rotas são insuficientes para absorver os volumes de gás da Bacia de Santos previstos, que seriam comercializados pela PPSA. Uma quarta rota teria que ser considerada para monetizar os volumes futuros de gás, mas permanece a incerteza em relação à capacidade total dessas rotas e ao potencial envolvimento da Petrobras. A figura e a tabela a seguir descrevem essas rotas de acordo com suas respectivas capacidades.

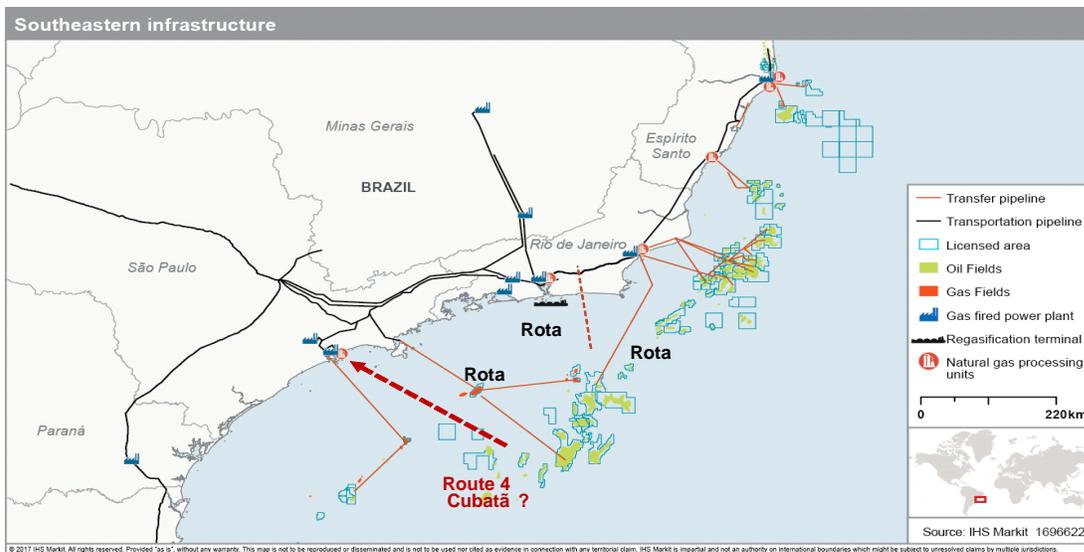


Figura 24: Infraestrutura de Rotas do sudeste do Brasil

Brazil Southeastern Infrastructure				
Route	Start Year	Capacity (MMcm/d)	Ownership	Processing Unit
Rota 1	2011	10	Petrobras (65%) Shell (25%) Galp (10%)	UTGCA (20 MMcm/d)
Rota 2	2016	16	Petrobras (55%) Shell (25%) Galp (10%) Repsol (10%)	TECAB (20 MMcm/d)
Rota 3	2021*	18	Petrobras (100%)	UPGN (21 MMcm/d)
Rota 4	Unknown	10, 15, or 20	Unknown	Unknown

* Estimated start year

Note: UTGCA = Monteiro Lobato Gas Treatment Unit; TECAB = Terminal de Cabiunas; UPGN = Gas Treatment Unit

Source IHS Markit

Tabela 12: Infraestrutura do sudeste do Brasil

Embora o marco regulatório do gás natural do Brasil permita o acesso a qualquer capacidade ociosa em dutos de transporte, existe uma escassez de capacidade disponível para lidar com volumes adicionais de gás. Atualmente, a Petrobras detém toda a capacidade existente através de contratos, a maioria dos quais se estende até 2026 e 2033. Isso representa outro potencial gargalo para a monetização e distribuição do gás natural da PPSA. A tabela a seguir descreve cada uma das principais malhas de transporte brasileiras.

Brazil Main Transportation Grids					
Grid	Owner	Firm Capacity (MMcm/d)	Available Capacity	End Date	Average Tariff (US\$/MMBtu)
1: Northeastern Grid	TAG	21.6	No	2026	US\$ 1.11 (2017)
2: Gasene Pipeline (North, South)	TAG	10.3, 20.0	No	2033	US\$ 1.68, US\$ 1.14 (2017)
3: Southeastern Grid	NTS	49.4	No	2026	US\$ 0.60 (2017)
4: Bolivia - Brazil Pipeline	TBG	30.1	No	2019 (-60%)	US\$ 2.30 (2017)
5: Urucu - Manaus Pipeline	TAG	6.3	No	2033	US\$ 5.59 (2017)
6: Argentina - Brazil Pipeline	TSB	2.3	Yes	N/A	US\$ 0.005 (2017)

Source: IHS Markit, TAG, TBG, TSB, NTS

Tabela 13: Principais Malhas de Transporte do Brasil

O aumento dos volumes de produção de petróleo e a falta de capacidade interna de refino resultarão em volumes crescentes de exportação de petróleo bruto. A maior parte desse petróleo bruto (de acordo com as projeções da IHSM) será enviada para refinarias asiáticas. As figuras a seguir descrevem a previsão de saldo de petróleo bruto e os destinos de exportação.

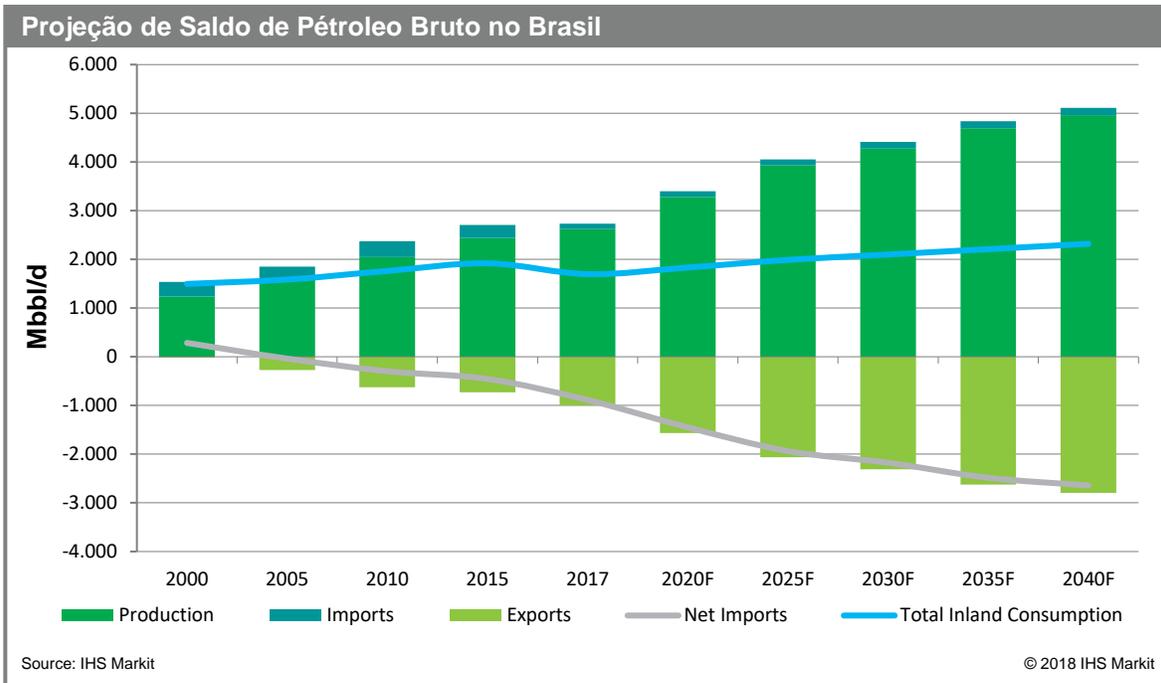


Figura 25: Previsão de Saldo de Petróleo Bruto no Brasil

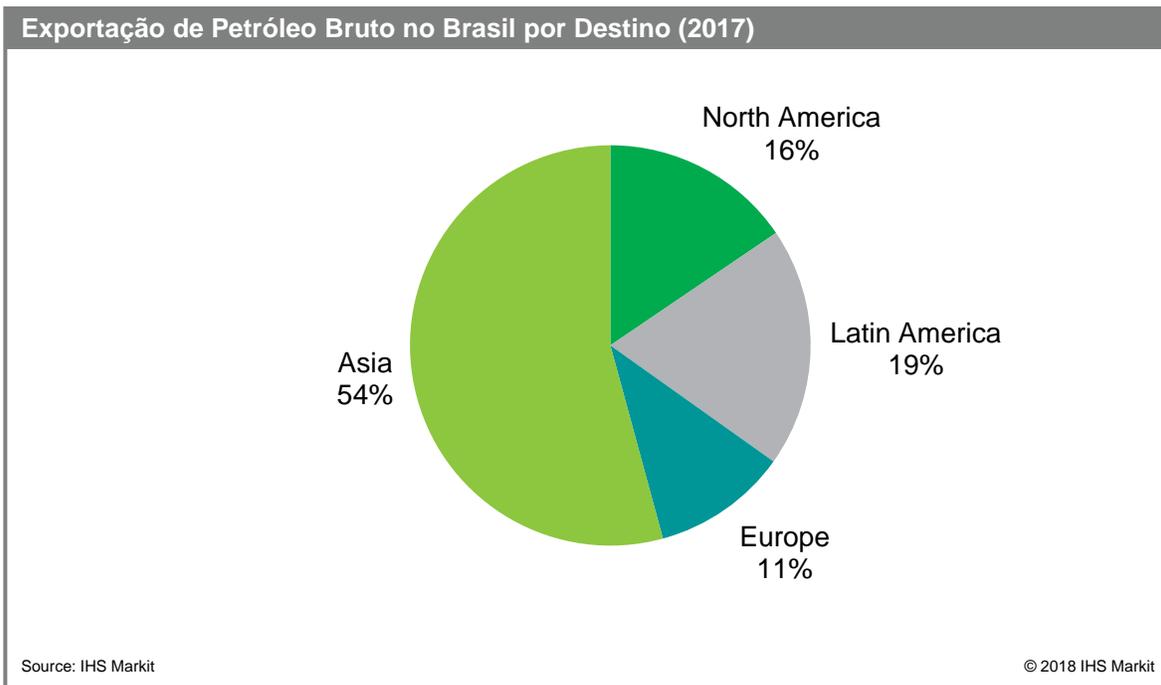


Figura 26: Exportação de Petróleo Bruto no Brasil por Destino

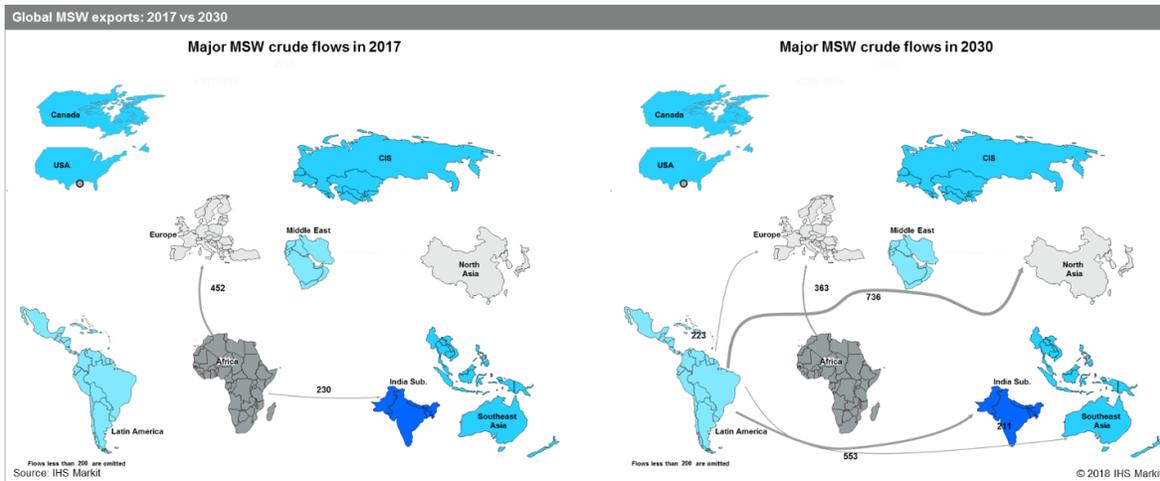


Figura 27: Exportações Globais de Petróleo Semi-doce

Espera-se que as exportações brasileiras de produtos refinados consistam principalmente de óleo combustível residual e outros produtos, dado que a maior parte das exportações de gasolina e óleo diesel se deteve a partir do aumento da demanda doméstica. A figura a seguir resume a previsão de exportação de produtos refinados do Brasil.

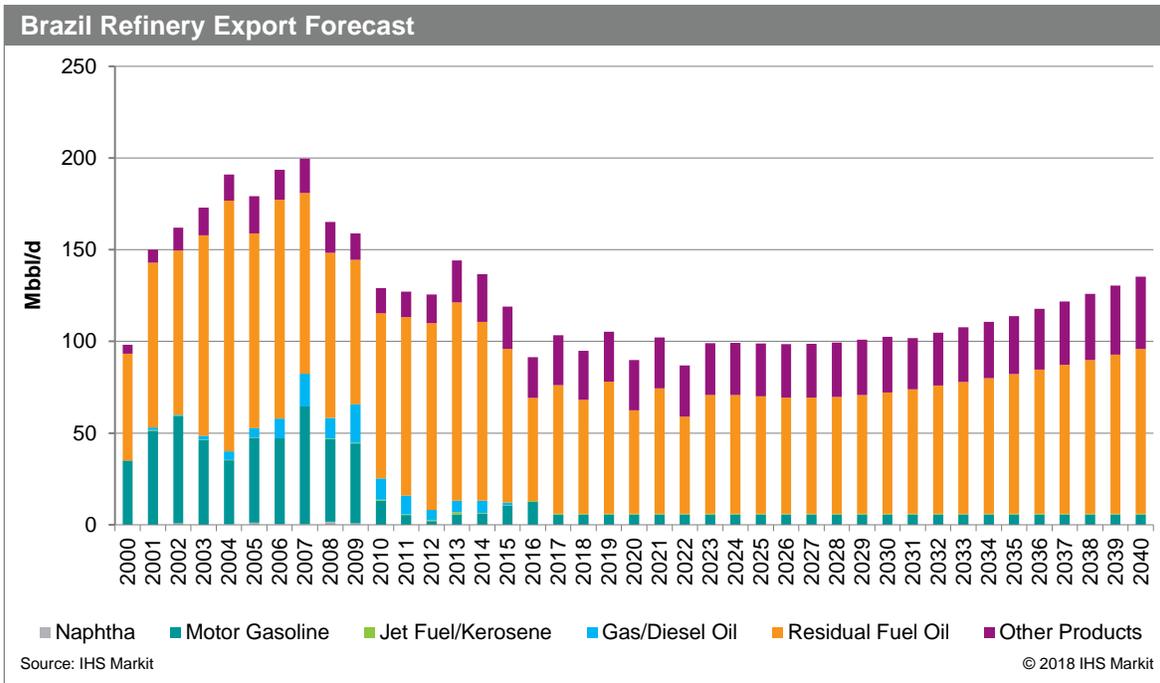


Figura 28: Previsão de Exportação de Produtos Refinados do Brasil

A produção de petróleo do pré-sal provavelmente será enviada ao norte da Ásia (Ulsan, Coréia do Sul) e ao oeste da Índia (Jamnagar, Índia). Os custos de transporte para Ulsan e Jamnagar via navio VLCC (Very Large Crude Carrier) devem variar entre US \$ 2,0 / bbl - US \$ 3,2 / bbl e US \$ 1,5 / bbl - US \$ 2,4 / bbl, respectivamente, até 2025. A figura a seguir descreve tais custos de frete.

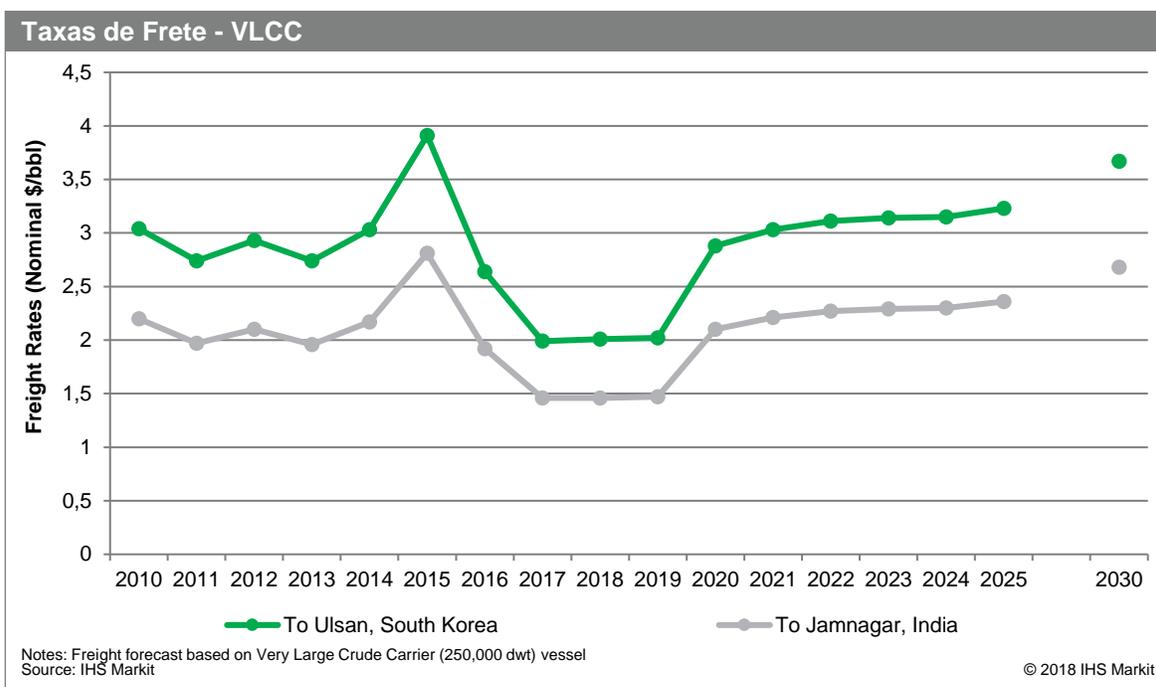


Figura 29: Previsão de Custos de Frete da Produção de Petróleo do Pré-sal

Potenciais forças disruptivas

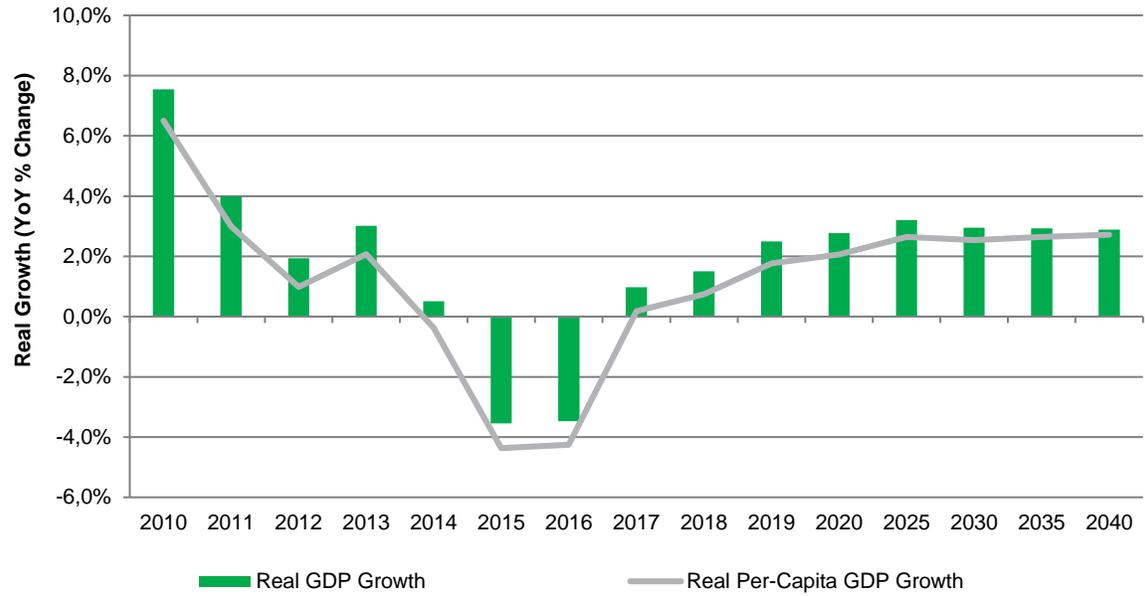
Previsão Econômica

Após dois anos consecutivos de contração, a economia brasileira iniciou uma recuperação lenta em 2017. O crescimento da economia deverá melhorar no curto prazo, mas ainda há muita incerteza sobre as decorrências da eleição de outubro de 2018 e seu impacto na futura política econômica.

- Em 2015 e, novamente, em 2016, a economia do Brasil se contraiu 3,5%, enquanto apenas conseguiu crescer a uma taxa de 1,0% em 2017. Em 2018, a economia do Brasil deverá crescer apenas 1,5% e continuar crescendo a uma taxa ainda modesta para o futuro previsível.

A suposição de que a economia do Brasil continuará a crescer a uma taxa modesta e de que a demanda global por produtos de petróleo aumentará constituem a base da posição da IHS Markit sobre o futuro desenvolvimento da área do pré-sal. Os números a seguir descrevem o crescimento do PIB previsto no Brasil, além do desemprego e da taxa de inflação que o acompanham. O desenvolvimento reduzido da Bacia de Santos resultaria em uma redução significativa nos volumes de petróleo e gás que a PPSA é capaz de comercializar.

Crescimento Real do PIB Brasil

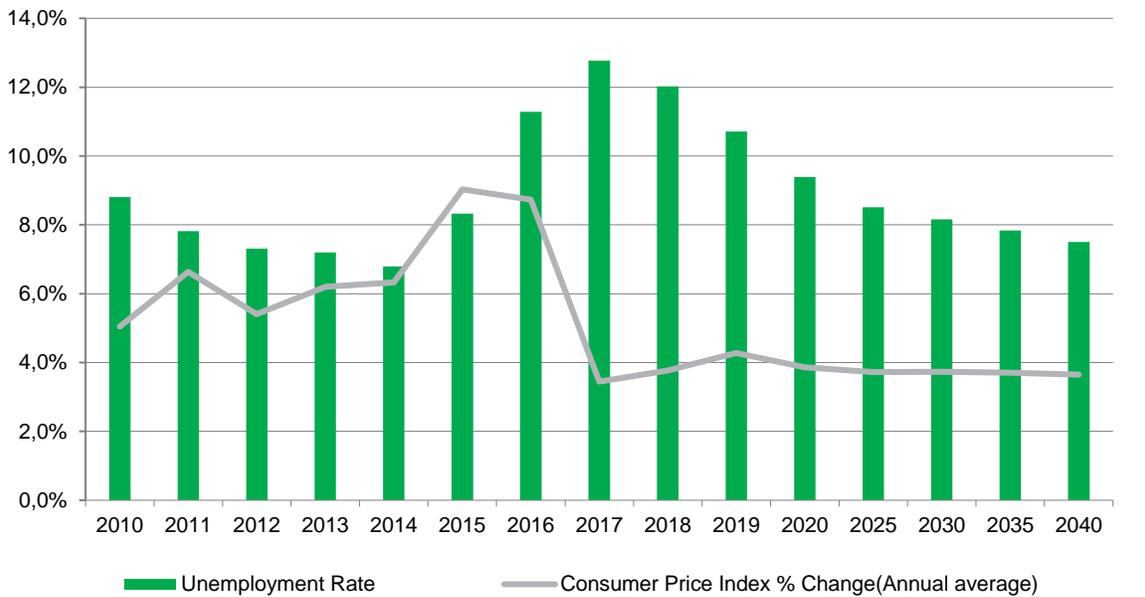


Source: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Figura 30: Crescimento Real do PIB do Brasil

Brasil - Taxa de Desemprego e Inflação



Source: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Figura 31: Desemprego e Taxa de Inflação no Brasil

Petrobras

A PPSA será responsável pela gestão dos acordos comerciais do petróleo e gás do Governo Federal e poderá envolver os comercializadores. De acordo com Regime de Partilha, a Petrobras pode atuar como comercializador da PPSA. No entanto, a Petrobras não é legalmente obrigada a aceitar tal função. Portanto, há um certo grau de incerteza quanto ao papel da Petrobras no futuro.

Gás para Crescer (Gas-to-Grow)

Após anúncio pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil de sua iniciativa “Gas para Crescer”, a mesma foi encaminhada ao Congresso para criação de um projeto de lei que visa substituir a lei que atualmente rege todas as atividades no setor de *downstream* de gás natural do Brasil. Se aprovado, o projeto de lei proposto alterará significativamente o marco regulatório do setor. No entanto, importantes questões estruturais de longo prazo permanecem, afetando a negociação dos direitos do Governo Federal sobre o gás do pré-sal.

Regulação do Bunker pela International Maritime Organization

Em outubro de 2016, a International Maritime Organization (Organização Marítima Internacional IMO) anunciou que, a partir de 1º de janeiro de 2020, o teor máximo de enxofre permitido no combustível marítimo *bunker* será reduzido de 3,5% para 0,5% por massa. Como resultado, a indústria *downstream* terá que alterar suas atuais ofertas de produtos aumentando a oferta de combustíveis com baixo teor de enxofre e gerenciando com eficiência o excesso de oferta de combustíveis com alto teor de enxofre. Atualmente, a maior incerteza se refere ao nível de *compliance* exigido com as novas regulamentações, motivo pelo qual, tanto a indústria naval quanto a indústria *downstream*, adiaram os investimentos necessários para a rápida adoção dos novos regulamentos da IMO sobre teor de enxofre. É preciso ter cuidado para garantir que a fórmula de preço desenvolvida permita que a PPSA se beneficie dessa importante mudança no mercado. A figura a seguir descreve a mudança no teor de enxofre aceitável, nos combustíveis bunker ao longo do tempo.

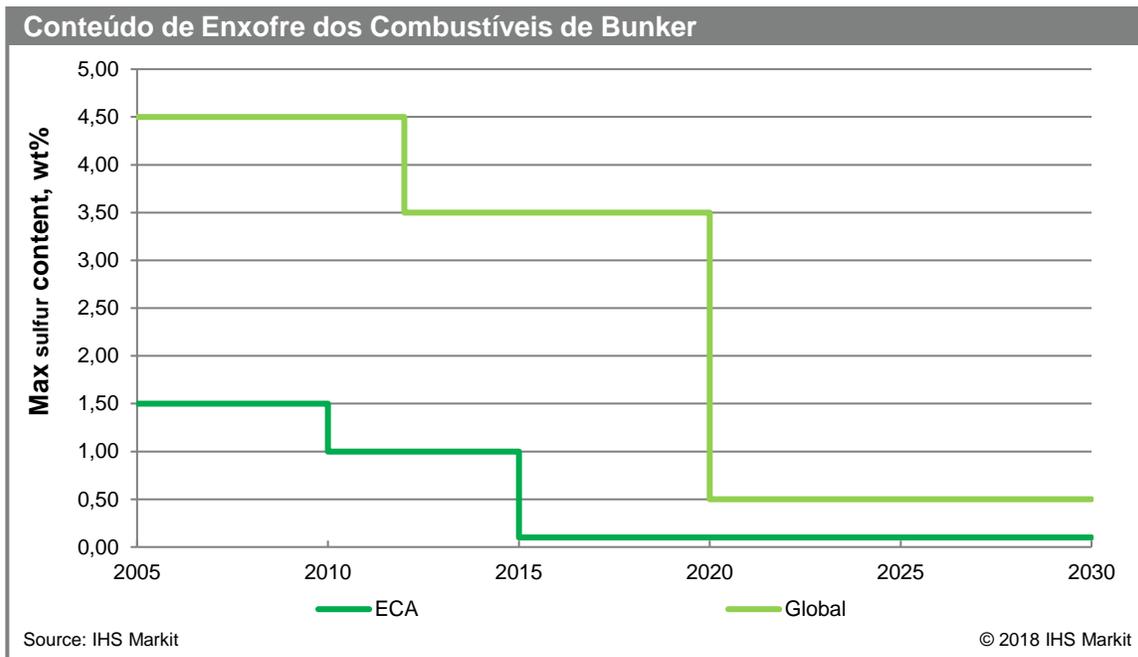


Figura 32: Conteúdo de Enxofre dos Combustíveis Bunker

Anexo II - Aspectos legais, regulatórios e tributários

Objetivo

O Termo de Referência nº 64, 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), 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.

Considerando o disposto no referido termo de referência, este anexo apresenta os impactos legais, regulatórios e tributários, positivos e negativos, bem como, as vantagens e desvantagens para a implementação de cada modelo de comercialização analisado. As diretrizes da legislação e da política de comercialização vigentes também foram consideradas na elaboração deste relatório.

Introdução

Este anexo compara o marco legal em vigor que sustentaria ou não cada modelo de comercialização identificado no estudo, com foco na propriedade e detenção do petróleo e do gás natural da União, na sua precificação e nas responsabilidades operacionais correlatas assumidas pela PPSA.

Na sequência, os tributos potencialmente incidentes sobre cada modelo são analisados e comparados, dando-se ênfase aos impostos e contribuições especiais, bem como aos procedimentos aduaneiros de exportação e taxas incidentes.

Por fim, os principais entraves jurídicos identificados em cada modelo de comercialização são comparados, destacando-se as práticas de disponibilização e descarregamento de petróleo e gás natural, seu transporte e transbordo e o acesso da PPSA a infraestruturas essenciais.

Análise

Propriedade e posse

Este tópico analisa os conceitos jurídicos de propriedade, posse e detenção no direito brasileiro, bem como, práticas da indústria petrolífera internacional que direcionam o entendimento sobre a forma, momento e local de aquisição e transmissão da propriedade e posse sobre o petróleo e o gás natural em cada um dos três modelos de comercialização. O entendimento deste tópico possibilita uma melhor compreensão das implicações tributárias e das responsabilidades operacionais em cada modelo.

Propriedade

Países produtores de petróleo, em sua grande maioria, reservam ao Estado os direitos de propriedade sobre hidrocarbonetos *in-situ*. Uma relevante exceção são os Estados Unidos contíguos (*Lower 48*), onde a propriedade particular do solo abrange também as jazidas petrolíferas.

No Brasil, o Código Civil dispõe expressamente em seu Art. 1.230 que a propriedade do solo não abrange as jazidas nele contidas. Por sua vez, a Constituição Federal, em seu Art. 177, estipula que a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluido constituem monopólio da União.

Contudo, o §1º introduzido pela Emenda Constitucional 9/95 possibilitou que o produto da lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos fosse conferido de forma originária a empresas estatais ou privadas contratadas pela União. O Supremo Tribunal Federal explicitou o conteúdo do texto constitucional em sede de controle concentrado de constitucionalidade⁹:

O conceito de monopólio pressupõe apenas um agente apto a desenvolver as atividades econômicas a ele correspondentes. (...) A distinção entre atividade e propriedade permite que o domínio do resultado da lavra das jazidas de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos possa ser atribuído a terceiros pela União, sem qualquer ofensa à reserva de monopólio. (...) A propriedade sobre o produto da exploração é plena, desde que exista concessão de lavra regularmente outorgada. (...) A EC 9/1995 permite que a União transfira ao seu contratado os riscos e resultados da atividade e a propriedade do produto da exploração de jazidas de petróleo e de gás natural, observadas as normas legais.

A aquisição originária se dá após a produção, quando o petróleo e os gás natural deixam de estar em contato com a jazida. Assim, entende-se que o reservatório seja considerado um bem principal e o resultado da sua produção, um bem acessório.

Como ilustrado pela doutrina jurídica¹⁰, se uma pessoa colhe frutos da árvore que plantou, a aquisição será originária. O mesmo ocorre com produtos como o petróleo e o gás natural. Tais hidrocarbonetos não pertencem a ninguém antes da sua produção e não há transmissão de propriedade durante a produção.

O Art. 26 da Lei 9.478/97 dispõe que o concessionário de direitos de exploração e produção (E&P) tem o dever de explorar seu bloco e o direito à propriedade do petróleo e gás natural após extraídos. O momento em que tal aquisição originária da propriedade ocorre é descrito nos contratos de concessão¹¹ e de partilha de produção¹² como sendo a passagem do petróleo e do gás pelo ponto de medição.

Por sua vez, a Lei 12.351/2010 define o ponto de medição como sendo um local estabelecido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da ANP.

A ANP, em conjunto com o INMETRO, aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural¹³. Seu subitem 3.54 regulamenta a definição legal de ponto de medição:

Ponto de Medição - Localização em uma planta de produção, processo, sistema de transferência, transporte ou estocagem onde fica instalado um sistema de medição de

⁹ ADI 3.273 e ADI 3.366, rel. p/ o ac. min. Eros Grau, j. 16-3-2005, P, DJ de 2-3-2007.

¹⁰ FIÚZA, César. Direito Civil - Curso Completo. Belo Horizonte: Del Rey, 2014, p. 734.

¹¹ ANP, Minuta de Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2017, Cláusula 2.7.1.

¹² ANP, Minuta de Contrato de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2018, Cláusula 2.10.

¹³ ANP/INMETRO, Resolução Conjunta Nº 1, de 10 de junho de 2013.

petróleo ou gás natural utilizado com objetivo de medição fiscal, de apropriação, de transferência de custódia e operacional.

Tomando uma plataforma do tipo FPSO como exemplo, é possível entender que a aquisição originária da propriedade do petróleo e do gás natural ocorrerá no convés da plataforma, mais precisamente na estação (*skid*) de medição. Os recursos petrolíferos tornam-se propriedade das empresas estatais ou privadas contratadas pela União ao passarem pelo sistema de medição.

Após a aquisição originária, todas as operações subsequentes que implicarem na transferência da propriedade serão consideradas formas de aquisição derivada da propriedade. Por sua vez, a transferência da propriedade se dará pela tradição, que consiste na entrega do petróleo e do gás natural ao comprador, de forma a concluir o que fora acordado em um contrato de compra e venda.

Segundo o Art. 1.267 do Código Civil, a propriedade das coisas não se transfere pelos negócios jurídicos antes da tradição, que pode ser real, simbólica ou ficta. Na tradição real, o petróleo e gás é fisicamente entregue a uma empresa compradora. Na tradição simbólica, um documento representando o petróleo e gás é entregue à compradora. Na tradição ficta, o petróleo e gás torna-se propriedade de uma empresa compradora que já tinha sua posse anteriormente, ou então permanece em posse da empresa vendedora mesmo após a venda.

Posse

Os usos e práticas internacionais da indústria petrolífera formam um grupo de regras costumeiras de direito (*lex petrolea*) que guiam a interpretação dos contratos típicos do setor. Via de regra, as atividades de E&P comportam um elevado nível de incerteza quanto à existência e comercialidade do petróleo e gás e, ao mesmo tempo, demandam vultosos recursos para sua monetização.

Por esta razão, é prática comum da indústria a divisão de riscos entre diferentes empresas por meio da formação de consórcios, ou *joint ventures (JVs)*, termo este consagrado na *lex petrolea*. As relações jurídicas entre os membros de uma *JV* são tradicionalmente reguladas em um acordo de operações conjuntas, ou *joint operating agreement*¹⁴ (*JOA*).

Por meio do *JOA*, designa-se uma das empresas como líder da *JV*, com todos os direitos, funções e deveres contratuais de operador e a incumbência exclusiva pela condução de atividades conjuntas.

Os contratos de concessão e partilha de produção refletem a consagrada prática internacional ao disporem¹⁵ que o operador é designado para, em nome dos concessionários ou contratados:

- conduzir e executar operações previstas contratualmente;
- submeter planos, programas, garantias, propostas e comunicações à ANP; e
- receber respostas, solicitações, propostas e outras comunicações da ANP.

¹⁴ AIPN, 2012 Model JOA, aprovado em 17-02-2012 com correções técnicas em 11-09-2012.

¹⁵ Cláusulas 14.2 e 19.1, respectivamente.

Além disso, o operador é responsável pelo integral cumprimento de todas as obrigações dos concessionários ou contratados relativas a qualquer aspecto das operações e ao pagamento das participações governamentais¹⁶.

O Art. 1.228 do Código Civil dá ao proprietário do petróleo e gás natural a faculdade de usar, gozar e dispor dos mesmos, e o direito de reavê-los do poder de quem quer que injustamente os possuam ou detenham. Por sua vez, o Art. 1.196, define como possuidor todo aquele que tem de fato o exercício, pleno ou não, de algum dos poderes inerentes à propriedade.

Nota-se que nem a prática internacional nem os contratos de E&P brasileiros parecem dar imediatamente ao operador qualquer das discricionariedades inerentes à propriedade, isto é, direito de uso, gozo, disposição e reivindicação.

Pode-se pensar na disposição do petróleo e gás natural consumidos nas operações, ou queimados no sistema de *flare* ou emitidos no sistema de *vents* por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional¹⁷. Nestes casos, após a medição da produção, o operador passaria a ser o possuidor originário da parcela do petróleo e gás de cada concessionário ou contratado a ser consumido nas operações ou queimado ou ventilado.

Também pode-se pensar em situações em que um concessionário ou contratado falhe em retirar a parcela de sua produção, colocando em risco a continuidade das operações. As plataformas possuem capacidade limitada de armazenamento e o fluxo constante dos poços produtores não deve ser interrompido a todo e qualquer momento, sob pena de desgaste acelerado de materiais e danos ao reservatório.

Assim, a prática da indústria novamente trouxe a solução por meio de acordos de disponibilização da produção (*lifting agreements*)¹⁸, que estabelecem regras a serem seguidas pelo operador caso um membro da *JV* deixe de indicar a embarcação que fará a retirada do petróleo de sua propriedade armazenado na plataforma ou caso ele falhe em levantar o petróleo na data pré-estabelecida. Nestes casos, o operador passa a ter direito de afretar uma embarcação e vender o petróleo.

Salvo as exceções de *jus abutendi*, isto é, nas ocasiões onde o operador passa a ter poder de consumo nas operações do petróleo e gás de seus parceiros, de destruição por segurança operacional e de venda por falha na retirada, o operador parece melhor exercer a figura de detentor e não de possuidor.

Segundo o Art. 1.198 do Código Civil, o detentor é aquele que, achando-se em relação de dependência para com outro, conserva a posse em nome deste e em cumprimento de ordens ou instruções suas. Dentre os principais exemplos de detentores, destacam-se o administrador, o depositário, o mandatário e o transportador.

¹⁶ Cláusulas 14.3 e 19.2, respectivamente.

¹⁷ ANP, Portaria Nº 249, de 1º de novembro de 2000.

¹⁸ AIPN, 2001 Model Lifting Agreement, aprovado em 2001.

A doutrina jurídica¹⁹ explicita que o detentor é alguém que retém consigo a coisa, exercendo controle sobre ela em nome de outrem, a quem esteja subordinado por relação de dependência. Um operador executa sua função de administrador da *JV* baseado no princípio *no gain, no loss*, por meio do qual todo custo incorrido pelo operador e todo lucro obtido pela produção de hidrocarbonetos devem ser divididos entre os membros da *JV* na proporção de cada cota-parte²⁰. Assim, entende-se que o operador exerce seus atos em nome ou proveito alheio, ou seja, em nome ou proveito da *JV* como um todo.

Assegura-se à União a livre disposição de todos os volumes de petróleo e gás a ela conferidos, tanto aqueles advindos de áreas não-concedidas que foram individualizadas sob regime de concessão²¹ quanto aqueles advindos de áreas contratadas sob regime de partilha de produção²² ou áreas não-contratadas individualizadas sob regime de partilha. Assim, o operador será detentor dos volumes da União e agirá em nome da *JV* até o momento em que a PPSA, ou outra empresa por ela indicada, receber fisicamente a parcela da produção da União.

Em áreas sob regime de partilha, o local de aquisição da posse será o ponto de partilha, que é definido pela Lei 12.351/2010 como o local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção.

Por sua vez, a definição contratual²³ diz que o ponto de partilha é definido no plano de desenvolvimento e coincide com o local onde o consórcio disponibiliza fisicamente a parcela da produção de cada consorciado.

Na prática internacional da indústria petrolífera, o local de aquisição da posse, tanto em regimes de concessão quanto de partilha de produção, tipicamente se dá no ponto de entrega (*delivery point*)²⁴.

¹⁹ RIZZARDO, Arnaldo. Direitos das coisas. 8ª ed., Rio de Janeiro: Ed. Forense, 2016, págs. 51-52

²⁰ O princípio *no gain, no loss* é destinado a situações onde as partes atuam em busca de um objetivo comum, como a produção e a disponibilização de petróleo e gás. O princípio também limita a transferência de responsabilidades e alocação de riscos em operações *upstream*, como por exemplo as consequências de atos de negligência do operador que, salvo algumas exceções, são compartilhadas entre as partes. Relações que se aproximem mais de uma relação de prestação e recebimento de serviços não se beneficiariam do princípio da mesma forma.

²¹ Cláusula 12.4. É assegurado ao Concessionário a livre disposição dos volumes de Petróleo e de Gás Natural a ele conferidos nos termos do parágrafo 12.3.

²² Cláusula 17.5. É assegurada ao Contratado a livre disposição dos volumes de Petróleo e Gás Natural a ele conferidos, ressalvado o disposto no parágrafo 17.7.

²³ Cláusula 17.2. Os Pontos de Partilha de Petróleo e de Gás Natural serão definidos para cada Módulo da Etapa de Desenvolvimento no Plano de Desenvolvimento e coincidirão com o local onde o Consórcio disponibilizará fisicamente a parcela da Produção correspondente a cada Consorciado ou a quem ele indicar.

²⁴ A diferenciação entre ponto de transmissão de propriedade e posse se dá em virtude do poder que é investido no operador de queimar o gás ou dar destino ao petróleo no caso de risco ou

O ponto de entrega é majoritariamente descrito como o ponto onde hidrocarbonetos líquidos passam da mangueira de carregamento da plataforma para o flange de entrada da tubulação de admissão do navio aliviador.

Por analogia, a posse do gás natural seria adquirida na entrada do gasoduto de escoamento da produção conectado à plataforma, cuja definição é dada pelo Art. 2, XIX da Lei 11.909/2009 como sendo dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

Comparação entre modelos de comercialização

Modelo A1

A propriedade originária do petróleo e do gás natural é dada à União no ponto de medição. A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam²⁵.

Modelo A2

A propriedade originária do petróleo e do gás natural é dada à União no ponto de medição. A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade e a posse da produção até um terminal de armazenamento de petróleo bruto ou até uma planta de processamento de gás natural.

O operador logístico, que pode ser o operador da *JV* ou uma empresa de transporte contratada pela PPSA, torna-se detentor transportador do petróleo bruto do ponto de entrega na plataforma até o ponto de descarregamento no terminal de armazenamento. Alternativamente, o petróleo bruto é transbordado para um navio-petroleiro e um novo operador logístico torna-se detentor transportador da produção até seu descarregamento em um terminal.

O operador do terminal torna-se detentor depositário da produção ao recebe-la. Neste ponto, a propriedade e a posse do petróleo bruto são transmitidas ao comercializador, que pode por exemplo ser uma *trading* internacional, uma petroleira ou um agregador de produção²⁶.

O operador da *JV* permanece sendo detentor do gás natural mesmos após sua entrada no gasoduto de escoamento da produção caso o duto seja de propriedade da *JV*. Caso o duto pertença a terceiros, estes tornam-se detentores transportadores da produção até a planta de processamento. Neste ponto, a propriedade e a posse do gás natural são transmitidas ao comercializador, que pode por exemplo ser uma distribuidora de gás natural ou uma petroleira.

emergência operacional. O *delivery point* de gás natural pode, inclusive, ser estabelecido após o gasoduto de escoamento de propriedade da *JV*.

²⁵ São vários INCOTERMS aplicáveis ou potencialmente aplicáveis. Contudo, este modelo sempre considera vendas FOB.

²⁶ Comprador individual, grupo comercial ou grupo institucional que agrega volumes de produtores menores para que eles possam ter acesso a mercados maiores e mais diversos.

Modelo B

A propriedade originária do petróleo e do gás natural é dada à União no ponto de medição. A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade da produção durante seu refino e processamento, transferindo a propriedade dos derivados e do gás natural ao comprador, que pode ser um distribuidor de derivados, uma distribuidora de gás natural ou um consumidor livre.

O operador logístico torna-se detentor transportador do petróleo bruto do ponto de entrega na plataforma até o ponto de descarregamento no terminal da refinaria. O operador da refinaria torna-se possuidor da produção do momento em que a recebe até a coleta pelo comprador dos derivados produzidos. Neste ponto, a propriedade e a posse dos derivados são transmitidas ao comprador, que pode por exemplo ser um distribuidor de combustíveis.

O operador da *JV* permanece sendo detentor do gás natural mesmos após sua entrada no gasoduto de escoamento da produção caso o duto seja de propriedade da *JV*. Caso o duto pertença a terceiros, estes tornam-se detentores transportadores da produção até a planta de processamento. O operador da planta de processamento torna-se possuidor da produção ao recebe-la até seu despacho para o comprador. Neste ponto, a propriedade e a posse do gás processado são transmitidas ao comprador, que pode por exemplo ser uma distribuidora, uma comercializadora ou um consumidor livre.

Precificação

Nosso modelo de economia capitalista constitucionalmente desenhado em 1988 adota como um de seus fundamentos a livre iniciativa²⁷. Segundo a doutrina jurídica²⁸, a livre iniciativa abarca em si a liberdade de estabelecer relações negociais e contratar, que por sua vez permitem que empresas produzam, comprem e vendam, fixem preços e quantidades.

Ao contrário do nosso modelo, o dirigismo econômico, próprio das economias de planificação compulsória, pressupõe a propriedade estatal dos meios de produção, a coletivização das culturas agropecuárias e o papel do Estado como agente centralizador das decisões econômicas de formação de preços e fixação de objetivos²⁹.

A Lei 12.351/2010 estabelece em seu Art. 45, *caput* que a produção de petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União será comercializada de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação.

Por sua vez, o Art. 3º da Lei 12.304/2010 sujeitou a PPSA, que é a representante da União na comercialização, ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

²⁷ Art. 170, *caput*.

²⁸ TAVARES, André Ramos. *Tomo Direito Comercial - Livre iniciativa empresarial*, Ed. 1, julho de 2018

²⁹ FERRAZ JÚNIOR, Tércio Sampaio. Congelamento de Preços - Tabelamentos Oficiais, *in* Revista de Direito Público nº 91, 1989, p. 76/86.

O Decreto 8.063/2013 criou a PPSA e aprovou seu primeiro estatuto social, cuja redação do Art. 5º, §1º permanece em vigor e inalterada. Dispõe o §1º que a PPSA tem por finalidade maximizar o resultado econômico dos contratos de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União.

Em um primeiro momento, poder-se-ia pensar que fora dada à PPSA, enquanto representante da União, ampla liberdade negocial e contratual para vender, fixar preços e quantidades de petróleo e gás a serem comercializados, sempre buscando o maior retorno econômico à representada. Todavia, o próprio Art. 45, *caput* da Lei 12.351/2010 restringe a atuação da PPSA aos ditames da política de comercialização da produção sob regime de partilha de produção aprovada pelo CNPE.

Em recente desenvolvimento legislativo, a Medida Provisória 811/2017, posteriormente convertida na Lei 13.679/2010, incluiu o §6º no Art. 4º da Lei 12.304/2010 e estendeu o alcance da política de comercialização do CNPE para toda produção destinada à União, uma vez que os incisos VI e VII do Art. 9º da Lei 12.351/2010 fazem referência à política do CNPE apenas em relação à comercialização de petróleo e gás produzidos sob regime de partilha de produção.

Ou seja, não apenas a produção sob regime de partilha de produção, mas também a produção advinda de acordos de individualização da produção abarcando áreas não contratadas ou concedidas se submete à referida política do CNPE.

Além disso, o §6º codificou na legislação uma orientação até então prevista apenas indiretamente em sede regulatória, qual seja, o uso do preço de referência da ANP como parâmetro de preços comerciais. Tal novidade foi originalmente trazida pela Resolução CNPE 12/2016 com a seguinte redação:

§ 3º A PPSA deverá incluir nos contratos cláusulas que prevejam, nas transações do agente comercializador com empresas do mesmo grupo econômico, internas ou externas, ou uso próprio, a adoção de preço de venda do petróleo não inferior ao preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP para fins de cálculo das participações governamentais.

Contudo, o Art. 2º, VIII da citada resolução propugnava que a PPSA deveria monitorar os preços de venda obtidos por seu agente comercializador com observação de referências paramétricas de mercado.

Assim, o agente comercializador poderia buscar uma livre formação de preços no mercado, a menos que a venda fosse destinada a um comprador parte do seu próprio grupo econômico, e a PPSA analisaria sua performance baseada em *benchmarks* internacionais de petróleo tais quais *Brent*, *WTI*, *Dubai Crude*, *Tapis Crude*, *Bonny Light*, *Urals* e *Isthmus* e *benchmarks* de gás tais quais *Henry Hub* e *NBP* por exemplo.

Voltando ao Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010, sua redação original dada pela Medida Provisória 811/2017 previa que a comercialização pela PPSA deveria também observar o preço de referência fixado pela ANP, permitindo, contudo, que a comercialização fosse feita por preço inferior ao de referência caso não houvessem compradores interessados. Nesta hipótese, os preços praticados deveriam ser compatíveis com os de mercado.

Parece-nos que a própria medida provisória reconhecia que o preço de referência poderia não necessariamente estar alinhado aos preços de mercado. Na sequência, o MME publicou a Portaria 3/2018 para disciplinar a matéria:

Art. 4º A comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União só poderá ser realizada por preço inferior ao de referência fixado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP se não houver interessados na compra nessa condição, hipótese na qual os preços praticados deverão ser compatíveis com os de mercado, considerando-se as condições específicas, não apenas dos

hidrocarbonetos comercializados, mas também da logística para a comercialização em cada campo.

A redação final do Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010, trazida pela Lei 13.679/2018, removeu a previsão de venda abaixo do preço de referência:

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

Uma nova portaria editada pelo MME, de número 226/2018, revogou a Portaria 3/2018 e buscou novamente disciplinar a matéria, introduzindo um sistema de leilão bifásico, iniciado no modo inglês de ofertas ascendentes e continuado no modo holandês de ofertas descendentes:

A PPSA utilizará os preços de referência fixados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, como base para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

§ 1º Na comercialização a que se refere o art. 2º, inciso III, desta Portaria, a PPSA oferecerá o petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União na primeira etapa por um preço no mínimo igual ao preço de referência fixado pela ANP.

§ 2º Caso não hajam interessados na primeira etapa, a PPSA poderá, na segunda etapa, aceitar ofertas inferiores ao preço de referência fixado pela ANP, as quais deverão ser compatíveis com o valor de mercado, considerando-se as características dos hidrocarbonetos comercializados e as condições logísticas para a comercialização.

Diante desse quadro, é possível observar-se que houve uma progressiva ampliação do escopo do preço de referência da ANP. Originalmente, seu propósito era puramente fiscal, como destacado pelo Art. 47 da Lei 9.478/97:

§2º. Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

Tal disposição foi repetida no Art. 42-A da Lei 12.351/2010:

§ 1º. Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos em ato do Poder Executivo, em função dos preços de mercado do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, das especificações do produto e da localização do campo.

Por sua vez, o Decreto 2.705/98 definiu o conceito de preço de referência em seu Artigo 3º, V:

Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto.

O regulador, ao estabelecer os critérios para fixação do preço de referência de petróleo por meio da Resolução ANP 703/2017, explicita sua finalidade fiscal atrelada ao cálculo de participações governamentais:

Art. 1º Ficam estabelecidos, por meio desta Resolução, os critérios para a fixação do Preço de Referência do Petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações de que trata a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e o Capítulo V, da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, nas hipóteses previstas no Capítulo IV, art. 7º-A, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, na redação dada pelo Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017.

O mesmo ocorre na regulação de critérios de fixação do preço de referência do gás natural, introduzida pela Resolução ANP 40/2009, que também afirma explicitamente sua finalidade fiscal atrelada ao cálculo de participações governamentais:

Art. 1º Ficam estabelecidos, através desta Resolução, os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais de que trata a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, nas hipóteses previstas no § 4º do art. 8º do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

Nota-se que não há, e nem poderia haver, qualquer referência à finalidade de formação de preços para a comercialização da produção 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 indiretamente em finalidade de fixação do preço de venda do petróleo e gás da União a ser buscado pela PPSA.

Atualmente, o uso do preço de referência da ANP na comercialização da produção tem hierarquia de lei ordinária federal, conforme o Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010. No mês de novembro do ano corrente, o CNPE revogou sua Resolução 12/2016, substituindo-a pela Resolução CNPE 15/2018.

A adoção do preço de referência da ANP foi parcialmente flexibilizada sob a nova regulação, que prevê que na comercialização indireta, feita por um agente comercializador, o preço base de venda será o preço de referência da ANP a menos que a PPSA autorize preço menor:

Art. 4º, §2º Considerando as características dos hidrocarbonetos comercializados, as condições logísticas para a comercialização e a quantidade de potenciais compradores, a PPSA poderá autorizar, mediante justificativa, eventuais vendas por preço inferior ao preço de referência.

Na comercialização direta feita pela PPSA, preferencialmente por leilão, o preço de referência também permanece como o preço base de venda, mas, faltando compradores interessados, a PPSA poderá também aceitar ofertas por preço inferior, em termos similares aos anteriormente disciplinados pelas portarias emitidas pelo MME.

A resolução também traz a possibilidade de utilização de referências internacionais de preços, anteriormente chamadas de referências paramétricas de mercado. Tratam-se de *benchmarks*, termo consagrado pela indústria e, dentre os quais, o *Brent* e o *WTI* são os mais proeminentes.

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

O preço de venda do petróleo e do gás natural da União é livremente formado entre o comprador e a PPSA, seja por meio de negociação direta ou por meio de leilões.

Idealmente, o Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010 e o Art. 5º, *caput* da Resolução CNPE 15/2018 deveriam ser alterados para remover a ligação entre o piso do preço buscado pela PPSA e o preço de referência da ANP.

Além disso, a alteração eliminaria a necessidade de leilões bifásicos previstos no Art. 5º da resolução e possibilitaria negociações diretas em bases de mercado, que ainda não foram regulamentadas pelo CNPE.

Modelo A2

O preço de venda do petróleo da União é livremente formado entre o comprador e o comercializador, que pode por exemplo ser uma *trading* internacional, uma petroleira ou um agregador de produção.

O preço de venda do gás natural da União é livremente formado entre o comprador e o comercializador, que pode por exemplo ser uma distribuidora de gás natural ou uma petroleira.

Em ambos casos, as despesas incorridas e as receitas obtidas pelo comercializador são compartilhadas em bases volumétricas, ou seja, o custo e o retorno da PPSA serão diretamente

proporcionais ao volume de petróleo e gás da União combinado pelo comercializador ao seu próprio petróleo e gás antes da venda a um consumidor.

O comercializador será remunerado por uma tarifa fixa em \$/boe, sem relação com o preço de venda obtido. O comercializador adotará o princípio *no gain, no loss* em relação à PPSA, por meio do qual todo custo incorrido pelo comercializador numa transação e todo lucro obtido devem ser divididos com a PPSA na proporção do volume de petróleo e gás natural de cada uma das partes.

A livre formação de preços buscada pelo comercializador no mercado demandaria a alteração do Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010 e do Art. 4º, §1º Resolução CNPE 15/2018, para remover a ligação do preço obtido ao preço de referência da ANP. Além disso, a alteração eliminaria a necessidade de autorizações *ad hoc* dadas PPSA ao comercializador a cada transação inferior ao preço de referência.

Modelo B

O petróleo e o gás da União são beneficiados pela PPSA em uma estrutura de *tolling agreement*, ou seja, por meio de contratos de processamento de petróleo bruto com uma unidade de refino ou de contratos com uma planta de processamento gás natural, que tenham capacidade ociosa e configuração compatível com as correntes de petróleo e gás destinadas à União.

O preço de venda dos derivados obtidos é livremente formado entre o comprador e a PPSA, seja por meio de negociação direta ou por meio de leilões.

O preço de venda do gás natural da União é livremente formado por meio de transações entre a PPSA e potenciais compradores, por meio de leilões de longo prazo com distribuidoras de gás natural e consumidores livres.

A implementação do Modelo B demanda substancial alteração legislativa e regulatória, principalmente nos Art. 2º, *caput* e Art. 4º, II, §2º e §3º da Lei 12.304/2010, para incluir a possibilidade da PPSA gerir contratos de processamento do petróleo e gás da União. Além disso, seria preciso incluir na Resolução CNPE 15/2018 normas específicas sobre o processamento e venda direta de derivados e gás.

Por fim, o Art. 4º, §6º da Lei 12.304/2010 e o Art. 5º, *caput* da Resolução CNPE 15/2018 deveriam ser alterados para remover a ligação entre o piso do preço buscado pela PPSA na venda de gás natural e o preço de referência da ANP.

Responsabilidade operacional

O ordenamento jurídico brasileiro comporta hipóteses de responsabilidade civil subjetiva, baseada na culpa do causador do dano, e de responsabilidade civil objetiva, baseada no risco inerente à atividade do causador do dano, independentemente de culpa.

A doutrina jurídica explica³⁰ que a responsabilidade é subjetiva quando se ampara na ideia de culpa. A prova da culpa do agente passa a ser pressuposto necessário do dano indenizável, ou seja, a responsabilidade do causador do dano somente se configura se ele agiu com dolo ou culpa.

Por sua vez, o Art. 927 do Código Civil dispõe que, em casos especificados em lei, ou quando a atividade normalmente desenvolvida pelo autor do dano implicar, por sua natureza, risco para os direitos de outrem, haverá a obrigação de reparar o dano, independentemente de culpa.

A natureza das atividades relacionadas ao setor petrolífero, do poço ao posto, implica em elevado grau de risco que atrai o instituto da responsabilidade civil objetiva, especialmente em relação a danos causados ao meio ambiente.

Como exemplo, a Lei 9.966/2000, que estabelece princípios básicos serem obedecidos na movimentação de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em portos organizados, instalações portuárias, plataformas e navios em águas sob jurisdição nacional, traz expressamente a previsão de responsabilidade civil objetiva:

Art. 21. As circunstâncias em que a descarga, em águas sob jurisdição nacional, de óleo e substâncias nocivas ou perigosas, ou misturas que os contenham, de água de lastro e de outros resíduos poluentes for autorizada não desobrigam o responsável de reparar os danos causados ao meio ambiente e de indenizar as atividades econômicas e o patrimônio público e privado pelos prejuízos decorrentes dessa descarga.

Ambos o Contrato de Concessão³¹ e o Contrato de Partilha de Partilha de Produção³² prevêem que o concessionário e o contratado sejam objetivamente responsáveis pela integralidade dos danos causados, direta ou indiretamente, ao meio ambiente e a terceiros em virtude de operações de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção, desativação ou abandono.

Por expressa vedação legal do Art. 5º da Lei 12.351/2010, a União não pode assumir tais riscos inerentes às operações de E&P. Da mesma forma, o Art. 8º, §2º proíbe expressamente a PPSA de assumir os riscos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Além disso, o Contrato de Partilha de Partilha de Produção dispõe expressamente que:

2.6 Os Contratados serão integralmente responsáveis pelo produto da Lavra até a sua disponibilização física individualizada, em duto ou navio aliviador, aos Contratados e à Gestora, independentemente da localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha, afastando-se, assim, qualquer hipótese de responsabilização da Contratante, da Gestora e da ANP.

Todavia, não há na legislação qualquer vedação à assunção de riscos pela União ou pela PPSA em outras atividades, como de *midstream* e *downstream* por exemplo. Acima de tudo, nada proíbe a

³⁰ GONÇALVES, Carlos Roberto. Direito Civil Brasileiro: Responsabilidade Civil. 10. ed. São Paulo: Saraiva, 2015, p. 48.

³¹ Cláusula 2.18

³² Cláusula 2.4

PPSA de tomar riscos na atividade de comercialização em busca de sua finalidade institucional de maximizar o resultado econômico dos contratos de comercialização de petróleo e gás da União³³.

Por corolário, não haveria proibição legal à assunção de riscos inerentes às atividades necessárias à comercialização, como por exemplo, atividades de transporte, armazenagem, processamento e refino³⁴.

A regulação da atividade de comercialização inovou ao estabelecer a necessidade de minimização dos riscos da União associados à atividade de comercialização, que foi introduzida pela Resolução CNPE 12/2016³⁵ e repetida pelas Portarias MME 3/2018³⁶ e 266/2018³⁷. Tal diretriz era de difícil compatibilização com a finalidade institucional da PPSA de maximizar o resultado econômico dos contratos de comercialização.

Recentemente, a Resolução CNPE 15/2018 corrigiu tal incongruência teleológica ao estabelecer dentre as diretrizes da política de comercialização petróleo e do gás natural da União:

II - a maximização do resultado econômico da comercialização do petróleo e do gás natural da União, observada a moderação na assunção dos riscos inerentes à atividade;

Observa-se que, acertadamente, a nova regulação reconhece as práticas de mercado e a relação econômica entre risco e retorno, que indicam que maiores riscos estão associados à probabilidade de maiores retornos. Logo, se uma das finalidades institucionais da PPSA é maximizar o resultado econômico comercialização, a empresa deve ser autorizada a assumir certo nível de risco, seja ele comercial ou operacional.

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

No Modelo A1, não há assunção de qualquer responsabilidade operacional por parte da PPSA. Agindo em nome da União como sua representante, a empresa transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam.

³³ Art. 5º, §1º - Estatuto da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA

³⁴ Ressaltam-se os riscos de responsabilização por danos ambientais possivelmente assumidos pela PPSA. O STJ têm, em algumas ocasiões, estabelecido que a responsabilidade civil por danos ambientais se aplica igualmente àqueles que causaram o dano; aos que deixaram de agir quando deveriam fazê-lo; aos que permitiram ações dos poluidores - expressamente ou por omissão; aos que financiaram a atividade poluidora; ou aos que se beneficiaram das ações dos poluidores ou da atividade poluidora. Além disso, o Decreto 4.136/2002 lista o dono da carga entre os responsáveis pelas infrações ambientais nele tratadas, de acordo com a extensão de suas ações ou omissões.

³⁵ Art. 2º, IX

³⁶ Art. 2º, IV

³⁷ Art. 2º, IV

Conforme detalhado no tópico sobre propriedade e posse, o ponto de entrega de petróleo bruto seria sua passagem da mangueira de carregamento da plataforma para o flange de entrada da tubulação de admissão do navio aliviador.

No caso do gás natural, o ponto de entrega seria a entrada do gasoduto de escoamento da produção conectado à plataforma de produção.

2. Modelo A2

No Modelo A2, a PPSA assumiria solidariamente os riscos de retirada e transporte do petróleo bruto, que seria feito por navios aliviadores, e de posterior descarregamento em um terminal de armazenamento ou transbordo a um navio-petroleiro. Da mesma forma, a empresa assumiria solidariamente os riscos de transporte do gás natural por gasodutos de escoamento da produção da plataforma até uma planta de processamento.

O inciso V do Art. 4º da Lei 12.304/2010 permite que a PPSA exerça outras atividades necessárias ao cumprimento de seu objeto social, conforme definido no seu estatuto. Haveria então a necessidade de alteração do Estatuto Social da PPSA, para que se acrescentasse ao inciso II do seu Art. 6º a previsão de celebração de contratos com transportadores para a movimentação da produção da União.

Por força do Art. 45, *caput* da Lei 12.351/2010, o Art. 86 do Estatuto da PPSA poderia ser alterado para contemplar a hipótese de contratação de serviços de transporte decorrentes da comercialização da produção da União, de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação³⁸.

Em alternativa à contratação de um operador logístico diretamente pela PPSA, poder-se-ia obrigar o operador *upstream* da *JV*, mediante devida remuneração esteada no princípio *no gain, no loss*, a fazer a entrega da parcela da produção da União diretamente em um terminal ou planta de processamento. Ou seja, os volumes da União seriam disponibilizados pelo operador em um ponto a jusante (*downstream*) do ponto de entrega ou partilha (*upstream*).

Para tanto, seria necessária a alteração dos contratos modelos de partilha de produção a serem adjudicados e dos acordos de individualização da produção envolvendo áreas não concedidas ou contratadas a serem negociados, para que no futuro contemplem cláusulas específicas de disponibilização da produção do petróleo e gás natural da União.

Para áreas já contratadas ou individualizadas, haveria a necessidade de renegociação voluntária dos acordos de disponibilização da produção (*lifting agreements*) ou a negociação voluntária de acordos individuais de transporte (*transportation agreements*) com cada operador *upstream* da *JV*.

³⁸ Eventual conflito aparente de normas, especialmente com a Lei 13.303/2016, poderia ser superado por meio da aplicação do critério da especialidade, nos termos do Art. 2º, §1º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro.

3. Modelo B

No Modelo B, a PPSA assumiria solidariamente os riscos de retirada, transporte, armazenamento e processamento do petróleo e do gás natural que serão movimentados e transformados antes da sua venda ao comprador.

O inciso V do Art. 4º da Lei 12.304/2010, permite que a PPSA exerça outras atividades necessárias ao cumprimento de seu objeto social, conforme definido no seu estatuto. Bastaria então que o Estatuto Social da PPSA fosse alterado para que se acrescentasse ao inciso II do seu Art. 6º a previsão de celebração de contratos com transportadores, operadores de terminais de armazenamentos, unidades de refino e plantas de processamento.

Por força do Art. 45, *caput* da Lei 12.351/2010, o Art. 86 do Estatuto da PPSA poderia ser alterado para contemplar a hipótese de contratação de serviços de transporte, armazenagem, refino e processamento decorrentes da comercialização da produção da União, de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação.

Impostos e contribuições especiais

Segundo a melhor síntese, expressa pelo Supremo Tribunal Federal³⁹, o tributo é uma obrigação que a lei impõe às pessoas, de entrega de uma certa importância em dinheiro ao Estado.

Suas diversas espécies, determinadas pela hipótese de incidência ou pelo fato gerador da respectiva obrigação, podem ser divididas em impostos, taxas, contribuições de melhoria, contribuições sociais, contribuições especiais e empréstimos compulsórios.

Por sua vez, as contribuições especiais podem ser subdivididas em contribuições especiais de intervenção no domínio econômico e contribuições especiais de interesse de categorias profissionais ou econômicas.

Durante a análise dos modelos de comercialização, identificou-se dois impostos (ISS e ICMS) e uma contribuição especial de intervenção no domínio econômico (AFRMM) como sendo as incidências tributárias diretas de maior relevância e potencialmente impactante nas operações de cada modelo e suas transações essenciais.

Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS)

O ISS, previsto no Art. 156, III da Constituição Federal, é um imposto de competência municipal e distrital, submetido às normas gerais de aplicação da Lei Complementar 116/2003. Em seu Art. 1º, a lei informa que a prestação de serviços constantes em seu anexo é tida como fato gerador do ISS.

Além disso, ela estabelece duas alíquotas, uma mínima de 2% e outra máxima de 5%, que podem ser fixadas pelos municípios e pelo Distrito Federal⁴⁰ para incidirem sobre serviços. Quando um

³⁹ ADI 447, rel. min. Octavio Gallotti, voto do min. Carlos Velloso, j. 5-6-1991, P, DJ de 5-3-1993.

⁴⁰ Arts. 8º e 8º-A da Lei Complementar 116/2003

serviço é prestado no mar, considera-se ocorrido o fato gerador no local do estabelecimento prestador, excetuados os serviços portuários⁴¹.

Tomando-se como exemplo o Porto do Açú, localizado no município fluminense de São João da Barra, há incidência de uma alíquota de 2,5% de ISS sobre serviços portuários, incluindo utilização do porto e armazenagem de qualquer natureza⁴².

A mesma alíquota incide sobre serviços de beneficiamento⁴³, o que pode atrair a cobrança de ISS quando o gás natural é tratado em uma unidade de processamento por encomenda de um usuário final, como por exemplo um consumidor livre.

Neste caso, o ISS refere-se tão somente ao beneficiamento de bens de terceiros. Quando o processamento de gás natural for feito por encomenda de um produtor ou comercializador, ele não é tributado, pois na verdade trata-se apenas uma atividade-meio atrelada a uma das etapas do ciclo de industrialização ou comercialização do produto. O entendimento jurisprudencial⁴⁴ indica que tais atividades-meio não podem ser definidas como serviço.

Dentre outros serviços listados na Lei Complementar 116/2003, pode-se destacar:

10.05 – Agenciamento, corretagem ou intermediação de bens móveis ou imóveis, não abrangidos em outros itens ou subitens, inclusive aqueles realizados no âmbito de Bolsas de Mercadorias e Futuros, por quaisquer meios.

10.09 – Representação de qualquer natureza, inclusive comercial.

11.04 – Armazenamento, depósito, carga, descarga, arrumação e guarda de bens de qualquer espécie.

Em outro exemplo, tomando-se por base o município do Rio de Janeiro, haveria incidência de uma alíquota de 5% sobre os serviços acima listados⁴⁵.

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

O ICMS, previsto no Art. 155, II da Constituição Federal, é um imposto de competência estadual, submetido às normas gerais de aplicação da Lei Complementar 13/1996, popularmente conhecida como Lei Kandir.

Em seu Art. 2º, a lei informa as hipóteses de incidência do ICMS, que resumidamente são as operações relativas à circulação de mercadorias, os serviços de comunicações, os serviços de transporte interestadual e intermunicipal, a importação de bens e o fornecimento de mercadorias acompanhado da prestação de serviços que não sejam de competência municipal.

⁴¹ Art. 3º, §3º da Lei Complementar 116/2003

⁴² Anexo I, Item 20.01 da Lei Municipal 068/07

⁴³ Anexo I, Item 14.05 da Lei Municipal 068/07

⁴⁴ RE 824139, rel. min. Cármen Lúcia, j. 07-08-2014, P, DJe de 13-08-2014.

⁴⁵ Art. 33 da Lei Municipal 691/1984.

A doutrina jurídica⁴⁶ explica que a circulação de uma mercadoria deve ser jurídica, e não a circulação meramente física. A circulação jurídica pressupõe a transferência da posse ou da propriedade da mercadoria de uma empresa para outra.

Assim, a mera saída física da mercadoria de uma planta para outra da mesma empresa não atrairia a incidência do ICMS⁴⁷. Haveria também de ocorrer uma alteração na finalidade da planta para onde a mercadoria é destinada, de forma a agregar valor à mercadoria. Ou seja, o ICMS só poderia incidir sobre as operações que conduzem mercadoria, mediante sucessivos contratos mercantis, dos produtores originários aos consumidores finais⁴⁸.

Em relação ao petróleo, a Lei Kandir especificamente estabelece em seu Art. 2º que o ICMS incide:

III - sobre a entrada, no território do Estado destinatário, de petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e de energia elétrica, quando não destinados à comercialização ou à industrialização, decorrentes de operações interestaduais, cabendo o imposto ao Estado onde estiver localizado o adquirente.

Todavia, não há incidência sobre operações interestaduais relativas a petróleo e seus derivados, quando destinados à industrialização ou à comercialização, conforme disposto no Art. 3º, III da lei. Essa diferenciação decorre da imunidade tributária trazida pela alínea b do inciso X do § 2º do Art. 155 da Constituição Federal.

Como explicado pela jurisprudência do STF⁴⁹, tal imunidade ou hipótese de não incidência restringe-se ao estado de origem, não abrangendo o estado de destino da mercadoria, onde são tributadas todas as operações que compõem o ciclo econômico por que passam os produtos, independentemente de se tratar de consumidor final ou intermediário.

Trata-se de benefício fiscal que não foi instituído em prol do consumidor, mas do estado de destino dos produtos em causa, ao qual caberá, em sua totalidade, o ICMS sobre eles incidente, desde a remessa até o consumo⁵⁰.

Outra peculiaridade do ICMS é a possibilidade de atribuir-se a contribuinte do imposto ou a depositário a qualquer título a responsabilidade pelo seu pagamento, hipótese em que assumirá a condição de substituto tributário⁵¹. No caso de petróleo e derivados, tal responsabilidade é atribuída ao contribuinte que realizar operação interestadual em relação às operações subsequentes⁵².

Como ilustração, na venda de derivados feita por uma refinaria localizada em um estado para uma distribuidora localizada em outro, a refinaria é a substituta tributária da revendedora e deve recolher o ICMS incidente sobre o consumo final de derivados, repassando ao estado de destino o imposto recolhido⁵³.

⁴⁶ CARRAZA, Roque Antonio. ICMS. São Paulo: Malheiros, 2000, p. 34.

⁴⁷ STJ, Súmula nº 166

⁴⁸ CARRAZA, op. cit. p. 35.

⁴⁹ RE 190.992 AgR, rel. min. Ilmar Galvão, j. 12-11-2002, 1ª T, DJ de 19-12-2002.

⁵⁰ RE 198.088, rel. min. Ilmar Galvão, j. 17-5-2000, P, DJ de 5-9-2003.

⁵¹ Art. 6º da Lei Complementar 87/1996

⁵² Art. 9º, §1º, I da Lei Complementar 87/1996

⁵³ Cláusula primeira, Convênio ICMS 110/2007

Nas operações interestaduais com petróleo e derivados, quando não destinados à industrialização ou à comercialização, a definição do local da operação para os efeitos da cobrança do imposto e definição do estabelecimento responsável, é o do estado onde estiver localizado o adquirente, inclusive o consumidor final⁵⁴.

Em relação ao gás natural, o imposto é repartido entre o estado de origem e o de destino quando tratar-se de uma operação interestadual entre contribuintes. Caso a operação seja destinada a não contribuintes, o imposto é devido no estado de origem⁵⁵.

O transporte de gás natural por meio de gasodutos de escoamento da produção, cuja movimentação se dê a partir de plataformas *offshore* aos estados do Rio de Janeiro e São Paulo até unidades de processamento *onshore*, tem a incidência de ICMS diferida⁵⁶. Ou seja, a responsabilidade pelo pagamento do imposto sobre o transporte passa para etapa posterior a ocorrência do seu fato gerador, neste caso sendo postergado para o momento subsequente ao da saída dos produtos resultantes do seu processamento.

Tomando-se o estado de São Paulo como exemplo, a alíquota diferida de ICMS sobre o transporte de gás natural é de 12%⁵⁷, calculada sobre o valor do serviço⁵⁸. Já a alíquota sobre a comercialização da molécula é de 18%⁵⁹, calculada sobre o valor da operação⁶⁰. Contudo, desde abril de 2017, o governo paulista concede o benefício fiscal de redução da base de cálculo do ICMS incidente na saída interna de gás natural, de tal forma que a carga tributária resulte no percentual de 15%⁶¹.

Já o transporte de petróleo, por meio de navios aliviadores ou navios-petroleiros, não atrairá a incidência de ICMS caso a movimentação da produção a partir da plataforma se dê sob um contrato de afretamento da embarcação com uma empresa de navegação ao invés de um contrato de transporte com uma empresa transportadora de cargas.

Conforme explicado pela jurisprudência⁶², a locação de navio, embora armado e equipado, não se confunde com o contrato de transporte de carga, estando a salvo da incidência do ICMS. A doutrina jurídica⁶³ é clara ao afirmar que nem fretamento é contrato de transporte nem empresa de navegação é empresa de transporte⁶⁴.

Outro ponto a se destacar sobre o ICMS é a vedação constitucional trazida pelo Art. 155, §2º, I à sua cumulatividade, que estabelece que o imposto deve ser compensado no que for devido em cada

⁵⁴ Art. 11, g, da Lei Complementar 87/1996

⁵⁵ Art. 155, §4º, II e III da Constituição Federal

⁵⁶ Cláusula sétima do Protocolo ICMS 18/2017

⁵⁷ Art. 54, I do Decreto Estadual 45.490/2000

⁵⁸ Art. 37, VIII, op. cit.

⁵⁹ Art. 52, I, op. cit.

⁶⁰ Art. 37, I, op. cit.

⁶¹ Art. 8º, II do Anexo II do Decreto Estadual 45.490/2000

⁶² Resp 79.445/ES, STJ, rel. min. Ari Pargendler, DJ 13.04.98, p. 95.

⁶³ MIRANDA, Pontes de. Tratado de direito privado. 3ª ed., SP: RT, 1984, t. XLV, p. 15.

⁶⁴ Na prática, existe o risco de autuação fiscal, principalmente caso ocorra operações de transbordo. No caso de exportação, este risco fica atenuado.

operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro estado. Assim, uma empresa poderia apropriar-se de créditos gerados por operações antecedentes para compensar o ICMS devido em suas operações.

A exportação de petróleo e derivados não é tributada, seja ela a exportação direta prevista no inciso II do Art. 3º da Lei Complementar 87/1996, seja a saída com fim específico de exportação destinada a empresa comercial exportadora, inclusive *tradings* ou outro estabelecimento da mesma empresa, ou destinada a armazém alfandegado ou entreposto aduaneiro.

O Convênio ICMS 84/2009 do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ regulamenta as saídas de mercadorias com o fim específico de exportação. O prazo para que o petróleo deixe a empresa comercial exportadora, o armazém alfandegado ou entreposto aduaneiro com destino ao exterior é de 90 dias⁶⁵. Já o prazo para os derivados de petróleo é de 180 dias⁶⁶.

Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM)

O Art. 1º do Decreto-Lei 2.404/87 dispõe que o AFRMM se destina a atender aos encargos da intervenção da União nas atividades de navegação mercante. Tal intervenção consiste no apoio ao desenvolvimento da marinha mercante e da indústria de construção e reparação naval brasileiras.

Assim, entende-se que o AFRMM seja uma contribuição especial de intervenção no domínio econômico cuja base de cálculo é o valor do frete. O frete, por sua vez, é definido como a remuneração do transporte aquaviário da carga de qualquer natureza descarregada em porto brasileiro, incluindo-se nessa remuneração todas as despesas portuárias com a manipulação da carga⁶⁷.

O Art. 6º da Lei 10.893/2004 apresenta três alíquotas utilizadas no cálculo do adicional ao frete:

- 25% na navegação de longo curso;
- 10% na navegação de cabotagem; e
- 40% na navegação fluvial e lacustre, quando do transporte de granéis líquidos nas regiões Norte e Nordeste após o ano 2022⁶⁸.

O fato gerador do AFRMM é o início efetivo da operação de descarregamento da embarcação em porto brasileiro, com algumas exceções tais quando o produto a ser descarregado for importado do Mercosul, quando a mercadorias tiver como origem ou destino um porto localizado na Região Norte ou Nordeste do Brasil, ou quando a carga for transbordada ou baldeada em portos brasileiros, mas tenha como destino final a exportação.

Mercadorias que efetuarem transbordo ou baldeação em um ou mais portos brasileiros não acumulam novas incidências de AFRMM referentes ao transporte entre tais portos, caso o adicional já tiver sido calculado desde a sua origem até o término do seu destino doméstico.

⁶⁵ Cláusula sexta, §1º do Convênio ICMS 84/2009

⁶⁶ Cláusula sexta, I do Convênio ICMS 84/2009

⁶⁷ Art. 5º *caput* e §1º da Lei 10.893/2004

⁶⁸ Art. 11 da Lei 11.482/2007

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse do petróleo ou gás natural ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam.

Em razão do ato de representação, a PPSA seria responsável pelo pagamento de PIS (1,65%), COFINS (7,6%) e ISS a uma alíquota de 5%, cuja base de cálculo é estipulada no acordo de remuneração concluído entre a empresa estatal e o MME.

Não haveria incidência de ICMS sobre a venda de petróleo bruto destinada a comprador situado no exterior ou em estado da federação diverso do estado costeiro produtor.

Todavia, haveria incidência de ICMS sobre venda dentro de um mesmo estado, com alíquota de 19% sobre o valor da transação como no caso do estado do Rio de Janeiro. Nesta situação, a PPSA recolheria o imposto.

Em relação ao gás natural, e apenas para fins de argumentação já que comercialmente não vislumbramos tal hipótese, não haveria incidência de ICMS sobre exportações.

Haveria incidência do imposto sobre a venda de gás destinada a comprador situado em qualquer estado da federação, com alíquota de 18% quando utilizando o estado de São Paulo como exemplo de destino interestadual. Em vendas internas no estado paulista, alíquota seria de 15%. Nesta situação, a PPSA não seria considerada substituta tributária.

2. Modelo A2

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade e a posse da produção até um terminal de armazenamento de petróleo bruto ou até uma planta de processamento de gás natural.

Em razão do ato de representação, a PPSA seria responsável pelo pagamento de PIS (1,65%), COFINS (7,6%) e ISS a uma alíquota de 5%, cuja base de cálculo é estipulada no acordo de remuneração concluído entre a empresa estatal e o MME.

Não haveria incidência de ICMS sobre a venda de petróleo bruto destinada a comprador situado no exterior ou a empresa comercial exportadora situada no Brasil, desde que a PPSA qualifique a transação como saída com fim específico de exportação. O terminal intermediário de armazenamento seria considerado um armazém alfandegado ou um entreposto aduaneiro e o comprador teria que exportar fisicamente o petróleo bruto em até 90 dias.

Em operação de carregamento direto de navio-petroleiro com destino ao exterior ou de transbordo na modalidade *ship-to-ship*, onde o petróleo é transferido do navio aliviador para o navio-petroleiro em uma área marítima autorizada, também não haveria incidência de ICMS sobre a venda do petróleo a ser exportado.

Na venda doméstica sob o Modelo A2, a propriedade e a posse do petróleo bruto são transmitidas ao comercializador (e.g. *trading* internacional, petroleira ou agregador de produção) na ocasião do descarregamento do petróleo no terminal. Assim, também não haveria incidência de ICMS sobre a venda de petróleo bruto destinada a comercializador situado em estado da federação diverso do estado costeiro produtor.

Todavia, haveria incidência de ICMS sobre venda dentro de um mesmo estado, com alíquota de 19% sobre o valor da transação como no caso do estado do Rio de Janeiro. Nesta situação, a PPSA recolheria o imposto.

Caso a PPSA contrate serviços de transporte de petróleo bruto, ao invés de afretar diretamente um navio aliviador junto a uma empresa de navegação ou a um armador, haveria incidência de AFRMM a uma alíquota de 10% em razão da navegação de cabotagem não se destinar a terminais localizados na região Norte e Nordeste.

Haveria incidência de ICMS sobre a venda de gás destinada a comprador situado em qualquer estado da federação, com alíquota de 18% quando utilizando o estado de São Paulo como exemplo de destino interestadual. Em vendas internas no estado paulista, alíquota seria de 15%. Nesta situação, a PPSA também não seria considerada substituta tributária.

A posse do gás natural seria transmitida ao comercializador (e.g. distribuidora de gás natural ou petroleira) na unidade de processamento. Assim, haveria incidência diferida de ICMS, a ser paga pelo comercializador, sobre o transporte de gás natural que movimentasse a produção da plataforma *offshore* (estados do Rio de Janeiro ou de São Paulo) até a unidade de processamento *onshore*, com alíquota de 12% no caso de um consumidor paulista.

3. Modelo B

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade da produção durante seu refino e processamento, transferindo a propriedade dos derivados e do gás natural processado ao comprador doméstico (e.g. distribuidor de derivados, distribuidora de gás natural ou consumidor livre).

Em razão do ato de representação, a PPSA seria responsável pelo pagamento de ISS a uma alíquota de 5%, cuja base de cálculo é estipulada no acordo de remuneração concluído entre a empresa estatal e o MME.

Haveria incidência de PIS/COFINS e ISS sobre o serviço de descarga no terminal da refinaria, com alíquota de 2,5% caso ela se localize no Porto do Açu por exemplo. O refino de petróleo e o processamento de gás feitos por encomenda da PPSA, por meio de um *toling agreement*, não seriam tributados pelo ISS.

Não haveria incidência de ICMS sobre a operação interestadual relativa ao petróleo a ser refinado em estado da federação diverso do estado costeiro produtor. O ICMS seria devido a partir da operação de venda de derivados na refinaria e, neste caso, a PPSA seria a substituta tributária das distribuidoras.

As alíquotas aplicáveis variam de acordo com o produto e o estado, com alíquotas sobre o óleo diesel entre 12% e 18% por exemplo, ou entre 25% e 34% para a gasolina. Para uma refinaria localizada no estado do Rio de Janeiro, a alíquota aplicável de ICMS sobre a venda de diesel seria de 12% e da gasolina, de 34%.

Na operação dentro de um mesmo estado incidiria ICMS, com uma alíquota de 19% como no caso do estado do Rio de Janeiro. Nesta situação, poderia caracterizar-se uma operação de industrialização por encomenda⁶⁹, onde a PPSA recolheria o imposto sobre o valor agregado no

⁶⁹ *Operações de acabamento, de uma “atividade meio” para obtenção de nova mercadoria ou para aperfeiçoamento de produtos destinados a posterior etapa de industrialização ou comercialização (...) uma atividade meio realizada em um objeto, que posteriormente será negociado, industrializado.* BALEEIRO, Aliomar. Direito Tributário Brasileiro. São Paulo, Forense, 11ª edição. 1995.

processo de refino e utilizaria os créditos gerados na operação para compensação na operação seguinte de venda dos derivados produzidos para distribuidores. Nesta operação de venda, a PPSA seria a substituta tributária do distribuidor.

Caso a PPSA contrate serviços de transporte de petróleo bruto, ao invés de afretar diretamente um navio aliviador junto a uma empresa de navegação ou a um armador, haveria incidência de AFRMM a uma alíquota de 10% em razão da navegação de cabotagem não se destinar a terminais localizados na região Norte e Nordeste.

Haveria suspensão da incidência de ICMS sobre a operação destinada à unidade de processamento de gás natural. Nesta situação, poderia caracterizar-se uma operação de industrialização por encomenda, onde a PPSA recolheria o imposto sobre o valor agregado ao gás após seu processamento. A PPSA poderia utilizar-se dos créditos gerados na operação para compensação na operação subsequente de venda de gás para uma distribuidora ou um consumidor livre, com alíquota de 18% para saída interestadual ou 15% para saída interna quando utilizando o estado de São Paulo como exemplo.

A posse do gás natural seria transmitida ao comprador após seu processamento. Assim, haveria incidência diferida de ICMS, a ser paga pelo comprador, sobre o transporte de gás natural que movimentasse a produção da plataforma *offshore* (estados do Rio de Janeiro ou de São Paulo) até a unidade de processamento *onshore*, com alíquota de 12% no caso de um consumidor paulista.

Procedimentos aduaneiros e taxas de exportação

O Art. 60 da Lei 9.478/1997 estabelece que a ANP pode autorizar qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, a exercer a atividade exportação de petróleo.

Por sua vez, o exercício da atividade de exportação deve observar as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas ao Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC), que foi criado pela Lei 8.176/91 com a finalidade, entre outras, de assegurar a normalidade do abastecimento nacional de petróleo por meio da criação de uma reserva estratégica⁷⁰.

A reserva estratégica busca garantir o suprimento de petróleo bruto quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave sua oferta interna ou externa⁷¹. A recomendação da Agência Internacional de Energia é de que os países mantenham estoques equivalentes a 90 dias de importações líquidas⁷².

O Brasil é um exportador líquido de petróleo, sendo atualmente e no futuro próximo pouco vulnerável a choques de oferta externa como eventos climáticos, guerras e embargos e sanções internacionais. Todavia, o país não está imune a choques de oferta interna como greves de petroleiros, conflitos internos e falhas na malha logística de suprimento de petróleo⁷³.

⁷⁰ Art. 1º do Decreto 238/91

⁷¹ Art. 2º, I do Decreto 238/91

⁷² MME, Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis, Brasília: 2017, p. 22.

⁷³ MME, op. cit., p. 15.

Tanto o contrato de concessão⁷⁴ quanto o de partilha de produção⁷⁵ possuem cláusulas específicas sobre a limitação parcial de exportação de petróleo bruto pelo concessionário ou contratado em caso de emergência decretada pelo Presidente da República.

O CNPE, que tem a atribuição⁷⁶ de estabelecer diretrizes para a exportação, aborda a questão do atendimento às necessidades de consumo interno de petróleo *vis-à-vis* sua exportação na Resolução CNPE 17/2017, onde o Conselho afirma que na implementação da Política de E&P, deve-se assegurar o abastecimento nacional de petróleo e viabilizar a exportação dos volumes excedentes⁷⁷.

Por sua vez, a Resolução CNPE 15/2018 afirma que a prioridade do abastecimento ao mercado nacional é uma das diretrizes da política de comercialização do petróleo e do gás natural da União⁷⁸.

Conforme disposto no Decreto 2.926/99⁷⁹, a ANP é responsável por autorizar a atividade de exportação e estabelecer os requisitos a serem atendidos pelas empresas, com base nos seguintes princípios:

- clareza e transparência das normas disciplinadoras;
- promoção da competição entre os agentes econômicos, vedado o estabelecimento de exigências que limitem a livre concorrência; e
- estímulo aos investimentos, mediante normas procedimentais compatíveis com a abertura do setor de petróleo à participação da iniciativa privada.

Seguindo tais premissas, a Portaria ANP 7/99 determinou⁸⁰ as informações a serem apresentadas pelo exportador para cada carga de petróleo exportada:

- volume de petróleo a ser exportado e o país de destino;
- data prevista para o início da exportação;
- meio de transporte a ser utilizado para a exportação do petróleo;
- local de armazenagem e embarque ou entrega no Brasil;
- especificações técnicas do petróleo a ser exportado; e
- preço, condições de venda e financiamento.

Uma vez autorizada pela ANP a atuar como exportadora, a concessionária ou contratada de direitos de E&P, atuando respectivamente sob regime de concessão ou de partilha de produção, deve busca

⁷⁴ Cláusula 12.5

⁷⁵ Cláusula 17.7

⁷⁶ Art. 2º, V da Lei 9.478/97

⁷⁷ Art. 1º, §1º, II

⁷⁸ Art. 2º, IV

⁷⁹ Art. 3º do Decreto 2.926/99

⁸⁰ Art. 5º da Portaria ANP 7/99

sua habilitação junto à Receita Federal do Brasil (RFB) para utilização dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro de exportação em plataformas de petróleo⁸¹.

Caso utilize-se de transbordo, isto é, a transferência direta de petróleo de um navio para outro, posicionados lado a lado em berço, fundeados ou em movimento, a exportadora também necessitará de autorizações da Marinha do Brasil e do órgão ambiental competente⁸².

O carregamento de petróleo será autorizado pela RFB mediante requerimento de embarque, que conterá a qualificação do transportador pela Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), a certificação da embarcação pela *Internacional Maritime Organization* (IMO) para realização de operações *ship-to-ship* e o registro de exportação no Sistema Integrado de Comércio Exterior (Siscomex)⁸³, que é a plataforma eletrônica governamental de registro, acompanhamento e controle das operações de comércio exterior⁸⁴.

O navio de transporte internacional não poderá deixar a plataforma de produção ou a área marítima autorizada para transbordo antes da quantificação dos volumes carregados, procedimento este que é dispensado no caso de navios aliviadores.⁸⁵

Por fim, as despesas de transporte, remuneração de peritos e outras necessárias ao processamento dos despachos aduaneiros serão de responsabilidade exclusiva da exportadora⁸⁶. A Instrução Normativa RFB 1800/2018 regulamenta a prestação de serviço de perícia para identificação e quantificação de mercadoria a exportar, fixando o valor de remuneração de parecer técnico ou laudo pericial em plataforma de petróleo em R\$ 3.380,00⁸⁷.

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

Não há qualquer envolvimento da PPSA na exportação de petróleo bruto, já que a empresa, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador do petróleo bruto no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam. Não se vislumbra a exportação de gás natural.

O comprador, que adquire o petróleo e o exporta em nome próprio, não poderia fazer uso dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro a menos que seja uma empresa de E&P com atuação no Brasil. Haveria necessidade de aprimoramento do Art. 2º, § 2º, III da Instrução Normativa RFB 1381/2013 para contemplar *trading companies* por exemplo.

Toda responsabilidade pelo despacho aduaneiro de exportação e pelas despesas a ele relacionadas correriam por responsabilidade do comprador.

⁸¹ Art. 2º, §1º c/c Art. 7º da Instrução Normativa RFB 1381/2013

⁸² Art. 2º, §2º, IV e §4º, op. cit.

⁸³ Art. 6º, *caput*, op. cit.

⁸⁴ Art. 2º do Decreto 660/92

⁸⁵ Art. 6º, §3º c/c Art. 15, §2º, op. cit.

⁸⁶ Art. 16, op. cit.

⁸⁷ Art. 34, IV c/c Anexo I da Instrução Normativa RFB 1800/2018

2. Modelo A2

O envolvimento da PPSA em eventual exportação seria limitado ao descarregamento do petróleo bruto em um terminal intermediário ou em um navio-petroleiro, que antecede a saída para o exterior. Não se vislumbraria a exportação de gás natural.

O comprador, que adquire o petróleo e o exporta em nome próprio, não poderia fazer uso dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro a menos que seja uma empresa de E&P com atuação no Brasil. Haveria necessidade de aprimoramento do Art. 2º, § 2º, III da Instrução Normativa RFB 1381/2013 para contemplar *trading companies* por exemplo.

O comprador, mesmo que fosse uma empresa de E&P, não poderia fazer uso dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro caso a PPSA entregasse o petróleo bruto a ser exportado em um terminal intermediário de armazenamento *onshore*. Haveria necessidade de aprimoramento do Art. 7º da Instrução Normativa RFB 1381/2013 para contemplar terminais aquaviários por exemplo.

Toda responsabilidade pelo despacho aduaneiro de exportação e pelas despesas a ele relacionadas correriam por responsabilidade do comprador.

3. Modelo B

Não se vislumbra nem a exportação de petróleo bruto nem a exportação de gás natural no Modelo B, pois toda produção seria refinada e processada para venda doméstica de derivados e gás natural. Todavia, caso uma pequena parcela do petróleo não fosse absorvida pela cadeia de refino e precisasse ser exportada, a PPSA poderia realizar a exportação em nome próprio, assumindo as obrigações relativas ao despacho aduaneiro, ou poderia contratar um operador logístico para realizar a exportação por conta e ordem⁸⁸ da empresa estatal.

Neste último caso, haveria necessidade de aprimoramento do Art. 2º, § 2º, III da Instrução Normativa RFB 1381/2013 para que o operador logístico pudesse usufruir dos procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro e de aprimoramento do Art. 7º, para que o petróleo exportado a partir de em um terminal intermediário de armazenamento *onshore* também se sujeite aos procedimentos simplificados.

Retirada e descarregamento

Os procedimentos de retirada e descarregamento de petróleo e gás produzidos nas plataformas sujeitam-se aos contratos de concessão e de partilha de produção, aos acordos de individualização da produção e aos acordos de disponibilização da produção (*lifting agreement* e *gas balancing agreement*⁸⁹).

⁸⁸ Art. 13 da Instrução Normativa RFB 1702/2017

⁸⁹ Ou acordo similar, pois, apesar da prática da indústria internacional adotar *gas balancing agreements*, a Petrobras e/ou consórcios por ela operados utilizam-se de contratos um pouco diferentes, mantendo, todavia, os conceitos básicos de um *gas balancing agreement*.

O Art. 29, XXIII da Lei 12.351/2010 prevê que os contratos de partilha de produção tenham cláusulas que obriguem a realização de auditoria ambiental de todo o processo operacional de retirada e distribuição de petróleo e gás oriundos do pré-sal. Não há previsão similar na Lei 9.478/97, que estabelece o conteúdo obrigatório dos contratos de concessão.

A Cláusula 26.1 do Contrato de Partilha de Produção parece disciplinar de forma genérica a realização de auditoria ambiental, sem especificar casos de retirada e distribuição da produção:

Os Consorciados deverão dispor de um sistema de gestão de segurança e meio ambiente que atenda às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e à Legislação Aplicável.

A referência às melhores práticas da indústria, que é outro instituto consagrado pela *lex petrolea*, é relevante, pois, garante que ao operador, aos demais contratados e à PSSA o uso de práticas internacionais consolidadas e dos melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis⁹⁰.

Por analogia, os operadores e os não-operadores atuando sob regime de concessão, e a PSSA quando representando a União na disponibilização da produção oriunda de áreas não contratadas ou concedidas sob acordos de individualização da produção, deveriam também fazer uso das melhores práticas ao retirar e descarregar petróleo e gás natural.

No regime de concessão, assegura-se a livre disposição aos concessionários dos volumes produzidos, que por sua vez celebrariam privadamente um *lifting agreement* e um *gas balancing agreement* como usualmente feito na indústria internacionalmente.

No regime de partilha de produção houve, em um primeiro momento, a vinculação de um conteúdo mínimo do acordo de disponibilização da produção, isto é, do *lifting agreement* e do *gas balancing agreement* a serem celebrados entre a Petrobras, os demais contratados e a PSSA⁹¹. Tal previsão de conteúdo mínimo foi retirada dos contratos modelos subsequentes à licitação do prospecto de Libra, permitindo assim a livre negociação do acordo de disponibilização.

Em qualquer das três circunstâncias – acordos livremente negociados sob regime de concessão e sob regime de partilha e acordo de disponibilização com conteúdo mínimo pré-estabelecido – a realidade e as práticas da indústria impõem padrões e regras de retirada e descarregamento de petróleo e gás natural que são mundialmente aceitos.

Como exemplo, pode-se citar os modelos minutados pela *Association of International Petroleum Negotiators* (AIPN), em particular o de *lifting agreement*, cujo escopo é a retirada marítima de cargas de petróleo bruto e o seu descarregamento em um ou mais terminais, e de *gas balancing agreement*, cujo escopo é a retirada de gás natural e o balanceamento da sua produção à quota-parte de cada empresa.

Em tais acordos, o operador da *JV* tem a obrigação, entre outras, de determinar a alocação dos volumes de petróleo entre seus membros, agendar e coordenar seu levantamento da plataforma, facilitar a comunicação entre os membros da *JV*, comunica-los sobre as normas aplicáveis à

⁹⁰ Cláusula 1.2.28 do Contrato de Partilha de Produção e Cláusula 1.2.22 do Contrato de Concessão

⁹¹ Anexo XI, Seção 7 do Contrato Modelo da 1ª Licitação de Partilha de Produção

plataforma e responder às emergências surgidas durante as operações de retirada e descarregamento⁹².

Similarmente para o gás natural⁹³, o operador deve, entre outros, alocar os volumes, manter os equipamentos e sistemas necessários para o atendimento de normas regulatórias e venda do gás por cada membro da *JV* e atender às nominações de volumes máximos solicitados por cada membro durante um período pré-estabelecido.

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.

Para ilustração, até o dia dez de cada mês anterior ao mês de levantamento, o operador da *JV* deve enviar aos outros membros um calendário especificando o tamanho e sequencia dos volumes a serem levantados e a prontidão das embarcações para receber a carga, sendo que as empresas têm o direito de combinar seus volumes e levantamentos⁹⁴.

No Brasil, as atividades de retirada e descarregamento de petróleo bruto são majoritariamente realizadas por navios aliviadores, dada a ausência de oleodutos de escoamento da produção em áreas de águas ultra profundas e distantes da costa.

Esses navios são altamente especializados, possuindo sistemas de carga que conduzem autonomamente o mangote da plataforma à sua válvula receptora e sistemas redundantes de posicionamento dinâmico, que por sua vez permitem a manobra e o posicionamento seguros da embarcação mesmo em condições de mar adversas.

A operação de um navio aliviador, que é considerada uma operação de transporte, depende de autorização da ANP e do IBAMA, que é o órgão ambiental com competência sobre o transporte marítimo de produtos perigosos.

Tal autorização ambiental é regulamentada pela Instrução Normativa IBAMA 5/2012, que dispõe que a autorização deve ser solicitada pelo transportador por meio eletrônico, bastando para sua aprovação a não existência de nenhum impedimento para emissão certificado de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais⁹⁵.

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam.

⁹² Art. 3, AIPN Model Lifting Agreement, 2001.

⁹³ Art. 4, AIPN Model Gas Balancing Agreement, 2014.

⁹⁴ Arts. 6.02, 6.03 e 7.02, AIPN Model Lifting Agreement, 2001.

⁹⁵ Art. 4º da Instrução Normativa IBAMA 5/2012 c/c Anexo II da Instrução Normativa IBAMA 6/2013

Assim, a PPSA nominaria ao operador da *JV* as quantidades de petróleo bruto a serem retiradas e indicaria o comprador e o operador logístico que fariam o descarregamento. Além disso, a empresa estatal também poderia solicitar o agendamento dos descarregamentos e a retirada conjunta ou a combinação de volumes, caso haja interesse.

A retirada de gás natural demandaria a nomeação de volumes máximos a serem retirados e a indicação do comprador que receberia a parcela da produção da União na entrada do gasoduto de escoamento da produção.

2. Modelo A2

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade e a posse da produção até um terminal de armazenamento de petróleo bruto ou até uma planta de processamento de gás natural.

Assim, a PPSA nominaria ao operador da *JV* as quantidades de petróleo bruto a serem retiradas por ela e o operador logístico que fariam o descarregamento. Além disso, a empresa estatal também poderia solicitar ao operador da *JV* o agendamento dos descarregamentos e a retirada conjunta ou a combinação de volumes, caso haja interesse.

As licenças relacionadas às operações de alívio, que é uma modalidade de transporte, seriam obtidas pelo operador logístico. Alternativamente, a PPSA poderia afretar por conta própria um navio aliviador de bandeira brasileira junto a um armador, o que demandaria modificações no Art. 2º, *caput* da Portaria ANP 170/2002.

Ou ainda, em alternativa à contratação de um operador logístico ou afretamento diretamente pela PPSA, poder-se-ia designar ao operador da *JV*, mediante devida remuneração esteada no princípio *no gain, no loss*, a responsabilidade pela entrega da parcela da produção da União diretamente em um terminal ou planta de processamento.

Assim, o operador da *JV* tornar-se-ia responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA.

A retirada de gás natural demandaria a nomeação de volumes máximos a serem retirados, que devem ser compatíveis com a capacidade obtida pela PPSA no gasoduto de escoamento da produção.

Conforme apontado em tópicos anteriores, a responsabilização do operador da *JV* pela retirada, descarregamento e transporte da produção da União demandaria renegociação de contratos em vigor e a previsão de tal responsabilidade em contratos a serem celebrados no futuro⁹⁶.

⁹⁶ Ainda que se obrigue o operador da *JV* a se responsabilizar pela logística da parcela da produção da União, em certos casos não seria possível evitar a necessidade de negociações de contratos com terceiros. Por exemplo, a contratação de capacidade em gasodutos de escoamento de terceiros, quando o gasoduto de escoamento vinculado à *JV* não está diretamente conectado ao destino do gás (e.g. Campo de Sapinhoá).

3. Modelo B

As implicações do Modelo B são idênticas às do Modelo A2 no que se refere à retirada e descarregamento da parcela de petróleo e gás natural da União.

Assim, a PPSA nominaria ao operador da *JV* as quantidades de petróleo bruto a serem retiradas por ela e o operador logístico que fariam o descarregamento. Além disso, a empresa estatal também poderia solicitar ao operador da *JV* o agendamento dos descarregamentos e a retirada conjunta ou a combinação de volume, caso haja interesse.

As licenças relacionadas às operações de alívio, que é uma modalidade de transporte, seriam obtidas pelo operador logístico. Alternativamente, a PPSA poderia afretar por conta própria um navio aliviador de bandeira brasileira junto a um armador, o que demandaria modificações no Art. 2º, *caput* da Portaria ANP 170/2002.

Ou ainda, em alternativa à contratação de um operador logístico ou afretamento diretamente pela PPSA, poder-se-ia designar ao operador da *JV*, mediante devida remuneração esteada no princípio *no gain, no loss*, a responsabilidade pela entrega da parcela da produção da União diretamente em um terminal ou planta de processamento.

Assim, o operador da *JV* tornar-se-ia responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA.

A retirada de gás natural demandaria a nomeação de volumes máximos a serem retirados, que devem ser compatíveis com a capacidade obtida pela PPSA no gasoduto de escoamento da produção.

Conforme apontado em tópicos anteriores, a responsabilização do operador da *JV* pela retirada, descarregamento e transporte da produção da União demandaria renegociação de contratos em vigor e a previsão de tal responsabilidade em contratos a serem celebrados no futuro.

Transporte e transbordo

A Lei 9.478/97 estabelece em seu Art. 56 que qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, pode receber autorização da ANP para efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo e gás natural.

Ao regulamentar a previsão legal, a Portaria ANP 170/2002⁹⁷ estabeleceu que o transporte a granel de petróleo por meio aquaviário, seja em navegação de longo curso seja em navegação de cabotagem, só pode ser exercido por Empresa Brasileira de Navegação (EBN) autorizadas pela ANTAQ⁹⁸.

⁹⁷ A ANP realizou a Consulta e Audiência Pública 21/2017, com a finalidade de obter subsídios e informações adicionais para revisão da Portaria ANP nº 170/2002. Após conclusão da consulta, a agência realizou uma audiência pública em 30/10/2017, porém, até o momento não aprovou a redação final da resolução a ser publicada em substituição da portaria.

⁹⁸ Art. 2º, *caput* da Portaria ANP 170/2002

Por sua vez, a Lei 9.432/97 define EBN como pessoa jurídica constituída segundo as leis brasileiras, com sede no Brasil, que tenha por objeto o transporte aquaviário, autorizada a operar pelo órgão competente⁹⁹.

A ANTAQ, que é o órgão competente referido pela lei, estabeleceu, por meio da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016, os requisitos técnicos¹⁰⁰ a serem alcançados pelas empresas que buscam autorização para operar como EBN:

I - ser proprietária de pelo menos uma embarcação de bandeira brasileira que não esteja fretada a casco nu a terceiros, adequada à navegação pretendida e em condição de operação comercial; ou

II - apresentar contrato de afretamento de embarcação de propriedade de pessoa física residente e domiciliada no País ou de pessoa jurídica brasileira, a casco nu, adequada à navegação pretendida e em condição de operação comercial, por prazo igual ou superior a 1 (um) ano, celebrado com o proprietário da embarcação.

Além disso, o Art. 7º da Lei 9.432/97 restringiu às EBNs a possibilidade de afretamento de embarcações estrangeira para participarem do transporte de mercadorias na navegação de cabotagem.

Para ilustrar a situação, uma petroleira com presença internacional não poderia empregar diretamente um navio aliviador de sua frota para retirar a produção de uma FPSO no Brasil. Haveria a necessidade de constituição de uma EBN própria ou de contratação de uma EBN independente para intermediar a operação destinada ao mercado local.

Por ser considerada uma operação de transporte marítimo de produtos perigosos, a operação de um navio aliviador necessita, além da autorização da ANP, de uma autorização de transporte do IBAMA, conforme descrito no tópico anterior sobre retirada e descarregamento. O navio também precisa receber uma declaração de conformidade emitida pela Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil (DPC)¹⁰¹.

Nas operações de transbordo *ship-to-ship* (STS) em águas jurisdicionais brasileiras, seja por meio de embarcações em movimento ou fundeadas, o IBAMA emite uma autorização específica chamada de Autorização Ambiental para a Realização de Operações *Ship-to-Ship*¹⁰².

Áreas costeiras a menos de 50 km do litoral, áreas a menos de 50 km de unidades de conservação marinhas e áreas de montes submarinos em profundidades inferiores a 500 metros de lâmina d'água são consideradas áreas restritas às operações de STS.¹⁰³ Por sua vez, áreas nas bacias da Foz do Amazonas e de Pelotas e a área do complexo recifal de Abrolhos são consideradas áreas proibidas¹⁰⁴.

⁹⁹ Art. 2º, V da Lei 9.432/97

¹⁰⁰ Art. 5º da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016

¹⁰¹ Art. 5º, II da Portaria ANP 170/2002

¹⁰² Art. 1º da Instrução Normativa IBAMA 16/2013

¹⁰³ Art. 8º da Instrução Normativa IBAMA 16/2013

¹⁰⁴ Art. 9º, op. cit.

A Marinha do Brasil também emite uma autorização à empresa interessada em ser provedora de serviço STS, fazendo uma análise dos navios empregados e dos procedimentos de transferência e segurança adotados¹⁰⁵.

Além disso, a seleção da área de operação poderá ser precedida de avaliação quanto a densidade de tráfego aquaviário na área pretendida, de avaliação em simulador e realização de operação piloto entre os navios tipo que serão empregados e de estudo de análise de risco da operação¹⁰⁶.

O transporte de gás natural a partir da plataforma de produção é feito por meio de dutos de escoamento da produção, que são destinados à movimentação do gás até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.¹⁰⁷ Sua construção e operação se dará após permissão da ANP, que por sua vez demanda, entre outros, a licença de operação emitida pelo órgão ambiental responsável para permitir o início da operação do gasoduto¹⁰⁸.

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam. Não haveria qualquer operação de transporte ou transbordo sob responsabilidade da PPSA.

2. Modelo A2

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade e a posse da produção até um terminal de armazenamento de petróleo bruto ou até uma planta de processamento de gás natural.

A PPSA contrataria uma EBN como operadora logística que disponibilizaria o navio aliviador e coordenaria sua operação. Alternativamente, a PPSA poderia afretar por conta própria uma embarcação de bandeira brasileira junto a um armador, o que demandaria modificações no Art. 2º, *caput* da Portaria ANP 170/200 e do Art. 3º, *caput* da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016.

Caso a PPSA buscasse um navio aliviador de bandeira estrangeira, o Art. 7º da Lei 9.432/97 precisaria ser flexibilizado. As licenças relacionadas às operações de alívio seriam obtidas pelo operador logístico ou pela PPSA.

Em alternativa à contratação de um operador logístico ou à atuação direta da PPSA, poder-se-ia designar ao operador da *JV*, mediante devida remuneração esteada no princípio *no gain, no loss*, a responsabilidade pelo transporte da parcela da produção da União diretamente em um terminal ou planta de processamento. Neste caso, o operador da *JV* tornar-se-ia responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA caso tenha constituído sua própria EBN.

¹⁰⁵ Item 0603 da NORMAM-08/DPC

¹⁰⁶ *id.*

¹⁰⁷ Art. 2º, XI da Resolução ANP 17/2015

¹⁰⁸ Art. 8º, §3º da Resolução ANP 17/2015

Conforme apontado em tópicos anteriores, a responsabilização do operador da *JV* pela retirada, descarregamento e transporte da produção da União demandaria renegociação de contratos em vigor e a previsão de tal responsabilidade em contratos a serem celebrados no futuro.

Em um cenário onde o comprador do petróleo da União busque exportar a produção, seria possível a transferência da carga do navio aliviador diretamente para um navio-petroleiro por meio de uma operação de STS. Neste caso, o comprador e seu operador logístico deveriam se responsabilizar pela autorização e execução do transbordo.

O transporte de gás natural seria feito por meio de um gasoduto de escoamento da produção, aprovado no âmbito do plano de desenvolvimento do campo. A PPSA e os demais parceiros na área concedida, contratada ou individualizada seriam responsáveis pela construção e operação do duto ligando a plataforma à unidade de processamento. O operador da *JV* seria responsável pela obtenção das licenças ambientais e da permissão da ANP para construção e operação.

3. Modelo B

As implicações do Modelo B são similares às do Modelo A2 no que se refere ao transporte e transbordo da parcela de petróleo e gás natural da União. Contudo, como a produção de petróleo bruto é destinada ao refino doméstico, não haveriam operações de *ship-to-ship* destinadas à exportação da carga transportada por navios aliviadores.

A PPSA contrataria uma EBN como operadora logística, que por sua vez disponibilizaria o navio aliviador e coordenaria sua operação. Alternativamente, a PPSA poderia afretar por conta própria uma embarcação de bandeira brasileira junto a um armador, o que demandaria modificações no Art. 2º, *caput* da Portaria ANP 170/2002 e do Art. 3º, *caput* da Resolução Normativa ANTAQ 05/2016.

Caso a PPSA buscasse um navio aliviador de bandeira estrangeira, o Art. 7º da Lei 9.432/97 precisaria ser flexibilizado ou uma EBN poderia ser contratada e afretar tal navio aliviador. As licenças relacionadas às operações de alívio seriam obtidas pelo operador logístico ou pela PPSA.

Em alternativa à contratação de um operador logístico ou à atuação direta da PPSA, poder-se-ia designar ao operador da *JV*, mediante devida remuneração esteada no princípio *no gain, no loss*, a responsabilidade pelo transporte da parcela da produção da União diretamente em um terminal ou planta de processamento. Neste caso, o operador da *JV* tornar-se-ia responsável pela obtenção das licenças de operações de alívio junto à ANP e ao IBAMA caso tenha constituído sua própria EBN.

Conforme apontado em tópicos anteriores, a responsabilização do operador da *JV* pela retirada, descarregamento e transporte da produção da União demandaria renegociação de contratos em vigor e a previsão de tal responsabilidade em contratos a serem celebrados no futuro.

O transporte de gás natural seria feito por meio de um gasoduto de escoamento da produção, aprovado no âmbito do plano de desenvolvimento do campo. A PPSA e os demais parceiros na área concedida, contratada ou individualizada seriam responsáveis pela construção e operação do duto ligando a plataforma à unidade de processamento. O operador da *JV* seria responsável pela obtenção das licenças ambientais e da permissão da ANP para construção e operação.

Acesso a infraestrutura

As infraestruturas essenciais do setor de óleo e gás são, em sua grande maioria, monopólios naturais que inviabilizam, em razão dos seu alto custo, a existência de mais de um agente econômico atuando em concorrência e com infraestruturas redundantes. Por esta razão, a Lei 9.478/97 faculta a qualquer interessado o uso de dutos de transporte e de terminais marítimos, com

exceção dos terminais de gás natural liquefeito, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural¹⁰⁹.

A Lei 11.909/2009 detalhou as infraestruturas listadas pela Lei 9.478/97 ao desobrigar o acesso de terceiros a gasodutos de escoamento da produção e a instalações de tratamento ou processamento de gás natural, bem como a terminais de liquefação e regaseificação¹¹⁰.

Por sua vez, a Portaria ANP 255/2000 regulamentou o acesso a dutos de transporte de petróleo cuja extensão seja inferior a 15 km e que não tenham origem em área de produção, ou seja, que não sejam dutos de escoamento da produção¹¹¹. Terceiros interessados podem requerer o acesso mediante remuneração adequada ao titular do duto.

O valor e a forma de pagamento da remuneração são fixados pela ANP, a quem compete também regular a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis¹¹².

Para oleodutos de transporte petróleo e derivados com extensão superior a 15 km, a Resolução ANP 35/2012 estabelece critérios de acesso e uso por terceiros dos dutos, estações de bombeamento e instalações de armazenagem indispensáveis à sua operação.

O operador do oleoduto atenderá terceiros interessados de forma não discriminatória e poderá inclusive interromper o serviço de transporte não firme contratado por outra empresa, para que ele possa atender à necessidade de transporte firme de terceiros¹¹³.

A Agência também autorizou a prestação de serviços de processamento gás natural, por meio do qual empresas autorizadas a construir, ampliar a capacidade e operar unidades de processamento podem também realizar, no seu complexo industrial, serviços de processamento usando como carga o gás natural de terceiros¹¹⁴.

Um terceiro, neste caso, seria apenas outra empresa ou consórcio de empresas a quem fora autorizado o exercício da atividade de processamento de gás natural, ou uma central de matéria-prima petroquímica ou um importador de petróleo, derivados ou gás¹¹⁵.

Neste ambiente de formação de monopólios naturais e busca por acesso a infraestruturas essenciais, vários conflitos podem surgir entre proprietários e terceiros, especialmente na busca por acesso a dutos de transporte ou terminais aquaviários destinados à movimentação de petróleo e gás natural. Por esta razão, a ANP regulamentou a prática de resolução alternativa de controvérsias por meio de conciliação ou de comissões de servidores da Agência para resolução de disputas¹¹⁶.

¹⁰⁹ Art. 58 da Lei 9.478/97

¹¹⁰ Art. 45 da Lei 11.909/2009

¹¹¹ Art. 1º da Portaria ANP 255/2000

¹¹² id.

¹¹³ Art. 3º, §2º da Resolução ANP 35/2012

¹¹⁴ Art. 1º, *caput* c/c Art. 2º, X da Resolução ANP 17/2010

¹¹⁵ Art. 22, §2º, *op. cit.*

¹¹⁶ Art. 4º c/c Art. 19 da Portaria ANP 254/2001

Comparação entre modelos de comercialização

1. Modelo A1

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, transfere a propriedade da produção e dá posse ao comprador no ponto de entrega – ou de partilha caso não coincidam. A empresa estatal não teria responsabilidade pela busca ou negociação de acesso a infraestruturas essenciais, o que deveriam ser feitas pelo comprador do petróleo e gás da União caso necessite.

2. Modelo A2

A PPSA, agindo em nome da União como sua representante, retém a propriedade e a posse da produção até um terminal de armazenamento de petróleo bruto ou até uma planta de processamento de gás natural.

Similarmente ao Modelo A1, a empresa estatal neste caso não teria responsabilidade pela busca ou negociação de acesso a terminais de armazenamento, o que deveria ser feito pelo comprador do petróleo da União caso necessite.

O acesso ao gasoduto de escoamento da produção de gás, que ligaria a plataforma a uma unidade de processamento, seria garantido à PPSA em razão de sua participação no consórcio encarregado pela produção de um determinado campo contratado sob regime de partilha de produção¹¹⁷.

Por sua vez, não haveriam garantias de acesso a um gasoduto de escoamento da produção de gás envolvendo áreas não contratadas ou concedidas e que foram objeto de individualização da produção. Caso necessário, a PPSA deveria buscar junto aos concessionários ou contratados a negociação de termos de acesso.

Similarmente ao Modelo A1, a empresa estatal também não teria responsabilidade pela busca ou negociação de acesso a plantas de processamento, o que deveria ser feito pelo comprador do gás da União caso necessite.

Por força do Art. 22, §2º, da Resolução ANP 17/2010, o comprador precisaria ser uma empresa autorizada a exercer a atividade de processamento de gás natural, ou ser uma central de matéria-prima petroquímica ou ser um importador de petróleo, derivados ou gás.

3. Modelo B

Neste Modelo B, a produção de petróleo bruto teria como destino uma refinaria brasileira e a produção de gás natural teria como destino uma planta de processamento.

A PPSA teria responsabilidade pela busca e negociação de acesso a oleodutos de transporte caso a refinaria utilizada para processamento da carga não possuísse terminal marítimo de descarregamento ou duto de transferência dedicado à movimentação de matéria prima.

¹¹⁷ ANP, Minuta de Contrato de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2018, Cláusula 3.4.1.

O acesso ao gasoduto de escoamento da produção de gás, que ligaria a plataforma a uma unidade de processamento, seria garantido à PPSA em razão de sua participação no consórcio encarregado pela produção de um determinado campo contratado sob regime de partilha de produção¹¹⁸.

Por sua vez, não haveriam garantias de acesso a um gasoduto de escoamento da produção de gás envolvendo áreas não contratadas ou concedidas e que foram objeto de individualização da produção. Caso necessário, a PPSA deveria buscar junto aos concessionários ou contratados a negociação de termos de acesso.

Neste Modelo B, a PPSA teria responsabilidade pela busca ou negociação de acesso a plantas de processamento. O Art. 22, §2º, da Resolução ANP 17/2010 precisaria ser flexibilizado para permitir que a PPSA contrate diretamente os serviços de processamento de gás natural. Alternativamente, a PPSA precisaria ser autorizada pela ANP a exercer a atividade de processamento de gás natural.

Conclusão

Este anexo buscou analisar e comparar o marco legal em vigor, os tributos potencialmente incidentes e os principais entraves jurídicos identificados em cada um dos três modelos de comercialização.

O Modelo A1, por representar em grande medida a manutenção do status-quo, apresenta um nível reduzido de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização. Em busca de eficiência tributária, a produção de petróleo deveria ser vendida preferencialmente ao exterior ou a um comprador baseado em um estado diverso do estado costeiro de produção. Em busca de eficiência na exportação e pluralidade de potenciais compradores, empresas de *trading* deveriam ser autorizadas a utilizarem os procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro.

O Modelo A2, por ampliar timidamente o escopo de atuação da PPSA e alterar limitadamente a alocação de riscos e retornos esperados, apresenta um nível moderado de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização. A ampliação do escopo de atuação da PPSA deveria ser autorizada por seus documentos societários. Em busca de eficiência tributária, a produção de petróleo deveria ser vendida preferencialmente ao exterior ou a um comprador baseado em um estado diverso do estado costeiro de produção. Em busca de eficiência logística, a PPSA deveria ser autorizada a afretar diretamente navios aliviadores. Contratos deveriam ser renegociados caso a PPSA optasse pela utilização do operador do campo como operador logístico. Em busca de eficiência na exportação e pluralidade de potenciais compradores, empresas de *trading* deveriam ser autorizadas a utilizarem os procedimentos simplificados para carregamento e despacho aduaneiro.

¹¹⁸ ANP, Minuta de Contrato de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2018, Cláusula 3.4.1.

O Modelo B, por ampliar sobremaneira o escopo de atuação da PPSA e alterar fundamentalmente a alocação de riscos e retornos esperados, apresenta um nível elevado de dificuldades jurídicas, tributárias e regulatórias a serem contornadas.

Idealmente, deveria ser removido o uso do preço de referência da ANP como referência de preço para a comercialização de gás natural. A ampliação do escopo de atuação da PPSA deveria ser autorizada por seus documentos societários e haveria necessidade de regular-se a comercialização de derivados de petróleo. Por conta a verticalização de sua atuação, a PPSA precisaria ampliar sua capacidade administrativa em lidar com procedimentos fiscais. Em busca de eficiência logística, a PPSA deveria ser autorizada a afretar diretamente navios aliviadores. Contratos deveriam ser renegociados caso a PPSA optasse pela utilização do operador do campo como operador logístico. Haveria necessidade de permitir-se que a PPSA contratasse diretamente serviços de processamento de gás natural.

Legislação citada

Tipo	Número	Assunto	Data
Constituição	CF 88	Constituição da República Federativa do Brasil de 1988	05/10/1988
Convênio ICMS	84	Dispõe sobre as operações de saída de mercadoria realizada com o fim específico de exportação.	25/09/2009
Convênio ICMS	110	Dispõe sobre o regime de substituição tributária nas operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo e com outros produtos.	28/12/2007
Decreto	2.926	Estabelece diretrizes para a exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado, e dá outras providências.	07/01/1999
Decreto	4.136	Dispõe sobre a especificação das sanções aplicáveis às infrações às regras de prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional, prevista na Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000, e dá outras providências.	20/02/2002
Decreto	5.543	Regulamenta dispositivos da Lei nº 10.893, de 13 de julho de 2004, que dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo da Marinha Mercante - FMM, e o art. 17 da Lei nº 9.432, de 8 de janeiro de 1997, que dispõe sobre a ordenação do transporte aquaviário, e dá outras providências.	20/09/2005
Decreto	8.063	Cria a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, aprova o seu Estatuto Social, e dá outras providências.	01/08/2013
Decreto	238	Dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e dá outras providências.	24/10/1991

Decreto	660	Institui o Sistema Integrado de Comércio Exterior – SISCOMEX.	25/09/1992
Decreto Estadual	45.490	Aprova o Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – RICMS do Estado de São Paulo.	30/11/2000
Decreto-Lei	2.404	Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) e o Fundo da Marinha Mercante, e dá outras providências.	23/12/1987
Decreto-Lei	4.657	Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro.	04/09/1942
Instrução Normativa IBAMA	5	Dispõe sobre o procedimento transitório de autorização ambiental para o exercício da atividade de transporte marítimo e interestadual, terrestre e fluvial, de produtos perigosos.	09/05/2012
Instrução Normativa IBAMA	6	Regulamenta o Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais - CTF/APP	15/03/2013
Instrução Normativa IBAMA	16	Regulamentar os procedimentos técnicos e administrativos para a emissão da Autorização Ambiental para a realização de Operações Ship-to-Ship em águas jurisdicionais brasileiras.	26/08/2013
Instrução Normativa RFB	1381	Dispõe sobre procedimentos simplificados para o despacho aduaneiro de importação e exportação de petróleo bruto, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, nos casos em que específica.	31/07/2013
Instrução Normativa RFB	1702	Disciplina o despacho aduaneiro de exportação processado por meio de Declaração Única de Exportação (DU-E).	21/03/2017
Instrução Normativa RFB	1800	Dispõe sobre a prestação de serviço de perícia para identificação e quantificação de mercadoria importada e a exportar e regula o processo de credenciamento de órgãos, entidades e peritos.	21/03/2018
Lei	8.176	Define crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis.	08/02/1991
Lei	9.432	Dispõe sobre a ordenação do transporte aquaviário e dá outras providências.	08/01/1997
Lei	9.966	Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências.	28/04/2000
Lei	10.406	Institui o Código Civil.	10/01/2002

Lei	10.893	Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo da Marinha Mercante - FMM, e dá outras providências.	13/07/2004
Lei	10.893	Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo da Marinha Mercante - FMM, e dá outras providências.	13/07/2004
Lei	11.482	Efetua alterações na tabela do imposto de renda da pessoa física; dispõe sobre a redução a 0 (zero) da alíquota da CPMF nas hipóteses que menciona; altera as Leis nos 7.713, de 22 de dezembro de 1988, 9.250, de 26 de dezembro de 1995, 11.128, de 28 de junho de 2005, 9.311, de 24 de outubro de 1996, 10.260, de 12 de julho de 2001, 6.194, de 19 de dezembro de 1974, 8.387, de 30 de dezembro de 1991, 9.432, de 8 de janeiro de 1997, 5.917, de 10 de setembro de 1973, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 6.094, de 30 de agosto de 1974, 8.884, de 11 de junho de 1994, 10.865, de 30 de abril de 2004, 8.706, de 14 de setembro de 1993; revoga dispositivos das Leis nos 11.119, de 25 de maio de 2005, 11.311, de 13 de junho de 2006, 11.196, de 21 de novembro de 2005, e do Decreto-Lei no 2.433, de 19 de maio de 1988; e dá outras providências.	31/05/2007
Lei	11.909	Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.	04/03/2009
Lei	12.304	Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.	02/08/2010
Lei	12.351	Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.	22/12/2010
Lei	13.679	Altera as Leis nos 12.304, de 2 de agosto de 2010, e 12.351, de 22 de dezembro de 2010; e dispõe sobre a política de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos.	14/06/2018
Lei Complementar	87	Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências.	13/09/1996

Lei Complementar	116	Dispõe sobre o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza, de competência dos Municípios e do Distrito Federal, e dá outras providências.	31/07/2003
Lei Municipal	068	Dispõe sobre o Novo Código Tributário do Município de São João da Barra (RJ).	03/12/2007
Lei Municipal	691	Aprova o Código Tributário do Município do Rio De Janeiro e dá outras providências.	24/12/1984
Medida Provisória	811	Altera a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, que autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA e dispõe sobre a política de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos.	21/12/2017
NORMAN	08/DPC	Normas da autoridade marítima para tráfego e permanência de embarcações em águas jurisdicionais brasileiras.	26/03/2013
Portaria ANP	7	Estabelece a regulamentação para o exercício da atividade de exportação de petróleo.	12/01/1999
Portaria ANP	170	Regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, de cabotagem, de apoio marítimo, de apoio portuário e interior.	25/09/2002
Portaria ANP	249	Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural.	01/11/2000
Portaria ANP	254	Regulamenta a resolução de conflito de que trata o art. 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.	11/09/2001
Portaria ANP	255	Regulamenta o uso por terceiros interessados, mediante remuneração adequada ao titular das instalações, de dutos de transporte de petróleo e seus derivados, existentes ou a serem construídos, cuja extensão seja inferior a 15 km e que não tenham origem em área de produção de petróleo e gás natural.	16/11/2000
Protocolo Adicional	16	Isenção do AFRMM para os países do Mercosul no âmbito do Acordo de Complementação Econômica nº 18.	02/08/1996
Protocolo ICMS	18	Concede tratamento diferenciado para o escoamento, por meio do Sistema Integrado de Escoamento - SIE, do gás natural não processado, produzido em águas jurisdicionais confrontantes aos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.	22/06/2017
Resolução ANP	17	Aprovar o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e o	18/03/2015

Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção.

Resolução ANP	17	Regulamenta a atividade de processamento de gás natural, que abrange a construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural.	10/06/2010
Resolução ANP	35	Regulamenta o uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.	13/11/2012
Resolução ANP	40	Estabelece os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido nos campos objeto de concessão	14/12/2009
Resolução ANP	703	Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo	26/09/2017
Resolução CNPE	12	Estabelece a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União (Revogada)	14/12/2016
Resolução CNPE	17	Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.	08/06/2017
Resolução Conjunta ANP/INMETRO	1	Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.	10/06/2013
Resolução Normativa ANTAQ	05	Aprova a norma para outorga de autorização à pessoa jurídica, constituída nos termos da legislação brasileira e com sede e administração no país, que tenha por objeto operar nas navegações de apoio marítimo, apoio portuário, cabotagem ou longo curso.	23/02/2016

Tabela 14: Legislação citada

Anexo III – Avaliação Comparativa dos modelos de comercialização propostos

Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças dos modelos propostos

Esta seção avalia os vários modelos de negociação estudados, em função das principais questões econômicas, técnicas e operacionais neles identificadas, bem como os impactos positivos e negativos que essas questões possam ter sobre as atividades de comercialização de petróleo e gás no Brasil. Também avalia o contexto de fatores estruturais, econômicos e de mercado, que influenciam positiva ou negativamente a indústria brasileira de comercialização de petróleo e gás. Tal avaliação comparativa é resumida na seguinte análise SWOT.

Forças	<ul style="list-style-type: none"> • Em se tratando de uma continuação das operações de hoje, esta opção não deve apresentar nenhum desafio do ponto de vista operacional. Ela exigiria uma pequena alteração legal para, potencialmente, ajustar o modelo, interrompendo, por meio de um recuo, os Preços de Referência da ANP • Não requer investimento • Risco muito limitado para a PPSA
Fraquezas	<ul style="list-style-type: none"> • A expectativa é que a receita corresponda ao programa de “Royalty em Dinheiro”, no entanto, a taxa de comercialização, bem como a taxa de administração da PPSA, ainda precisaria ser deduzida • Não implica em nenhum impacto subjacente na política ou na economia doméstica, para além de um ganho modesto na inteligência de mercado
Oportunidades	<ul style="list-style-type: none"> • Através de uma avaliação de auditoria adequada e de uma troca de informações com o comercializador, uma certa inteligência de mercado pode resultar como benefício neste modelo
Ameaças	<ul style="list-style-type: none"> • Sem envolvimento do <i>downstream</i>, o número de <i>players</i> capazes de participar pode comprometer a transparência do leilão • Considerando que não há nenhum centro de líquidos atualmente no Brasil, é improvável que uma fórmula de preço capture adequadamente todas as mudanças no mercado. <ul style="list-style-type: none"> ○ Poderiam surgir controvérsias sobre a avaliação do hidrocarboneto ○ A PPSA também poderia estar deixando uma quantidade significativa de “dinheiro na mesa” se o impacto de eventos como o IMO não fosse apropriadamente capturado pela fórmula da ANP

Tabela 15: Análise SWOT do Modelo A1 - petróleo

Forças	<ul style="list-style-type: none">• Com uma implementação adequada, este programa iria capitalizar a capacidade de alguns dos principais <i>traders</i>, com vantagens significativas• A organização do leilão em um momento de alta liquidez deve permitir a participação de licitantes qualificados, o que aumentaria a transparência da transação
Fraquezas	<ul style="list-style-type: none">• A taxa de comercialização ainda precisaria ser deduzida do lucro gerado a partir da transação. Ela poderia ser mais pesada do que no modelo A1• Como é possível que não se encontre um parceiro adequado no FPSO, a PPSA se posicionaria no navio aliviador, aumentando assim o nível de dificuldade de execução. Uma terceirização simplificaria significativamente o processo, deixando-o em mãos do operador
Oportunidades	<ul style="list-style-type: none">• A comercialização direta, no mercado local, de uma porcentagem menor incentivaria a indústria local. Mas apenas em uma quantia moderada, uma vez que a paridade de exportação precisaria ser observada, para que a transação fosse aprovada.• Esta opção poderia permitir que parte do petróleo chegue ao mercado doméstico, impactando moderadamente a liquidez, já que as refinarias teriam acesso a alternativas de fornecimento.• A PPSA poderia desenvolver capacidades e ganhar inteligência de mercado, por meio de interações com seu parceiro
Ameaças	<ul style="list-style-type: none">• Esta opção poderia ser menos atraente para terceiros. Portanto, precisariam ser adequadamente definidos alguns termos, como contratos de confidencialidade, para garantir o sucesso do leilão• A PPSA estaria diretamente exposta à variação dos preços da <i>commodity</i>. Enfrentaria não só o risco do preço, mas também o risco cambial, já que ela finalmente é paga em moeda local

Tabela 16: Análise SWOT do Modelo A2 - petróleo

Forças	<ul style="list-style-type: none">• Oportunidade de viabilizar o valor justo e a comercialização para a produção• Nenhuma taxa externa de comercialização• Menos dependência de outros para atingir 100% de fluxo e crescimento da produção• Capacidade de aproveitar oportunidades de investimento em petróleo bruto emergente, depreciado ou em queda
Fraquezas	<ul style="list-style-type: none">• Necessidade de desenvolver uma extensa presença global. De fato, a maior parte do petróleo será exportada, já que a demanda por petróleo no Brasil não é suficiente para cobrir o potencial de fornecimento do pré-sal. Além do mais, as refinarias existentes não estão adaptadas à alta qualidade do óleo do pré-sal• Manter um nível adequado de integração (posição em refinarias e navios tanque) e opções em toda a cadeia de valor• Montar e reter uma estrutura de apoio administrativo e um escritório qualificado, capaz de dar suporte às operações

- Possível falta de escala para enfrentar o colapso dos preços do petróleo, a liquidez e / ou a volatilidade do mercado
- Dado o envolvimento na cadeia de valor, a recuperação pode ser um desafio

- Oportunidades**
- Oportunidade de incentivar refinarias locais, novas ou já existentes (aplicável se os subsídios de derivados de petróleo no país tiverem sido reformados)
 - Potencial para ajudar a cobrir o déficit de produtos derivados de petróleo nacionais, o que poderia trazer benefícios significativos ao país, já que o diesel e a gasolina poderiam ser impulsionados pela paridade de exportação (por exemplo, USGC – transporte, substituindo os atuais preços dinâmicos para acompanhar paridade de importação USGC + transporte)
 - Abrem-se oportunidades para a mão de obra capacitada e motivada

- Ameaças**
- Alto envolvimento da PPSA em toda a cadeia de valor, expondo-a a todo tipo de transação
 - Neste modelo, a PPSA estaria exposta a um nível significativo de risco:
 - Risco em relação ao preço: mudanças no preço da *commodity* poderiam afetar negativamente os resultados financeiros
 - Risco operacional: em função do alto envolvimento na cadeia, poderá sofrer mudanças no valor, seja por falhas em ativos, em processos, falha humana ou causada por imprevistos externos, climáticos
 - Risco de perda de produção: desembaraçar a produção existente e permitir o seu crescimento (fluxo de produção de 100%) é um fator estratégico essencial para os produtores
 - Risco geopolítico: em virtude da necessidade de um portfólio global
 - Risco da contraparte: relacionado com a capacidade de crédito, capacidade operacional e integridade da contraparte para atender a compromissos contratuais
 - Risco regulatório: que decorre de possíveis perdas devido a uma mudança nas leis e regulamentos em uma jurisdição estrangeira

Tabela 17: Análise SWOT do Modelo B - petróleo

A continuação apresenta-se a análise de Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças (SWOT) dos modelos de gás natural

- Forças**
- Em se tratando de uma continuação das operações de hoje, esta opção não deve apresentar nenhum desafio do ponto de vista operacional. Ela exigiria uma pequena alteração legal para, potencialmente, ajustar o modelo, parando de usar os Preços de Referência da ANP, como um recuo
 - Nenhum investimento requerido
 - Posição de risco muito limitado para PPSA

- Fraquezas**
- A venda do gás natural na cabeça do poço deixaria a PPSA completamente sujeita ao preço, tornando insignificante o potencial da receita ali obtida
 - A expectativa é que a receita corresponda ao programa de “Royalty em Dinheiro”, no entanto, a taxa de comercialização, bem como a taxa de administração da PPSA, ainda precisaria ser deduzida
 - Não implica em nenhum impacto subjacente na política ou na economia doméstica, para além de um ganho modesto na inteligência de mercado

- Oportunidades**
- Através de uma avaliação de auditoria adequada e de uma troca de informações com o comercializador, uma certa inteligência de mercado pode resultar como benefício neste modelo

- Ameaças**
- Sem envolvimento do *downstream*, o número de *players* capazes de participar ficaria extremamente limitado, dando origem a controvérsia em relação ao preço do hidrocarboneto, em caso de mudanças nas condições de mercado
 - As mudanças poderiam fortalecer a posição do principal *player* do mercado, diminuindo ainda mais o potencial de liquidez do mercado

Tabela 18: Análise SWOT do Modelo A1 – gás natural

- Forças**
- Com uma implementação adequada, este programa capitalizaria a capacidade de alguns dos comercializadores qualificados, podendo se obter um preço mais alto para o gás natural
 - Se houver alta liquidez no mercado *onshore* no momento da implementação, a presença de licitantes qualificados deve elevar o nível de transparência da transação

- Fraquezas**
- Geralmente, as margens nos mercados liberalizados de gás natural são claramente mais baixas que as de petróleo
 - A obtenção de acesso à costa aumenta os desafios associados a esta opção, uma vez que a PPSA precisaria ter uma posição Take ou Pay no gasoduto e na unidade de processamento ou terceirizar a logística para o operador

- Oportunidades**
- A disponibilidade de comercializadores qualificados *onshore* dependerá fortemente da evolução da reforma, já que o mercado doméstico é atualmente dominado pela Petrobras
 - Uma porcentagem menor comercializada diretamente no mercado local poderia incentivar a indústria local que se beneficiaria com
 - a diversificação do fornecimento de gás natural
 - contratos de carga base
 - um preço não influenciado pelo impacto hidrelétrico no setor
 - A abertura parcial criada através desta opção, poderia impactar a liquidez moderadamente
 - Potencial para a PPSA desenvolver capacidades e ganhar inteligência de mercado, nas interações com seu parceiro

Ameaças

- Esta opção poderia ser menos atraente para terceiros. Os termos, tais como contratos de confidencialidade, precisariam ser definidos adequadamente para garantir o sucesso do leilão
- A PPSA estaria diretamente exposta à variação de preço das *commodity* e se exporia ao risco do preço, o que inclui o risco do preço de *commodity* em si, mais o risco de cambial (FX), já que a PPSA deve ser paga em moeda local

Tabela 19: Análise SWOT do Modelo A2 – gás natural

Forças

- As economias de escala são relativamente pouco importantes na produção e comércio de gás natural, de modo que as chances de a PPSA operar com sucesso neste setor são maiores
- Com um investimento muito menor de capital necessário para desenvolver atividades de gás *downstream*, as chances de haver falta de transparência diminuem
- Oportunidade de viabilizar um valor justo e comercialização para a produção
- Sem taxas externas de comercialização
- Menor dependência de outros para 100% de fluxo de produção e crescimento

Fraquezas

- Dado o envolvimento na cadeia de valor, a recuperação pode ser um desafio
- Desafio importante ligado ao desenvolvimento de projeto de gasoduto e de centros de demanda
- Manter um nível adequado de integração (posição em refinarias e navios tanque) e opções em toda a cadeia de valor

Oportunidades

- Promover leilões de demanda de carga de base no mercado local poderia ajudar a desenvolver uma indústria local lucrativa com interessantes benefícios econômicos, indiretos e induzidos, além de benefícios impositivos para o Brasil.
- Considerando a atual falta de liquidez do mercado *midstream* do Brasil, o envolvimento da PPSA poderia ter um impacto significativo
- O monopólio na indústria de gás natural freqüentemente implica na distorção dos preços, na falta de eficiência da operação e no deterioro da infraestrutura. As forças de mercado equilibrariam a demanda e a oferta em segmentos da indústria onde a concorrência é viável, viabilizando um crescimento significativo para o Brasil
- Oportunidade de viabilizar um valor justo e a comercialização da produção, sem taxas externas de comercialização
- Mais oportunidades para uma força de trabalho capacitada e motivada dentro da PPSA

Ameaças

- Políticas que promovam novos pontos de demanda “estáveis” *onshore* continuam sendo o principal desafio da política energética, para a plena exploração dos recursos do pré-sal. Baixas taxas de crescimento nos segmentos de demanda “estáveis” representam um limite para o potencial

de monetização do gás associado do conjunto do pré-sal da bacia de Santos

- Neste modelo, a PPSA estaria exposta a um nível significativo de risco:
 - Risco em relação ao preço: mudanças no preço da *commodity* poderiam afetar negativamente os resultados financeiros
 - Risco operacional: em função do alto envolvimento na cadeia, poderá sofrer mudanças no valor, seja por falhas em ativos, em processos, falha humana ou causada por imprevistos externos, climáticos
 - Risco de perda de produção: desembaraçar a produção existente e permitir o seu crescimento (fluxo de produção de 100%) é um fator estratégico essencial para os produtores
 - Risco geopolítico: em virtude da necessidade de um portfólio global
 - Risco da contraparte: relacionado com a capacidade de crédito, capacidade operacional e integridade da contraparte para atender a compromissos contratuais
 - Risco regulatório: que decorre de possíveis perdas devido a uma mudança nas leis e regulamentos em uma jurisdição estrangeira

Tabela 20: Análise SWOT do Modelo B – gás natural

Avaliação dos aspectos de governança

Em junho de 2016 foi sancionada a Lei 13.303/2016, dispondo sobre estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias, no âmbito da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios. Em sequência, a lei foi regulamentada pelo Decreto 8.945/2016 no mês de dezembro do mesmo ano.

A legislação buscou trazer para o ordenamento jurídico brasileiro uma série de mecanismos consagrados pelas melhores práticas corporativas internacionais que possibilitam o aperfeiçoamento da governança e transparência das empresas estatais, contribuindo objetivamente para uma maior eficiência na gestão das empresas.

A PPSA, por ser uma empresa pública, deve observar vários requisitos de transparência em suas atividades, o que influenciará a forma de implementação dos modelos de comercialização da produção do petróleo e gás da União nos termos da sua futura política de longo prazo. Entre tais requisitos legais, destacam-se:

- publicação anual dos compromissos de consecução de objetivos de políticas públicas pela empresa, com definição clara dos recursos a serem empregados para esse fim, bem como dos impactos econômico-financeiros da consecução desses objetivos, mensuráveis por meio de indicadores objetivos;
- adequação de seu estatuto social à autorização legislativa de sua criação;
- divulgação de informações relevantes, em especial as relativas a atividades desenvolvidas, fatores de risco, dados econômico-financeiros, comentários dos administradores sobre o desempenho, políticas e práticas de governança;
- publicação de política de divulgação de informações;

- elaboração de política de distribuição de dividendos;
- divulgação dos dados operacionais e financeiros das atividades relacionadas à consecução dos fins de interesse coletivo ou de segurança nacional;
- divulgação da política de transações com partes relacionadas, em conformidade com os requisitos de competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade;
- divulgação de carta anual de governança corporativa; e
- divulgação anual de relatório integrado ou de sustentabilidade.

Em sua Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa de 2017, a PPSA descreve sua missão institucional como sendo a maximização dos resultados econômicos nos contratos de partilha de produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção e na gestão dos contratos de comercialização de petróleo e gás natural.

Já em sua Política de Divulgação de Informações, publicada em julho de 2018, a PPSA explicita ser proibida a revelação de informação sob sua responsabilidade sem a prévia e formal autorização do diretor-presidente da empresa ou do responsável pela informação.

Por fim, a PPSA estabelece em sua Política de Integridade, aprovada em julho de 2018, que o objetivo de tal política é a promoção da integridade, da transparência e a redução dos riscos de atitudes que violem os padrões e regras formalmente estabelecido.

Para fins de análise, destacamos que a governança corporativa da PPSA objetiva proporcionar melhorias no desempenho da empresa, buscando gerir contratos com foco na maximização de resultados para a União.

No Modelo A1, por tratar-se em grande medida da continuação do atual modelo de comercialização, haveriam pequenos desafios a serem superados caso a empresa decida entrar em negociações diretas com um comprador ao invés de fazer uso de leilões. Do ponto de vista comercial, a agilidade temporal trazida por uma venda direta pode representar o melhor resultado econômico para a União. Todavia, seria necessário a criação de processos internos de controle e integridade que permitissem a conformidade nas negociações diretas com os requisitos de competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

Já no Modelo A2, o maior desafio seria relacionado à avaliação de desempenho da empresa comercializadora, onde a PPSA pudesse dar a devida transparência aos resultados obtidos, isto é, a divisão em bases volumétricas dos valores obtidos e dos gastos incorridos pelo comercializador, sem que tais medidas de transparência violassem segredos comerciais.

Utilizando-se da relação entre a Petoro e a Equinor como exemplo internacional, o acesso aos dados relativos à formação de preços obtidos pela Statoil não são públicos. O Ministério do Petróleo e Energia e o Ministério das Finanças têm acesso garantido aos dados e o Auditor Geral, órgão de controle do Parlamento Norueguês, pode solicitar informações em caso de qualquer investigação relacionada à comercialização do óleo e gás estatal pela Equinor.

Por sua vez, o Modelo B necessitaria de uma profunda reengenharia da estrutura de transações, controle e divulgação de informações, pois haveria um alargamento do escopo atual de atividades da empresa, que passaria a atuar em vários elos da cadeia petrolífera e a ter interfaces com uma gama substantiva de fornecedores e clientes estratégicos. Se no Modelo A1 o envolvimento da empresa se dá apenas com o operador e os parceiros do campo e o comprador da produção, no Modelo B haveria a participação de armadores, transportadores, operadores portuários, refinadores, processadores de gás natural e compradores de derivados e gás.

Apêndice – Responsáveis pela elaboração:

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

Eleonor Kramarz

Rodrigo Vaz

Rodrigo Fiatikoski

Ricardo Bedregal

Sebastian Borgarello

Pedro Gomes

Steve Fekete

Jesus Barron

Felipe Perez

Mathew Taylor

Jurgen Sorgenfrei