



Decreto nº 10.320, de 9 de abril de 2020.

Subcomitê 2:
**Metodologia para a Definição de Parâmetros Técnicos e
Econômicos das Licitações de Partilha de Produção**

Brasília, abril de 2021.

Integrantes do Programa de Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – BidSIM.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Rafael Bastos da Silva
Jair Rodrigues dos Anjos
Carlos Agenor Onofre Cabral
Diogo Santos Baleeiro
Clayton de Souza Pontes

CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Gustavo Henrique Ferreira
Gustavo Cerqueira Ataíde
José Mauro Esteves dos Santos
Rogério Alexandre Regina

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Gustavo Gonçalves Manfrim
Maurício Marins Machado
Romário de Oliveira Batista
Hugo Manoel Marcato Affonso

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Dirceu Cardoso Amorelli Junior
Ronan Magalhães Ávila
Renato Lopes Silveira
Claudio Jorge Martins de Souza

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (CONVIDADO)

Heloísa Borges Esteves
Marcos Frederico Farias de Souza
Marcelo Cavalcanti

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

CASA CIVIL

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de petróleo e gás natural no Brasil poderá atingir, em 2030, aproximadamente 7 milhões de barris de petróleo equivalente por dia, posicionando o País entre os cinco maiores produtores e exportadores de petróleo do mundo. A maior parte desta produção virá do Pré-sal.

Tais projeções consideram a continuidade das ofertas/contratação de áreas para exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. As rodadas de licitações promovidas pela Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) são fundamentais para garantir o crescimento sustentável da produção petrolífera no médio e no longo prazo, bem como da indústria de bens e serviços a ela associada.

Pelos expressivos números do setor, relevância no produto interno bruto (PIB) e benefícios socioeconômicos advindos dessas atividades, é notório que os procedimentos licitatórios de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural são estratégicos para o desenvolvimento do País, como mecanismo de atração de investimentos, notadamente privados, de maximização dos recursos da União, de recolhimento de royalties e tributos para a União, estados e municípios e de aumento da competitividade na indústria do petróleo nacional.

Neste contexto, e considerando que o Brasil compete globalmente por investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural, foi publicado em 13 de abril de 2020 o Decreto nº 10.320, que instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM) e criou o seu Comitê Interministerial Executivo.

A finalidade do programa é aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural, cabendo ao Comitê Interministerial Executivo, composto por membros do Ministério de Minas e Energia (MME), Casa Civil da Presidência da República (CC), Ministério da Economia (ME), ANP e a convidada EPE, propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos regimes de contratação, nas

metodologias de estabelecimento dos seus parâmetros técnicos e econômicos, na definição de áreas estratégicas e nas simulações de modelagem que embasam as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Destaca-se, ainda, que a instituição do programa teve fulcro em recomendação do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, mediante a Resolução CPPI nº 103, de 19 de novembro de 2019.

Em sua primeira reunião ordinária, realizada em 15 de junho de 2020, o Comitê Interministerial Executivo do BidSIM aprovou a criação de três subcomitês para tratar de temas específicos ligados aos objetivos do programa, a saber:

Subcomitê 1 - Regimes de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios;

Subcomitê 2 - Metodologia para a Definição de Parâmetros Técnicos e Econômicos das Licitações de Partilha de Produção; e

Subcomitê 3 - Metodologia para Classificação de Áreas Estratégicas.

Sendo assim, o Subcomitê 2¹ tem como objetivo geral o estabelecimento de metodologia para definição dos parâmetros técnicos e econômicos das licitações de partilha de produção a ser utilizada na valoração das áreas a serem licitadas, bem como a preparação e validação de um simulador para replicação desses parâmetros em leilões de partilha.

Nesse contexto, este Relatório busca propor a citada metodologia, incluindo a validação e ajustes do Simulador elaborado pela ANP para fins de Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) de blocos em regime de partilha. Desta forma, dá-se cumprimento a este item da agenda de trabalho do Subcomitê 2 do BidSIM.

O presente documento, para além desta introdução, caracterizada no capítulo 1, conta ainda com oito capítulos. O capítulo 2 trata de breve contextualização das rodadas de licitações de blocos exploratórios e da necessidade de sistemas fiscais eficientes. O capítulo 3 dispõe sobre a metodologia proposta para a definição dos

¹ Inicialmente o Ministério da Economia coordenou os trabalhos do Subcomitê II, mas esta função foi transferida para o Ministério de Minas e Energia por deliberação conjunta do Comitê do BidSIM, conforme Ata da 10ª Reunião Ordinária do Comitê Interministerial – MME/ANP/Casa Civil/ME – por Videoconferência em 10/11/2020. Na ocasião, entendeu-se que o MME deveria coordenar o trabalho, tendo em vista que possui a atribuição legal de propor ao CNPE os parâmetros das rodadas de licitação e da oferta permanente.

parâmetros técnicos e econômicos das licitações de partilha de produção. O capítulo 4 apresenta a parametrização dos dados de entrada. O capítulo 5 cuida das premissas e dos processamentos automáticos do modelo. O capítulo 6 contempla os resultados obtidos a partir da modelagem adotada. O capítulo 7 versa sobre os aprimoramentos aplicados ao simulador. O capítulo 8 discorre acerca da forma de apresentação ao CNPE das estimativas de composição de bônus de assinatura e de alíquota de óleo lucro, bem como os níveis de cargas fiscais associados. O capítulo 9 encerra com considerações finais.

ÍNDICE

1.	<i>INTRODUÇÃO</i>	3
2.	<i>CONTEXTUALIZAÇÃO</i>	8
2.1.	Sistemas Fiscais Eficientes	8
2.2.	Progressividade e Flexibilidade.....	9
2.3.	Neutralidade	11
3.	<i>DIRETRIZES DA METODOLOGIA</i>	11
4.	<i>PARAMETRIZAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA</i>	12
4.1.	Volume de óleo in situ (VOIP).....	13
4.2.	Estratégia de Desenvolvimento	14
4.3.	Dos Investimentos (CAPEX) e Custos Operacionais (OPEX).....	15
4.4.	Curvas de Produção para Petróleo e Gás Natural	16
4.5.	Preços de Petróleo.....	17
4.6.	Estimativa de Diferencial de Qualidade no Preço do Óleo (<i>Quality Spread</i>).....	24
4.7.	Preços do Gás Natural.....	25
4.8.	Da Avaliação dos Modelos de Projeção de Preços	31
4.9.	Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)	33
4.10.	Taxa de Desconto da União	35
4.11.	Entrada de Dados no Simulador BidSIM.....	36
5.	<i>PREMISSAS E PROCESSAMENTOS AUTOMÁTICOS</i>	38
5.1.	Cálculo dos Tributos e das Participações Governamentais	38
5.2.	Construção do Fluxo de Caixa e do Fluxo de Caixa descontado	46
5.3.	Valor Monetário Esperado (VME).....	47
5.4.	Depreciação (exaustão) de Ativos	47
5.5.	Teto de Recuperação do Custo em Óleo	49
5.6.	Excedente em Óleo da União	50
5.7.	Processamentos Especiais	52
6.	<i>SAÍDAS DO MODELO</i>	53
6.1.	<i>Government Take</i> (Carga Fiscal)	53
6.2.	Arrecadação Governamental e Arrecadação Governamental Descontada.....	54
6.3.	Indicadores Fiscais	55
6.4.	Indicadores Econômicos	56
7.	<i>APRIMORAMENTOS DO SIMULADOR BidSIM</i>	57
7.1.	Premissas variáveis ano a ano	57
7.2.	Distribuição da Arrecadação entre União, Estados e Municípios.....	60

7.3.	Análise de Sensibilidade	60
8.	<i>PREPARAÇÃO DE ESTIMATIVAS PARA DELIBERAÇÃO DO CNPE</i>	61
8.1.	Fluxograma de Contratação de Blocos Exploratórios	61
8.2.	Apresentação dos Cenários de Carga Fiscal, Bônus de Assinatura e AOL	62
9.	<i>CONCLUSÃO</i>	66
10.	<i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	67

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1. Sistemas Fiscais Eficientes

As rodadas de licitações de blocos exploratórios são o principal meio de acesso das empresas petrolíferas a áreas para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção, tendo grande importância para o fortalecimento da indústria petrolífera no País, além de gerar emprego e renda.

Assim, é de interesse da União a realização com sucesso de licitações de blocos no intuito de assegurar a alocação de investimentos que assegurem a produção petrolífera no médio e no longo prazo, mantendo aquecida a atividade de pesquisa de hidrocarbonetos no Brasil.

Não obstante, tem sido desafiador estabelecer parâmetros técnicos e econômicos que, de um lado maximizem a receita governamental e, de outro, sejam adequados à manutenção do interesse das empresas nas áreas a serem licitadas. Esse interesse do mercado está relacionado à rentabilidade dos projetos cuja taxa de retorno depende da carga fiscal aplicável.

Para entender melhor a dimensão do desafio, deve-se levar em conta que a atividade de E&P de petróleo e gás natural (E&P) tem características peculiares, que tornam a estruturação de um modelo de tratamento dos parâmetros técnicos e econômicos algo bastante complexo, quais sejam: elevados custos afundados; longos períodos de produção; altas rendas econômicas; desafios geológicos e grandes riscos econômicos (que podem resultar em taxas de retornos elevadas, em caso de sucesso, ou em grandes prejuízos, em caso de fracasso). Destaca-se que nenhuma destas características é exclusiva do setor de E&P de petróleo e gás natural, mas a singularidade decorre da escala em que ocorrem.

Neste contexto, diversos estudos têm buscado identificar o que torna os sistemas fiscais de E&P eficientes² e quais características fazem com que o bem-estar social seja maximizado. Esses estudos indicam, com poucas variações, a progressividade

² Cita-se, dentre outros Daniel, Keen, & McPherson (2010) e Tordo (2007). Uma revisão da literatura pode ser obtida em Smith (2012).

como fator essencial para a sua eficiência. A principal vantagem desta característica decorre da estabilidade e neutralidade que tende a conferir a tais sistemas.

2.2. Progressividade e Flexibilidade

Conforme pontuado, as atividades de E&P têm características que as tornam peculiares. Estas características, unidas à elevada escala com que ocorrem, impõem um importante risco ao potencial investidor, denominado na literatura de “consistência temporal”.

A consistência temporal se refere às situações em que os tomadores de decisão alteram suas preferências ao longo do tempo tornando-as inconsistentes em relação a outro momento³. Para as atividades de E&P, este problema se manifesta por meio da tendência dos Países Hospedeiros (PHs) de impor taxações adicionais após a realização de gastos afundados (e, portanto, irreversíveis). Nessas condições, sendo a base fiscal relativamente inelástica a aumentos de tributação após a realização de gastos afundados, há tendência de não ocorrer reduções relevantes de produção, caso a taxação⁴ extra seja imposta. Esse quadro se intensifica em face da existência de elevadas rendas associadas às atividades E&P, o que potencializa a pressão por aumento da Carga Fiscal⁵ (CF).

Esse risco, evidentemente, tende a retrainir o interesse do investidor e torna o sistema fiscal menos eficiente.

Reduzir a percepção desse risco é, portanto, fundamental para que o regime fiscal ganhe eficiência. As decisões de investimento dependem da confiança de que o arcabouço não será alterado ao longo do tempo. Em outras palavras, a eficiência do sistema fiscal de E&P depende da credibilidade da política tributária para o setor.

³ Para maiores detalhes sobre o problema da consistência temporal no setor de E&P ver Osmundsen (2010).

⁴ Neste caso, governo se aproveita da existência de projetos maduros para aumentar a taxação subitamente, fazendo com que as empresas passem a estar diante de uma decisão de minimização de prejuízos. Desconsiderando-se os custos afundados e com apenas os custos marginais de manutenção (operacionais) na fase de produção, empresas têm margens de lucro extremamente elevadas que podem ser sobretaxadas pelo governo sem afetar as decisões de produção.

⁵ Definida como o quociente entre toda a arrecadação estatal e o lucro do empreendimento. A arrecadação estatal compreende todos os tributos (diretos e indiretos) em todas as esferas de governo, bem como os instrumentos de arrecadação não tributários, como as participações governamentais.

Sistemas fiscais capazes de capturar eventuais elevações de renda (e vice-versa) tenderão, evidentemente, a ser mais estáveis, uma vez que se antecipam às pressões por recrudescimento dos instrumentos arrecadatórios. Os regimes fiscais que têm esta característica são justamente os progressivos, aqueles que se aplicam sobre o lucro (ou uma *proxy* deste) e cuja dinâmica da alíquota acompanha a dinâmica da lucratividade.

A progressividade, assim, só pode ser obtida por meio de instrumentos flexíveis, que permitam mudanças de alíquota para acompanhar a lucratividade. Cumprida esta condição, a probabilidade de que o regime fiscal seja alterado é reduzida, já que o próprio sistema passa a dispor de características dinâmicas, antecipando-se às pressões por modificação de regra. A estrutura fiscal passa a contar com maior credibilidade.

Veja-se, por exemplo o que diz Land sobre o assunto:

“Ideally, the tax system should be designed with the flexibility to extract the different rents actually generated by deposits under dynamic price and cost conditions on an ex-post basis. This requires, in any individual case, that the higher the profitability of resource exploitation, the greater the share of total benefits that accrues to the host country. Where this positive correlation exists, the system is said to be progressive” (2010, p. 245)

E vai além: *“...if fiscal terms are perceived to be susceptible to adverse change of an unknown magnitude on a unilateral basis, this would increase perceived risk, raise the minimum rate of returns and therefore reduce rent potential”* (2010, p. 246). O autor conclui da seguinte forma:

“The key therefore would seem to be to build flexibility into tax system so that it can accommodate changes to economic circumstances that fiscal rigidity could not cope with. By reducing the likelihood of a change of fiscal terms would be imposed unilaterally, such flexibility would reduce the perception of risk. It follows that the lower the compensation sought by investors

for risk, the greater will be the number of projects undertaken and the greater the rent available from each.” (Land, 2010, p. 247)

2.3. Neutralidade

Outra característica que traz eficiência aos sistemas fiscais é a neutralidade. Sistemas fiscais de E&P são neutros quando não alteram as decisões de investimento, não afetam a velocidade de extração do recurso, nem as decisões de abandono⁶. Em outras palavras, não causam distorção nas decisões de investimento, nem na dinâmica econômica dos projetos de E&P.

Sendo o lucro, ao mesmo tempo, o motivador das decisões econômicas e a fonte de recursos dos sistemas fiscais, a neutralidade requer que sua extração se dê sem que sua estrutura de geração seja alterada. Isto pode ser obtido por meio da vinculação da base de cálculo do instrumento fiscal ao lucro do projeto.

A aplicação de qualquer alíquota diferente de zero ao lucro garante que o agente seja remunerado por seus investimentos. O instrumento fiscal com este atributo extrai apenas parte do lucro, o que assegura a manutenção da estrutura de incentivos.

Os sistemas fiscais de E&P serão, portanto, tanto mais eficientes quanto mais progressivos, flexíveis e neutros. Estes foram, portanto, os norteadores da metodologia que se buscou analisar na definição de parâmetros técnicos e econômicos das licitações de partilha de produção.

3. DIRETRIZES DA METODOLOGIA

Como será visto na sequência, a metodologia analisada e sugerida para valoração das áreas licitáveis foi a do fluxo de caixa descontado (FCD), a partir da hipótese de que serão disponibilizados para os cálculos os volumes de hidrocarbonetos e a estratégia de exploração (CAPEX e OPEX) associados à área cuja análise se pretende fazer inferência.

Na definição da metodologia, optou-se por um modelo conceitual com um conjunto de variáveis de entrada, premissas e saídas. Esta abordagem é pautada na

⁶ Daniel, P., & et al. (2010).

Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014, que aprovou o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR), o qual estabelece critérios para sua estimativa, classificação e categorização.

No modelo conceitual baseado no FCD, considera-se que o Valor Presente Líquido (VPL) hipotético de um dado projeto de exploração que pode ser calculado por meio da replicação da estratégia de exploração de projetos de exploração análogos, cujos dados realizados representariam a melhor informação disponível para a construção do fluxo de caixa hipotético do projeto em estudo. Esta sistemática tem sido usada nos leilões para aquisição de direitos exploratórios, sendo aceita pelo mercado e pelos órgãos de controle. Durante as discussões nos fóruns do BidSIM foi decidido, de forma consensual, que seria essa a base conceitual do modelo.

O FCD é um método tradicional no qual se estima o valor esperado dos fluxos de caixa trazidos a valor presente, levando em conta uma taxa de desconto ajustada ao risco percebido pelo mercado. Apesar disso, nas licitações de partilha da produção, onde o *profit share* integra as receitas governamentais, esse modelo se apresenta bastante útil para precificação de blocos.

Vale registrar que a utilização dessa metodologia tem sido usada na avaliação econômica dos leilões de partilha da produção, bem como na avaliação dos excedentes da Cessão Onerosa, tem sido sucessivamente aprovada pelo Tribunal de Contas da União, por ocasião de sua prévia manifestação quanto à regularidade das licitações correspondentes.

4. PARAMETRIZAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA

A Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE) elaborou o PRMS (*Petroleum Resources Management System*) com o objetivo de apresentar um padrão único de definições de recursos petrolíferos para a indústria e as entidades internacionais financeiras e regulatórias. A primeira versão foi publicada em 2007. Em 2018, foi realizada atualização e correção de ambiguidades, de declarações incompatíveis e de ideias incompletas.

O PRMS é amplamente aceito como padrão da indústria petrolífera na estimativa de reservas e recursos. No entanto, não impõe obrigações legais. Importa

registrar que a ANP usa a terminologia do PRMS na Resolução ANP nº 47/2014⁷. Com base nos seus critérios, os projetos devem ser classificados por probabilidade de comercialidade e por nível de incerteza de quantidades recuperáveis. As estimativas categorizadas por nível de incerteza são informadas no Boletim Anual de Reservas (BAR) publicado pela ANP, por campo, e discriminadas por reservatórios e por tipo de hidrocarboneto.

Por estas razões, este documento buscou replicar os padrões do PRMS.

4.1. Volume de óleo *in situ* (VOIP)

Nos termos da Resolução ANP nº 47/2014, o volume de óleo *in situ* (denominado volume de óleo *in place*, em inglês) é classificado em duas categorias: descoberto e não descoberto.

Em blocos a serem licitados, são estabelecidos programas exploratórios mínimos e, em geral, as informações disponibilizadas são suficientes apenas para encorajar investimentos nos níveis de risco iniciais, dos bônus de assinatura e dos custos exploratórios. Nessa fase, após a obtenção do direito de explorar determinada área, começam as atividades para a busca dos reservatórios que possuam óleo ou gás dentro dos limites do bloco.

Assim, o VOIP considerado nos leilões é um volume definido a partir de informações de alcance limitado, podendo, conseqüentemente, apresentar grandes variações em relação ao VOIP efetivo, aos níveis de gás e de contaminantes presentes no reservatório, além de outros fatores que podem conduzir o projeto ao insucesso.

A estimativa da potencialidade econômica das áreas oferecidas em licitação tem como um de seus parâmetros a inferência do volume de petróleo contido nos reservatórios, denominado VOIP. Trata-se, evidentemente, de valor hipotético, resultado da concatenação de diversas análises. É por esta razão que esta variável é geralmente expressa como uma função distribuição acumulada (CDF) do volume, sendo

⁷ Apresentação realizada pela DeGolyer and MacNaughton em 27 de julho de 2020, ao SCT II, por videoconferência.

informada juntamente com os percentis, seguindo, geralmente, uma distribuição *log-normal*.

Convencionou-se fazer referência aos VOIPs em função da probabilidade de sua ocorrência na forma Px , em que “x” representa a probabilidade de que o VOIP exceda os valores informados.

Assim, quando se indica $P10 = 600$ MMbbl (milhões de barris) significa que há 10% de probabilidade de que o VOIP seja superior a 600 MMbbl.

O cálculo da potencialidade da área elenca alguns valores pontuais da distribuição. Em geral, o “ponto” utilizado para o cálculo é o valor médio⁸, este parâmetro é utilizado para se definir o cenário base, mas para se utilizar o P50 os casos P10 e P90 também devem ser contemplados nas análises.

4.2. Estratégia de Desenvolvimento

O desenho da **Estratégia de Desenvolvimento** depende de estudos geológicos prévios à modelagem econômica. Esses estudos são conduzidos pela ANP com base nos modelos estáticos e dinâmicos de reservatório e no modelo de fluxo, buscando definir o número e a localização de sistemas de produção e, para cada um deles, (i) a data de início de produção; (ii) o número, as características e o cronograma de perfuração e completação de poços produtores e injetores; (iii) características das unidades de produção e dos sistemas de coleta e escoamento; e (iv) o cronograma de entrada de poços, entre outras especificidades.

Os estudos técnicos para delinear a estratégia de desenvolvimento dos campos visam oferecer maior transparência e segurança às empresas licitantes e aos órgãos públicos responsáveis pelas avaliações. Necessariamente, os detalhes da estratégia proposta pela ANP devem ser registrados em notas técnicas específicas⁹, para replicação do cronograma de entrada em operação dos módulos (UEP), dos poços e das unidades submarinas nos modelos de análise econômica.

⁸ Rose, P.R., 2001. *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures (Vol. 12)*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.

⁹ Para referência, citamos a Nota Técnica 17/2019/SDB/ANP-RJ que apresentou as estratégias de desenvolvimento das áreas da 7ª Rodada de Licitação em Regime de Partilha.

Nesses estudos, busca-se avaliar se a quantidade de poços injetores está adequada ao número de produtores, sendo suficiente para: i) manter a pressão do reservatório elevada para melhor eficiência de exploração do mesmo; ii) reinjeção da corrente do gás rica em CO₂ de modo a atender o teor máximo de 3% de CO₂ para exportação.

4.3. Dos Investimentos (CAPEX) e Custos Operacionais (OPEX)

O cronograma de distribuição dos investimentos (Curva de Investimentos – CAPEX) e dos custos operacionais (Curva de Operação – OPEX) está fortemente relacionado à execução da estratégia de exploração avaliada e aprovada pela ANP para o desenvolvimento de uma área.

Despesas típicas de investimentos, tais como poços (perfuração e completação), unidades submarinas (SUBSEA), unidades estacionárias de produção (UEP) e custo de abandono, são determinantes para que se consiga chegar ao reservatório de petróleo e gás natural e se estime com relativa precisão a parcela do VOIP a ser extraída. O mesmo se dá com os custos operacionais (fixos e variáveis), pois estes serão usados para manter o fluxo de extração ao longo do tempo, garantindo que a curva de produção estimada do projeto seja factível.

Conforme comentado anteriormente, a definição prévia da estratégia de exploração visa oferecer maior transparência e segurança às empresas licitantes e aos órgãos públicos responsáveis por avaliações e fiscalizações posteriores. Já os estudos técnicos buscam estimar a quantidade e o cronograma de entrada em operação dos sistemas de produção, poços, unidades submarinas e sistemas de coleta e escoamento, entre outras especificidades, têm-se melhores estimativas da curva de produção futura. Além disso, como estas avaliações são realizadas sobre os dados do modelo estático e dinâmico de reservatório e do modelo de fluxo, não seria adequado supor que alterações nesses dispêndios viessem a ocorrer sem que as curvas de produção fossem afetadas.

Em decorrência disso, os custos com CAPEX e OPEX são considerados como dados firmes e servem para que se faça o estudo da viabilidade econômica do projeto,

buscando-se inferir se as receitas associadas às curvas de produção estimadas são suficientes para cobrir os custos e remunerar adequadamente os investidores e o poder público.

No Simulador BidSIM¹⁰, as informações de investimentos e de custos são informadas nas áreas (pastas) “Parâmetros e métricas” e “Produção e instalações”, sendo consideradas para efeito do cálculo de depreciação (CAPEX), da recuperação do custo em óleo, do imposto de renda e do fluxo de caixa (CAPEX e OPEX).

4.4. Curvas de Produção para Petróleo e Gás Natural

A estimativa das curvas de produção de óleo e de gás natural, a partir de informações sobre as reservas existentes e a estratégia de exploração, constitui uma das tarefas mais desafiadoras da engenharia do petróleo. Para estimativa dos custos de produção (CAPEX e OPEX), pode-se utilizar bancos de dados específicos, a exemplo do IHS QUEŞTOR. Para áreas exploratórias as curvas de produção são construídas por analogia com campos produtores do mesmo porte ou análogos geológicos compatíveis. Para áreas em desenvolvimento e em produção é utilizada a técnica de simulação de reservatório.

Para resultados satisfatórios, faz-se necessário a formulação prévia da estratégia de exploração que conterà o arranjo de entrada dos investimentos necessários à exploração (UEP, Poços, SUBSEA, etc.). Tipicamente, uma curva de produção por Unidade Estacionária de Produção (UEP) se divide em três fases distintas: Rampa, Platô e Declínio¹¹.

Nesse respeito, no Simulador BidSIM essas curvas de produção são construídas para cada UEP individualmente, considerando-se número de poços, fator de recuperação e volumes produzidos.

¹⁰ Simulador BidSIM tem por base modelo elaborado pela ANP e cedido ao MME após a avaliação e deliberação do Comitê do BidSIM, conforme Ata da 7ª Reunião Ordinária do Comitê Interministerial – MME/ANP/Casa Civil/ME – por Videoconferência em 11/09/2020.

¹¹ Terry, R.E., Rogers, J.B. and Craft, B.C., 2015. *Applied petroleum reservoir engineering*. Pearson Education.

4.5. Preços de Petróleo

Trata-se de um parâmetro econômico de grande relevância, pois impacta fortemente na renda a ser obtida com a produção do campo, uma vez que a venda de petróleo é a fonte principal de recursos. Para avaliação do Subcomitê 2 do BidSIM, foram recebidos modelos de estimação elaborados pelo Ministério da Economia (ME) e ANP; e pela EPE.

Modelo de Preço Único de Petróleo, pela média histórica

A Resolução ANP nº 703, de 26 de setembro de 2017, estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo em BRL/m³ produzido mensalmente em cada campo, da seguinte forma:

$$Pref = TC \times 6,2898 \times (PPref + Dq)$$

Em que:

Pref - Preço de Referência do Petróleo nacional produzido em cada campo, em reais por metro cúbico;

TC - média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês;

PPref (preços do Brent) é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo utilizado como referência internacional para preço de petróleo; e

Dq - diferencial de qualidade entre petróleo nacional e o Petróleo de Referência, em dólares americanos por barril.

A Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (SECAP), do Ministério da Economia, e a Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (SAG), da ANP, apresentaram modelo inicial para a apuração da variável Preço do Brent (*PPref*), que, assim como na referida Resolução da ANP, também se baseia em média mensal de preços de petróleo utilizado como referência internacional.

Parte deste modelo de estimação de preços de Brent é inspirado na Seção 4.5.4 - Preço de referência do Brent – da Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019, qual seja:

Como fonte de informação para o preço do Brent foram utilizados os dados fornecidos pela U.S. Energy Information Administration - EIA (Quandl, 2019) para o *Europe Brent Spot Price FOB*, com periodicidade mensal, que é calculado pelo EIA a partir de dados diários, tomando uma média não ponderada dos preços à vista de fechamento diários. Segundo Downey (2009, Capítulo 5, pg. 77), a EIA é uma das fontes de informação estatística mais confiável para a indústria do petróleo, o que inclui os dados históricos de preço nominal de referência do óleo cru.

Rose (2001, Capítulo 4, pg. 52) recomenda que se utilize na avaliação de projetos a média histórica dos preços reais (inflacionados) do óleo para os últimos trinta anos, pois esse período é compatível com a vida útil de um campo de petróleo. Por esse motivo, essa média histórica englobará efeitos e variações de choques de preços que possam ocorrer ao longo da vida útil típica de um campo de petróleo.

O óleo é negociado globalmente em dólares americanos - USD (Downey, 2008, Capítulo 17, pg. 323), por esse motivo os preços nominais do Brent foram atualizados com o índice de preços ao consumidor CPI-U, como recomendado por padrão pelo *Bureau of Labor Statistics dos Estados Unidos da América* (Los Angeles Times Data Desk, 2018; European Central Bank, 2015).

A série histórica para o preço nominal e real (inflacionado) dos últimos 30 anos está ilustrada na Figura 2.

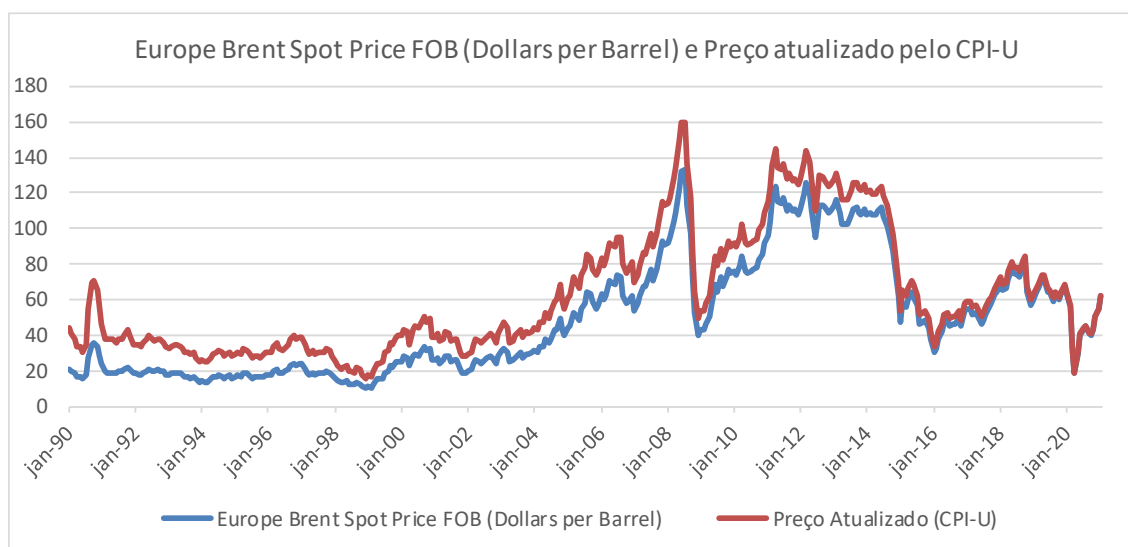


Figura 2: preço nominal e real (inflacionado) dos últimos 30 anos

Tendo em vista que a distribuição de preços históricos atualizados apresenta uma cauda tendendo para a direita e grande dispersão, diante disso, foi feita uma transformação logarítmica no sentido de melhorar o resultado e a estimativa de normalidade apurada por Jarque Bera, o que melhorou de fato, mas em ambas as séries não foi alcançado o índice de normalidade do teste. Diante disso, utilizou-se a série de preços com transformação logarítmica. Em seguida, com base na média e desvio padrão da série histórica de preço do Brent atualizada pelo CPI-U, foi realizada uma simulação de Monte Carlo (normal padronizada), que assim é denominada porque utiliza um processo aleatório para a geração de números, dada a distribuição de probabilidade da variável que está sendo simulada, na forma do histograma apresentado na Figura 2. O processo de simulação é simples e replicável, sendo gerados 30.000 números aleatórios para as variáveis em análise, a partir da normal padronizada, com média (μ) = 0 e desvio padrão (σ) = 1.

Com base nos números aleatórios sorteados, a média e o desvio da série histórica atualizada de preço, obtém-se 30.000 resultados diferentes para o Preço do petróleo, usando a equação abaixo (1) de forma simples e replicável. Após a aplicação da simulação, os valores para os Preços do Petróleo são estimados na forma de uma função densidade de probabilidade para aplicação de estatística descritiva.

$$PEP_i = \mu_{PP} + (\sigma_{PP} \cdot X_{1i}) \quad (1)$$

$$\mu_{PEP} = \frac{\sum_{i=1}^n (PEP_i)}{n} \quad (2)$$

Em que:

PEP_i = Preço Esperado do Petróleo de cada iterações;

μ_{PEP} = média dos Preços Esperados do Petróleo;

μ_{PP} = média do Preço do Petróleo da série histórica atualizada;

σ_{PP} = desvio padrão do Preço do Petróleo da série histórica atualizada;

X_{1i} = variável aleatória com distribuição normal padrão $X \sim N(0,1)$, e

i = iterações realizadas ($i=1, 2, 3, \dots$).

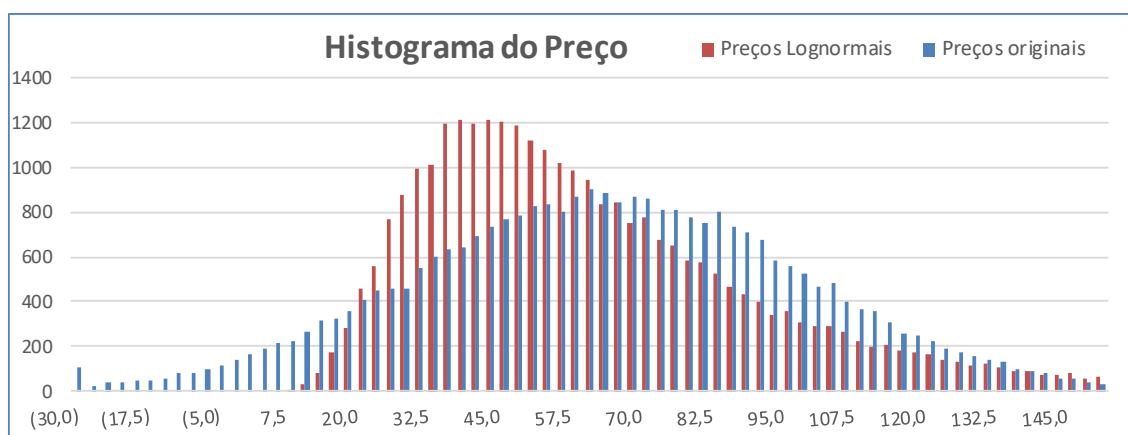


Figura 3: Histograma de preços

O grau de incerteza em torno da determinação do valor apropriado ao projeto pode variar, a depender da natureza de diferentes parâmetros (custos, prazos, VOIP riscado), da conjuntura econômica e de outros fatores. No tocante ao preço de Brent de referência, a incerteza pode ser atenuada pela utilização de um intervalo de confiança a ser aplicado ao preço. Estima-se que se o preço variar até um desvio abaixo do ponto central e até um desvio acima do ponto central, os resultados pela transformação logarítmica dão um intervalo de confiança em torno de 68,4%. Essa proposição vai ao encontro de dar mais opções para o Gestor para fins de tomada de decisão, afinal, a conjuntura econômica muda ao longo do tempo, assim como também muda a expectativa de mercado. Por fim, ressalta-se a simplicidade e replicabilidade de tal modelo.

Neste caso, o modelo proposto pela SECAP/ME gera um preço único de petróleo que serviria para estimação do valor econômico das áreas em oferta no Simulador BidSIM. Ou seja, a curva de preços seria invariável no tempo.

Cenarização de Preços do Petróleo

Visando subsidiar estudos do planejamento energético nacional, a EPE vem aprimorando sua metodologia para projeção de preços de petróleo como forma de apoio aos planos decenais (PDEs). Ademais, em 2020, estudos complementares¹²

¹² Por meio das Notas de Esclarecimento *NE-EPE-DPG-SDB-Abast-2020-05*, de 21 de julho de 2020, e *NE-EPE-DPG-SDB-Abast-2020-21*, de 28 de dezembro de 2020.

serviram de suporte à decisão do Ministério de Minas e Energia congruentes ao 2º Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (LVECO), contendo o detalhamento das principais premissas e considerações para a elaboração das trajetórias de preços de petróleo *Brent*.

Conforme Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-SDB-Abast-2020-05, o cenário de referência da EPE para os preços de petróleo engloba a concepção de variados contextos, nos quais os agentes de mercado e demais partes interessadas deverão perfilar suas decisões nos próximos anos. Nesse sentido, ressaltam-se os excertos da citada Nota:

O cenário de referência da EPE para os preços de petróleo contempla a retomada gradual da economia mundial e da demanda por petróleo no curto prazo. Paralelamente, considera-se também uma maior atuação da Opep+ na busca pelo equilíbrio entre oferta e demanda no mercado internacional de petróleo, levando a uma recuperação gradativa dos preços nos próximos anos.

No médio/longo prazo, o cenário de referência considera um contexto de redução da capacidade ociosa da Opep e de declínio da produção petrolífera não convencional dos Estados Unidos. Ademais, assume-se que a redução de investimentos em E&P deverá limitar a expansão da capacidade de produção. Nesse cenário retratado, a retomada do crescimento da demanda mundial de petróleo exigirá o desenvolvimento da produção em regiões de fronteira exploratória, que possuem custos mais elevados. Além disso, considera-se que tecnologias e combustíveis alternativos serão amplamente difundidos à medida que se tornem economicamente competitivos, especialmente no transporte individual e na geração elétrica, deslocando gradualmente a demanda por petróleo.

No entanto, observa-se uma preocupação cada vez maior da sociedade com questões relacionadas às mudanças climáticas, à descarbonização e à velocidade de implementação da transição energética. O processo de transição em direção a uma economia menos intensiva em carbono, que já se encontrava em prática, aparentemente se intensificou durante o período de pandemia de Covid-19. Diversos governos anunciaram estratégias para acelerar a descarbonização de suas

economias, inclusive se comprometendo com a neutralidade de carbono nas próximas décadas.

Anúncios de compromissos com a neutralidade de carbono também foram feitos por diversas empresas petrolíferas nos últimos meses, com destaque para as majors europeias. Salienta-se também o maior direcionamento das estratégias de negócio para o gás natural e o maior comprometimento com investimentos em energias renováveis. Embora as metas atuais de empresas petrolíferas para renováveis demandem investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões, a maior parte das despesas de capital dessas companhias na próxima década deverá continuar focada em óleo e gás.

Relativamente às premissas da construção da **trajetória inferior**, a EPE apresentou a Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-SDB-Abast-2020-21, de 28 de dezembro de 2020, da qual se enfatizam-se os seguintes trechos:

Projetar uma trajetória inferior de preços de petróleo (ou, trajetória de baixa) é importante para a estruturação de políticas energéticas do País. Além do planejamento e da gestão estratégica, os cenários auxiliam no gerenciamento de projetos de médio e longo prazos e na elaboração de planos de contingência, minimizando os riscos de um futuro incerto. Apesar de não ser a projeção de referência da EPE, há possibilidade da ocorrência de preços permanentemente mais baixos, e essa hipótese foi respaldada em premissas robustas, tornando essa trajetória um cenário crível.

No curto prazo, um contexto de recuperação mais lenta da economia mundial após a crise sanitária poderá postergar o retorno da demanda de petróleo aos patamares pré-crise. Além disso, o crescimento do consumo poderá ser atenuado pelo aumento da eficiência energética, que tem sido objeto de investimentos há décadas. Entre alguns dos fatores que poderão reduzir a demanda estão a ampla implementação do trabalho remoto, a digitalização e a transformação digital.

Nesse cenário descrito, os governos mundiais implementariam estímulos econômicos, muitos deles com recursos direcionados às fontes de energia renováveis, mas também ao hidrogênio e ao gás natural. Assim, ao longo da

década, a demanda dessas fontes energéticas deverá crescer significativamente, em especial na geração elétrica, na indústria e nos transportes. Apesar desses estímulos, a retomada da economia no curto prazo deverá ser baseada em petróleo, havendo a necessidade de um tempo maior para que os investimentos em fontes alternativas possam deslocar de forma significativa a demanda por petróleo. Além disso, a lenha e o carvão, ainda amplamente utilizados, devem ser o foco das políticas ambientais no curto prazo, podendo ser substituídos pelo gás natural em algumas aplicações, mas sendo mais facilmente substituídos por derivados de petróleo, o que deve impedir uma queda mais imediata da demanda desses produtos. Portanto, neste cenário, projeta-se uma demanda por petróleo levemente crescente no curto prazo, a despeito do maior alinhamento entre políticas energéticas e ambientais.

As projeções da EPE para as trajetórias de baixa e de referência do preço spot do petróleo Brent são apresentadas na Figura 1. Para efeito comparativo, também estão ilustradas projeções de longo prazo da Agência Internacional de Energia (IEA) e de empresas petrolíferas.

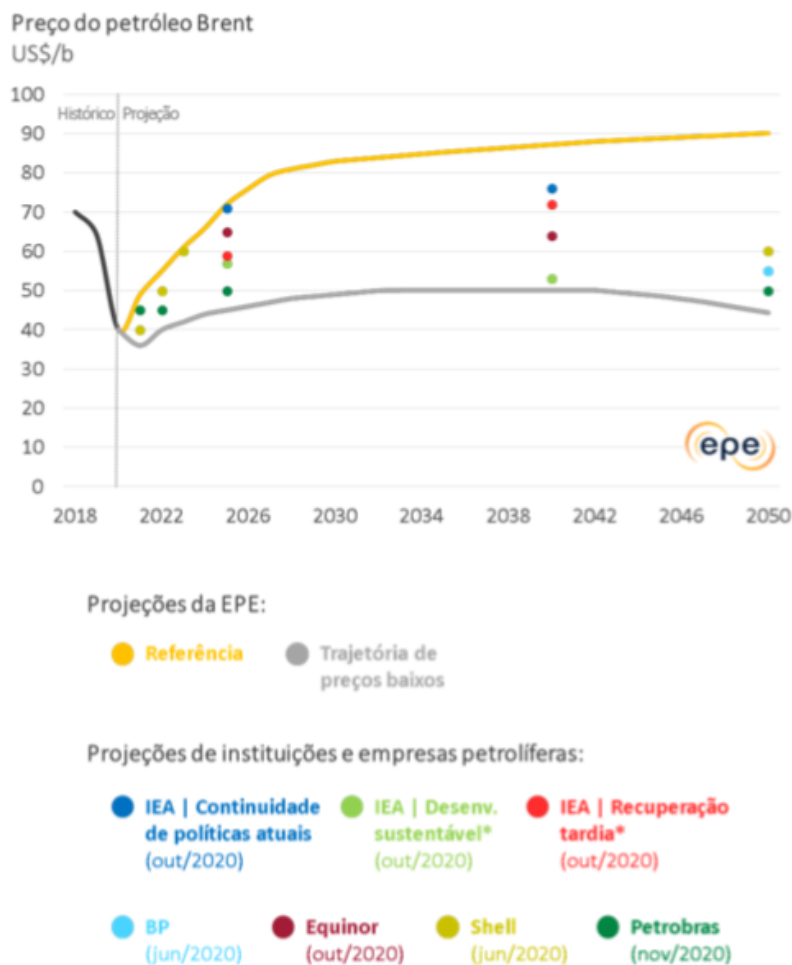


Figura 1 - Comparação das trajetórias da EPE com projeções de agentes de mercado para os preços do Brent

Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [EIA \(2020a\)](#) e projeções de [BP \(2020a\)](#), [EQUINOR \(2020\)](#), [IEA \(2020\)](#), [PETROBRAS \(2020\)](#) e [SHELL \(2020\)](#).

(...) A trajetória de baixa apresenta-se intensamente disruptiva, especialmente para a indústria do petróleo.

No Simulador BidSIM, a curva de preços de petróleo e o respectivo desconto do *spread* de qualidade podem ser individualizados por projeto, para fins do cálculo de sua valoração econômica. Contudo, por simplificação adotou-se a curva de preços do Brent para todos os projetos avaliados numa mesma rodada.

4.6. Estimativa de Diferencial de Qualidade no Preço do Óleo (*Quality Spread*)

Para cálculo do diferencial de qualidade do preço de venda do óleo, foi adotada a aplicação prática do Preço de Referência do Petróleo da ANP, presente nas sessões 4.5.6.1 e 4.5.6.2 da Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019.

4.7. Preços do Gás Natural

Tal como no caso do petróleo, foram recebidos modelos de estimação do preço do gás natural elaborados pelo ME e ANP; e pela EPE, para fins de avaliação do Subcomitê 2 do BidSIM. Via de regra, este parâmetro tem peso pequeno quando comparado às jazidas que contêm grandes reservas de óleo, na faixa de 2% (dois por cento) a 5% (cinco por cento) para projetos com produção conjunta, mas podem assumir valores expressivos a depender do volume a ser extraído. Por esta razão, trata-se de parâmetro econômico de relativa importância, pois impacta na renda a ser obtida no campo, especialmente quando o projeto é destinado exclusivamente à extração de gás natural.

Modelo de Preço Único de Gás Natural, pela média histórica

Para fins de estimação desse parâmetro econômico a SECAP/ME e SAG/ANP realizaram estudo com base em um preço de referência a nível internacional. A IHS sugere a utilização de série histórica de *Henry Hub* de 24 anos, pois trata-se de uma *commodity* amplamente utilizada. O uso de tal variável se firma em decorrência de não haver um mercado líquido de negociação de gás natural no Brasil.

Essa série histórica é baseada em (i) preços na entrega no centro de distribuição do sistema de gasoduto de gás natural Henry Hub em Erath, Louisiana; (ii) preços oficiais diários de fechamento às 14h30 do pregão da Bolsa *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) por um mês de entrega específico; e (iii) preço do gás natural (NGPL) é derivado dos dados diários de preços *spot* da Bloomberg para líquidos de gás natural em Mont Belvieu, Texas, ponderados pelos volumes de produção da planta de processamento de gás de cada produto, conforme relatado no Formulário EIA-816, "*Monthly Natural Gas Liquids Report*".

Uma vez que os dados são de referência na América do Norte, os preços nominais do gás foram atualizados com o índice de preços ao consumidor CPI-U, como recomendado por padrão pelo *Bureau of Labor Statistics* dos Estados Unidos da América (Los Angeles Times Data Desk, 2018; European Central Bank, 2015), cuja série histórica está disposta na Figura 4.

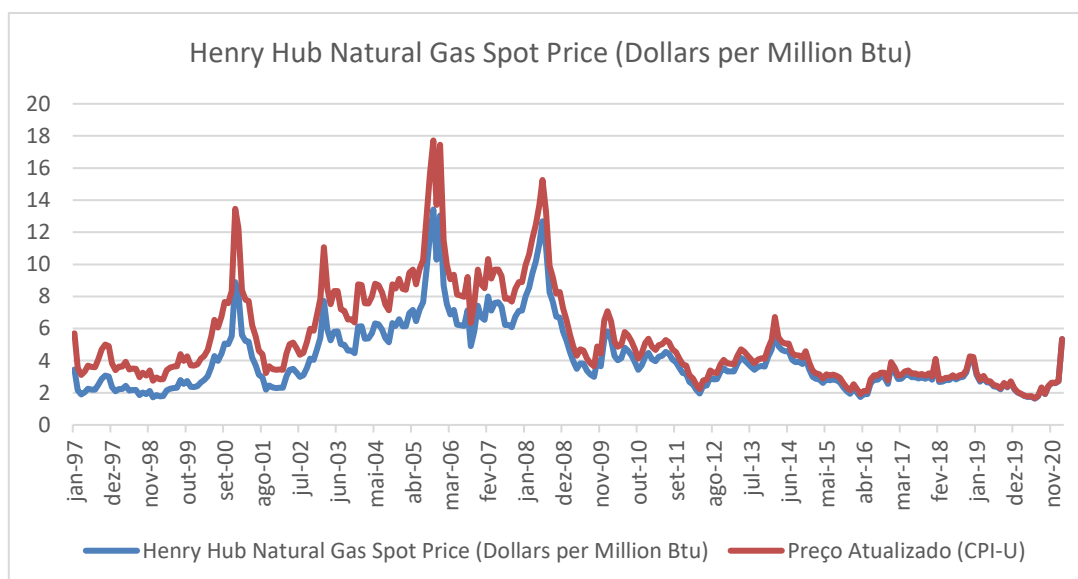


Figura 4: Preços nominais do gás atualizados com o índice CPI-U

Do mesmo modo que o preço de petróleo, a distribuição de preços históricos atualizados do gás natural possui uma cauda tendendo para a direita e grande dispersão, diante disso, foi feita uma transformação logarítmica no sentido de melhorar o resultado e a estimativa de normalidade apurada por Jarque Bera, transformação essa indicada para tais padrões, que melhorou de fato, mas em ambas as séries não foi alcançado o patamar de normalidade do teste. Diante disso, utilizou-se a série de preços nominais atualizada. Assim como no preço do petróleo, foi realizada uma simulação de Monte Carlo utilizando a série histórica de gás natural atualizada pelo CPI-U. O Processo de simulação é simples e replicável, em que, nesse contexto, gera-se 30.000 números aleatórios para a variáveis em análise, a partir da normal padronizada, com média (μ) = 0 e desvio padrão (σ) = 1. Os resultados da simulação são apresentados no histograma da Figura 5.

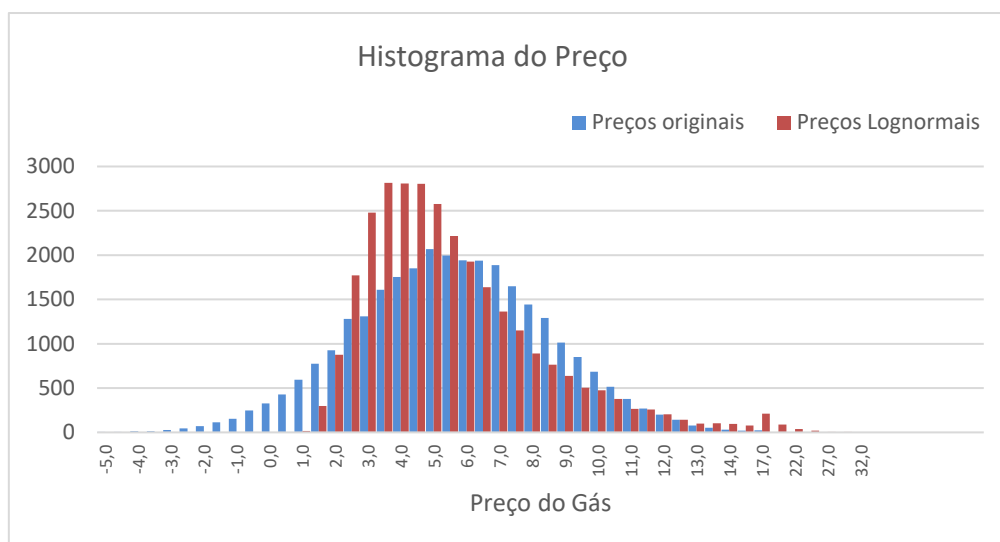


Figura 5: Histograma de preços do gás natural

Com base nos números aleatórios sorteados, a média e o desvio da série histórica atualizada de preço, são obtidos 30.000 resultados diferentes para o preço do gás empregando-se a equação abaixo (3) de forma simples e replicável. Após a simulação, os valores para os preços do gás são estimados na forma de uma função densidade de probabilidade para aplicação de estatística descritiva.

$$PEG_i = \mu_{PG} + (\sigma_{PG} \cdot X_{1i}) \quad (3)$$

$$\mu_{PEG} = \frac{\sum_{i=1}^n (PEG_i)}{n} \quad (4)$$

Em que:

PEG_i = Preço Esperado do Gás de cada iterações;

μ_{PEG} = média dos Preços Esperados do Gás;

μ_{PG} = média do Preço do Gás da série histórica atualizada;

σ_{PG} = desvio padrão do Preço do Gás da série histórica atualizada;

X_{1i} = variável aleatória com distribuição normal padrão $X \sim N(0,1)$, e

i = iterações realizadas ($i=1, 2, 3, \dots$).

Dessa forma, seria utilizado algum preço em um intervalo de confiança a ser escolhido. Caso seja escolhido variar até um desvio abaixo do ponto central e até um desvio acima do ponto central, os resultados pela transformação logarítmica dão um intervalo de confiança em torno de 68,4%, possibilitando-se mais opções para o Gestor

na tomada de decisão. Afinal, da mesma forma que a conjuntura econômica muda ao longo do tempo, também mudam as expectativas de mercado. Por fim, ressalta-se a simplicidade e replicabilidade de tal modelo.

Modelo de Trajetória de Preços do Gás Natural, pela expectativa de mercado

Também visando fornecer subsídios para aprimoramentos no procedimento de Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (LVECO), a Empresa de Pesquisa Energética apresentou estudo intitulado “Preços de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional”¹³, contendo o detalhamento das principais premissas e considerações para a elaboração das projeções de preços de gás natural no Brasil, de 2020 à 2030¹⁴.

Conforme o estudo da EPE, com base nas dinâmicas de formação de preços nos *hubs* internacionais, na internação destes valores ao Brasil, e na variação dos preços de gás natural nacional frente aos condicionantes de mercado, foi realizada uma projeção dos preços de molécula de gás natural no Brasil. Mais especificamente, foram estimados os preços do gás natural nacional, do gás natural importado via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), e do gás natural importado via GNL. Do citado estudo, transcreve-se os seguintes trechos, “*verbis*”:

No caso do gás natural nacional, estimou-se o preço ao qual cada tipo de gás natural (terra, mar, associado, não associado, pré-sal, pós-sal) já especificado (ex-UPGN) poderia ser disponibilizado ao mercado, considerando parâmetros típicos de fatores como taxa de sucesso exploratório, avaliação de risco dos projetos, gestão de portfólio, entre outros. Estes preços foram projetados para os anos do estudo com base no preço do óleo Brent, que influencia fortemente os custos de projetos de E&P e participações governamentais. Posteriormente, foi realizada uma média ponderada considerando os volumes previstos de produção de cada tipo de gás natural. No caso do GASBOL, considerou-se que os contratos renegociados estariam indexados ao Brent, sendo este indicador usado para indexar os preços. Já no caso do gás natural

¹³ Disponível no endereço eletrônico: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-sobre-mercado-internacional-de-gas-natural>.

¹⁴ Para atender demanda de avaliação interna do MME, estas projeções alcançam o ano de 2050.

importado via GNL, considerou-se que este seguiria uma fórmula baseada nos preços do Henry Hub americano, cuja projeção foi obtida por EIA (2020):

$$\text{GNL internado no Brasil (US\$/MMBtu)} = 1,15 \times \text{Henry Hub} + 3,5(\text{liquefação}) + 0,3(\text{frete}) + 0,88(\text{regaseificação})$$

Na Figura abaixo, são apresentados os resultados das projeções dos três preços mencionados: (i) o preço de disponibilização do gás natural nacional; (ii) o preço da molécula importada via GASBOL; e (iii) o preço do gás natural importado via GNL, com base na precificação do Henry-Hub, incluindo frete e regaseificação.

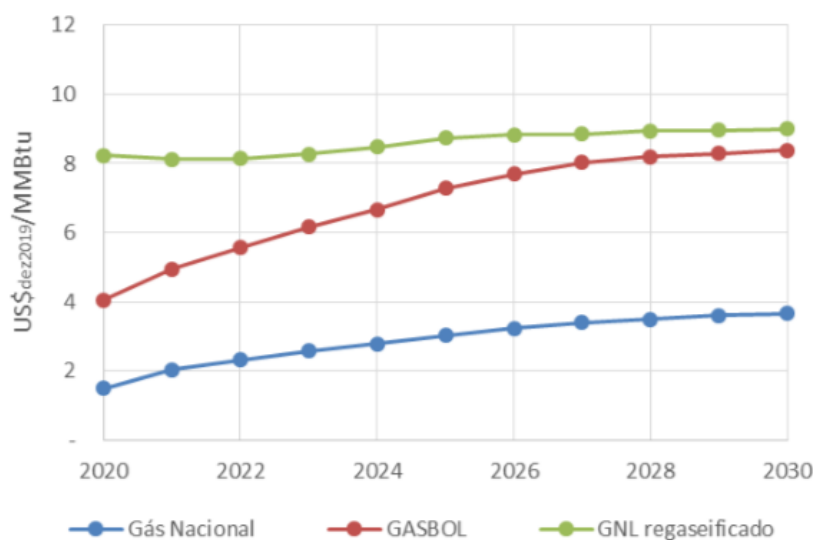


Figura: projeções de preços de molécula de gás natural, sem impostos.

Os preços da molécula de gás natural vendida às CDLs e aos Consumidores Livres, por sua vez, dependerão dos parâmetros dos contratos que serão assinados, e de qual será a cesta de gás elaborada pelos ofertantes, sejam eles produtores ou comercializadores, além de sua gestão de portfólio. Com o advento do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento e às UPGNs, é possível que os agentes efetivamente disponibilizem o gás natural produzido nacionalmente aos preços mínimos apresentados no gráfico, caso os contratos sejam assinados usando apenas os custos de produção, escoamento e processamento como referência.

Por outro lado, com o estabelecimento de hubs de negociação de molécula, haverá uma composição entre os preços das diferentes fontes de molécula negociadas no País, e uma convergência dos valores de venda negociados, como ocorre em outros países. Tomando como exemplo a manutenção da composição da oferta na malha integrada em 2019, constituída em cerca de 10% por GNL, 20% pelo GASBOL e 70%

por gás natural nacional (MME, 2019b), os preços de molécula nos próximos anos se aproximariam dos que são apresentados na Figura 12.

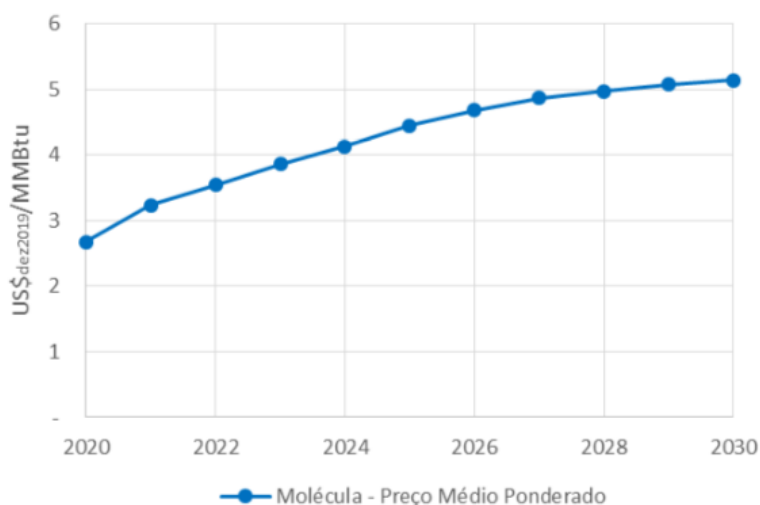


Figura: Projeção de Preços Médios de Molécula, sem impostos.

Porém, ressalte-se que os preços médios de molécula podem variar para cada cliente, ou entre os meses do ano, dependendo das características de flexibilidade (contratos mais flexíveis tendem a incluir um prêmio pela flexibilidade) e patamares de volume de cada contrato (contratos com maiores volumes tendem a ter preços menores), além de variações sazonais nos preços, por exemplo devido aos maiores valores de GNL no inverno do hemisfério Norte.

Caso sejam acrescentados a esta estimativa de preços de molécula os valores médios de 2019 para transporte, distribuição (consumidor industrial de 20 mil m³/d) e impostos, sendo os valores de transporte e distribuição reduzidos em 5% por ano de 2021 a 2030 devido à amortização gradual da infraestrutura, observa-se a projeção de preços médios ao consumidor final industrial mostrada na Figura a seguir.

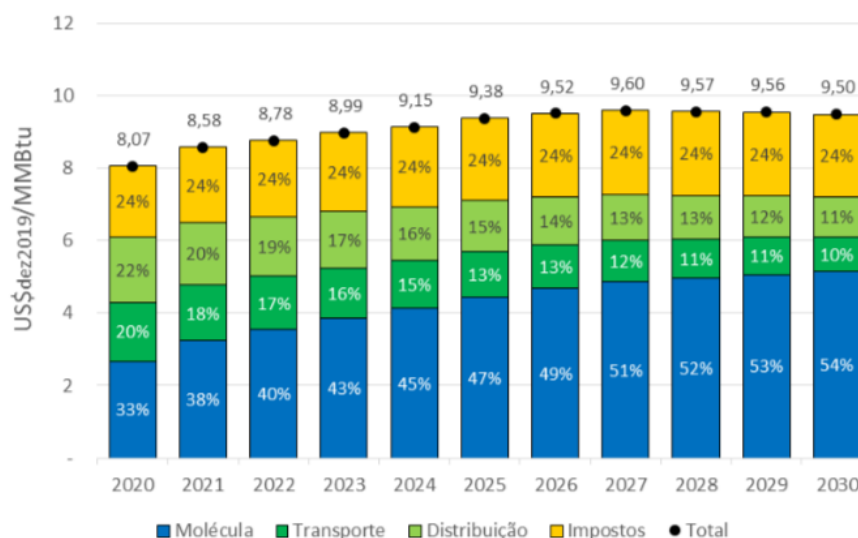


Figura: Projeção de preços médios de gás natural para o consumidor industrial no Brasil

Assim como no caso dos preços de molécula, ressalte-se que os preços ao consumidor final podem variar para cada cliente, dependendo das características de flexibilidade (contratos mais flexíveis tendem a incluir um prêmio pela flexibilidade) e patamares de volume de cada contrato (contratos com maiores volumes tendem a ter preços menores), também podendo variar entre as CDLs dependendo das metodologias utilizadas para o cálculo das margens de distribuição em cada caso.

Como se pode ver, as projeções de preços de gás natural são fortemente influenciadas pelo tipo de molécula a ser entregue ao consumidor final, em adição a questões de logística associada à demanda e à oferta. Em razão disso, projeções que levem em conta o mercado nacional têm o potencial de refletir melhor as estimativas de preço dos futuros licitantes dos campos em oferta.

Da mesma forma que os preços do petróleo, as curvas de preços do gás natural podem ser individualizadas por campo e utilizadas no cálculo de sua valoração econômica para o campo em análise, no Simulador BidSIM. Contudo, por simplificação adotou-se que a curva de preços de gás natural é a mesma para todos os projetos avaliados numa mesma rodada.

4.8. Da Avaliação dos Modelos de Projeção de Preços

Nas reuniões temáticas do BidSIM, avaliou-se que as metodologias de Preço de Referência do Petróleo (PRP) e de cálculo do diferencial de qualidade, utilizados pela

ANP, foram julgadas consolidadas e estão devidamente regulamentadas em normativos. Por esta razão, houve indicação da manutenção destas sistemáticas de cálculo e estimação entre os parâmetros técnicos e econômicos dos leilões de partilha de produção.

Em relação às estimativas de preços futuros, tanto para o preço do petróleo quanto para o preço do gás natural, foram avaliados os modelos propostos pela SECAP/ME e SAG/ANP, com base na série histórica para o preço nominal e real (inflacionado) dos últimos 30 anos; e pela EPE, que inclui projeções de preços com base na técnica de cenarização dos preços (inferior, referência e superior). Registra-se que não houve consenso no âmbito do Comitê em relação à melhor estimativa a ser utilizada, sendo sistemáticas bem díspares e com objetivos distintos. Ressalta-se que os representantes da ANP explicitaram que não se trata de uma metodologia de projeção de preços, mas uma sistemática de simplificação que retrata um erro médio baixo, segundo o levantamento efetuado pela referida instituição.

Por isto, foram apresentados prós e contras de ambos os modelos na 13ª Reunião Ordinária do BidSIM realizada em 30 de março de 2021, conforme registro em Ata (SEI 0489949). Diante da persistência da ausência de consenso, houve agendamento de nova Reunião para o 31 de março de 2021.

No final da reunião do dia 31/03, o Comitê deliberou, por maioria de votos, que o modelo proposto pela SECAP/ME e SAG/ANP, com base na série histórica para o preço nominal e real, representa a melhor opção para definição do parâmetro de preços no âmbito do BidSIM.

Entre os principais argumentos apresentados na defesa do modelo proposto pela SECAP/ME e SAG/ANP, estão a simplicidade e replicabilidade dos cálculos. Além disso, usar o preço médio único representa a melhor escolha para discretização de uma distribuição aleatória contínua (preço), levando a uma simplificação da estimativa do valor esperado do VPL em relação ao preço do óleo (Bickel *et al.*, 2011; Damodaran, 2015, Capítulo 5).

4.9. Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)

O Ministério da Economia efetuou um estudo acerca do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) para concessões de ativos de infraestrutura do governo federal à iniciativa privada, que resultou na elaboração de relatório intitulado Metodologia de cálculo do WACC – Concessões Públicas¹⁵. Para a precificação desses ativos, usualmente, é utilizado o método do fluxo de caixa descontado, onde a taxa de desconto é um dos parâmetros que compõem o modelo.

Uma das motivações desse estudo se deve às constantes provocações de órgãos setoriais no sentido do fornecimento de subsídios para o cálculo do custo de capital para os leilões de novas concessões nos setores de rodovias, ferrovias, portos, aeroportos e petróleo & gás natural. Já no caso de novas licitações para concessões vencidas do setor hidrelétrico, a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 estabelece que o Ministério da Economia deve ser ouvido quando da determinação de parâmetros econômico-financeiros.

Além da padronização da metodologia para os leilões de diversos setores, facilitando inclusive a aprovação dos estudos de viabilidade junto ao Tribunal de Contas da União, releva destacar a sua contribuição também para a avaliação da forma pela qual o Tesouro Nacional, em nome da União, irá se apropriar do excedente econômico dos contratos através da outorga, sem perder de vista os avanços em termos de previsibilidade, transparência e replicabilidade da sistemática.

Registra-se ainda que tal metodologia, sustentada em teorias amplamente reconhecidas pela doutrina, foi apresentada a profissionais renomados da área acadêmica em São Paulo e Brasília, bem como para representantes do setor financeiro, tendo recebido importantes contribuições para seu aperfeiçoamento.

¹⁵ Documento público com metodologia de cálculo, disponível no endereço eletrônico: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf/view>. Dados utilizados para o setor de petróleo e gás natural são preparados e enviados oportunamente pelo Ministério da Economia, sempre por demanda do Ministério de Minas e Energia.

Como será visto na sequência, a metodologia em questão tem o aprofundamento necessário e robustez suficiente para aplicação nas licitações de ativos de infraestrutura, em particular em leilões de partilha de produção.

Com efeito, de acordo com Modigliani e Miller (1958), um dos pontos fortes da teoria de finanças corporativas é que o fluxo de caixa de um projeto deva ser descontado por uma taxa que reflita os respectivos riscos. Segundo Mitra (2011), o WACC é a metodologia mais utilizada para se estimar o valor desta taxa. Para tanto, relativamente ao custo de capital próprio, adotou-se o *Capital Asset Pricing Model – CAPM*, criado por Sharpe (1964) e Lintner (1965), por ser o modelo mais aplicado tanto em cursos de finanças como por gestores profissionais para estimar o custo do capital próprio. Welch (2008) conclui que cerca de 75,0% dos professores de finanças recomendam o uso do CAPM.

Para fins de aplicabilidade, a metodologia apresenta como resultado de uma abordagem probabilística a indicação, como possibilidade de utilização, de taxas relativas a 3 percentis: taxa relativa ao ponto médio (percentil 50); taxa correspondente ao ponto médio acrescida de meio desvio padrão (percentil 69) e taxa correspondente ao ponto médio e acrescido de um desvio padrão (percentil 84).

A escolha do WACC mais adequado é uma prerrogativa do órgão setorial responsável pelo processo licitatório, devendo-se levar em consideração fatores que exerçam influência sobre o nível de incerteza ligado ao projeto.

Ocorre que as diferenças entre as taxas correspondentes a cada percentil (50, 69 e 84) têm estado relativamente altas. Diante disso, sugere-se, para efeito dos objetivos do BidSIM¹⁶, a título de complementação à metodologia de cálculo em tela, a inclusão de mais duas taxas intermediárias indicativas, quais sejam, 60 (ponto médio acrescido de um quarto de desvio padrão) e 77 (ponto médio acrescido de três quartos de desvio padrão), conforme Tabela 3 abaixo.

¹⁶ Consoante o Decreto nº 10.320/2020, o Programa BidSIM tem a finalidade de “aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural”.

Tabela 3: Taxas de WACC para avaliação do órgão setorial

Parâmetro	Cenário	Percentil
WACC	Média	50%
	Média + 1/4 DP	60%
	Média + 1/2 DP	69%
	Média + 3/4 DP	77%
	Média + 1 DP	84%

4.10. Taxa de Desconto da União

Trata-se de uma taxa de desconto utilizada para trazer a valor presente os ativos da União (*Government Take*) no projeto, para que se possa fazer as análises e comparações de forma análoga, ou seja, considerando a temporalidade.

De início, para essa finalidade, entende-se inadequado utilizar a taxa básica de juros básica da economia, a taxa Selic, que é a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no sistema para títulos federais, por esta ser de curtíssimo prazo (um dia), enquanto os ativos a serem descontados são de longo prazo.

Também por razões de temporalidade, não parece adequada utilização da taxa relativa ao custo médio da dívida pública, em suas duas métricas: a do estoque e a de emissões em oferta pública.

Com efeito, por se basear no estoque da dívida, a taxa do custo médio em estoque traz expectativas de mercado de diversos períodos do passado, com base em títulos emitidos em diferentes datas, inclusive do século passado. Já a taxa do custo médio de oferta pública reflete custos de curto, médio e longo prazos, enquanto os ativos a serem descontados, repita-se são de longo prazo.

Caso houvesse uma taxa média dos haveres da União, ainda assim estariam nela inclusos riscos de diversos projetos, podendo poluir as expectativas com outros riscos considerados inadequados e/ou com taxas formadas em outros momentos no passado, não refletindo os custos do projeto em análise, objeto da licitação.

Diante do exposto e compreendendo-se que as expectativas de receita da União são intrínsecas aos riscos do projeto colocado em licitação, entende-se que a Taxa de Desconto do Investidor (WACC) poderia ser utilizada como a taxa de desconto da

Carga Fiscal. Além disso, a referida metodologia foi criada em alinhamento com os projetos a serem desenvolvidos, inclusive quanto aos riscos e prazos envolvidos.

Usar taxas de desconto distintas para o *Government Take* e para os fluxos privados do projeto podem gerar distorções na comparação dos resultados, podendo resultar em carga fiscal superior às receitas líquidas do projeto, em valores presentes.

Por isto, deve-se utilizar a Taxa de Desconto da União apenas para demonstrar os custos para o setor público resultantes do adiamento de um leilão em estudo, por exemplo.

4.11. Entrada de Dados no Simulador BidSIM

No Simulador BidSIM, ora proposto, existe uma área principal para entrada de parâmetros, denominada “Parâmetros e Métricas”. Para cada parâmetro, o Simulador BidSIM dará um tratamento distinto, dependendo dos objetivos definidos anteriormente.

Na área (pasta) “Parâmetros e Métricas” devem ser informados os parâmetros listados na Tabela 4.

Tabela 4: Entrada de Parâmetros no Simulador BidSIM

Variável	Valor	Unidades	Tipo
Taxa de declínio	8,5%	1/ano	parâmetro
Razão gás óleo	220,7	m ³ /m ³	parâmetro
Taxa de conversão para BOE	169,9	m ³ /BOE	parâmetro
Volume de óleo in situ	3.500	MSTB	parâmetro
Volume de gás in situ	772.450	Mm ³	parâmetro
Preço de mercado do óleo (Brent)	\$58,95	USD/STB	parâmetro
Diferencial de qualidade para o óleo	-\$6,00	USD/STB	parâmetro
Preço de venda do óleo	\$52,95	USD/STB	parâmetro
Preço de venda do gás	\$4,00	USD/MBtu	parâmetro
Custo de perfuração e completação por poço	\$165,00	MUSD/poço	parâmetro
CAPEX por instalação submarina	\$250,00	MUSD/instala	parâmetro
CAPEX por UEP	\$2.000,00	MUSD/UEP	parâmetro
Vida útil por UEP (para cálculo do aluguel)	22	anos	parâmetro
Custo de produção por barril	\$6,03	USD/STB	parâmetro
Bônus de assinatura	\$50,00	MUSD	parâmetro
Área do Contrato	250,00	km ²	parâmetro
Importar definitivamente (comprar) ou afretar instalações?	Afretar		parâmetro
Lâmina d'água	2.200	metros	parâmetro
Taxa de desconto do operador	10%	ao ano	parâmetro
Taxa de desconto social	4,20%	ao ano	parâmetro
Custo de poços exploratórios (descobridor e avaliação)	\$200,00	MUSD/poço	parâmetro
Custo de levantamento sísmico 3D	\$30,00	MUSD/levant	parâmetro
Distância da costa	200,00	km	parâmetro
Custo do gasoduto	\$550,00	MUSD	parâmetro
Diametro do gasoduto	40,00	polegadas	parâmetro
Porcentagem de excedente em óleo da União (referencia contratual)	20%	ao ano	parâmetro
Custo de abandono por FPSO	\$500,00	MUSD	parâmetro

Já para as informações relativas à estratégia de exploração, tais como a entrada em operação de UEP, poços de produção (ativos), poços injetores (ativos) e instalações submarinas (ativas), estas devem ser informadas na área (pasta) denominada “Produção e instalações”. Neste caso, para cada UEP teremos um conjunto de poços e unidades de SUBSEA com datas de entrada em operação distintas, conforme exemplo ilustrado na Tabela 5.

Tabela 5: Cronograma de Entrada em operação de poços e *subsea* por UEP

Ano	Unidade estacionária de produção 1				
	Taxa de produção (STB/d)	Produção anual (MSTB/ano)	Poços de produção (ativos)	Poços injetores (ativos)	Instalações submarinas (ativas)
0	0	0,00	0	0	0
1	0	0,00	0	0	0
2	0	0,00	0	0	0
3	0	0,00	0	0	0
4	0	0,00	0	0	0
5	0	0,00	0	0	0
6	0	0,00	0	0	0
7	0	0,00	0	0	0
8	0	0,00	0	0	0
9	0	0,00	2	2	1
10	50.000	18,25	4	4	2
11	100.000	36,50	6	6	3
12	140.000	51,10	6	6	3
13	140.000	51,10	6	6	3
14	140.000	51,10	6	6	3
15	140.000	51,10	6	6	3
16	128.100	46,76	6	6	3
17	117.212	42,78	6	6	3
18	107.249	39,15	6	6	3
19	98.132	35,82	6	6	3
20	89.791	32,77	6	6	3
21	82.159	29,99	6	6	3
22	75.175	27,44	6	6	3
23	68.785	25,11	6	6	3
24	62.939	22,97	6	6	3
25	57.589	21,02	6	6	3
26	52.694	19,23	6	6	3
27	48.215	17,60	6	6	3
28	44.117	16,10	6	6	3
29	40.367	14,73	6	6	3
30	36.936	13,48	6	6	3
31	33.796	12,34	6	6	3
32	0	0,00	0	0	0

As informações ilustradas no exemplo da Tabela 5 serão aproveitadas para definição da curva de produção e para efeito da depreciação individualizada dos itens do Ativo imobilizado.

5. PREMISSAS E PROCESSAMENTOS AUTOMÁTICOS

5.1. Cálculo dos Tributos e das Participações Governamentais

Dentre os parâmetros do projeto estão os referentes a aspectos fiscais, que ocupam papel significativo na avaliação das áreas. No regime de partilha de produção,

incluem-se nesta categoria as Participações Governamentais (*royalties* e bônus de assinatura), impostos indiretos, imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, bem como questões relativas ao aproveitamento do custo em óleo na determinação da parcela de óleo lucro da União e à não incidência de tributos em função da aplicação do Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens destinados ao setor de petróleo e gás natural – REPETRO.

Tributos Indiretos - Repetro

O Repetro-Sped¹⁷ foi implementado no fim de 2017¹⁸ em substituição ao antigo Repetro, de 1999, estendendo os benefícios fiscais até 2040¹⁹. Esse regime, estabelecido no Capítulo XI, do Decreto nº 6.759/2009, permite a aplicação de tratamentos aduaneiros e tributários especiais que conferem isenção tributária em relação aos tributos federais indiretos (II, IPI, Pis/Pasep e Cofins) e ao ICMS²⁰ para bens utilizados nas atividades de Exploração e Produção.

O novo regime, regulamentado pela Instrução Normativa RFB nº 1781/2017 trouxe importantes aprimoramentos em relação ao Repetro anterior. Por um lado, tornou a aplicação mais restritiva, ao definir, no Art 3º, uma lista de equipamentos aplicáveis, e criar novos condicionantes, nos §§ 1º e 4º. Por outro, ampliou os benefícios, autorizando a suspensão dos tributos federais para as modalidades de importação definitiva e aquisição no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem destinados a fabricação de itens “repetráveis” (Art 2º, incisos III e V).

¹⁷ Regime aduaneiro especial de utilização econômica destinado a bens a serem utilizados nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural sob controle informatizado do Sistema Público de Escrituração Digital (SPED).

¹⁸ Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, regulamentada pela Instrução Normativa RFB nº 1781, de 29 de dezembro de 2017.

¹⁹ No Decreto nº 9.128, de 17 de agosto de 2017, que altera o Decreto nº 6.759, de 5 de fevereiro de 2009, o qual regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior.

²⁰ Convênio ICMS 03/18, De 16 de Janeiro de 2018.

Os anexos à referida IN separam os bens enquadráveis no Repetro-Sped em dois grupos, por Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM), de modo a indicar a sua natureza:

- Anexo I, listando os bens que estão sujeitos à modalidade de importação definitiva, em que os tributos federais serão suspensos (para posterior conversão em isenção/alíquota zero, no prazo de 5 anos), mas o ICMS incidirá normalmente e com base na alíquota inteira, até que eventual novo Convênio ICMS venha a ser celebrado para tratar dessa nova modalidade do regime. Nesse anexo, constam principalmente equipamentos típicos de completação de poços, como colunas de produção, cabeça de poço, árvores de natal, umbilicais e *risers*, assim como as plataformas de produção.
- Anexo II, listando os bens sujeitos tanto ao regime de importação definitiva quanto à admissão temporária com dispensa de tributos. Nessa relação, figuram preponderantemente equipamentos de serviço, como ferramentas de instalação, sondas, barcos de apoio, embarcações de sísmica, coluna de perfuração, BOP, equipamentos para aquisição de dados geológicos e geofísicos (G&G).

Incluem-se também como “repetráveis” as peças de reposição e ferramentas de manutenção dos bens listados nos Anexos I e II, conforme Art. 3º da mencionada IN.

Embora listadas no Anexo I como bens sujeitos apenas à modalidade de importação definitiva, o § 8º do Art 3º abre a possibilidade de aplicação da regra de admissão temporária com dispensa de pagamentos de tributos às plataformas de produção, desde que o contrato de afretamento esteja combinado com um contrato de serviço de operação e que a empresa fretadora e operadora não tenha vínculo com o concessionário contratante (inciso I). As plataformas destinadas à realização de testes de longa duração (TLD) ou sistemas de produção antecipada (SPA) também podem aderir à modalidade de admissão temporária com dispensa de tributos, sem se sujeitar às regras estabelecidas para as plataformas de produção definitivas (inciso II).

A alteração na Lei nº 13.586, de 2017, impacta a forma de contratação das empresas, que podem escolher o melhor arranjo para cada projeto, sem renunciar ao

benefício fiscal. Por exemplo, pode ser mais interessante em um contrato de concessão utilizar plataformas próprias (CAPEX), ao passo que, para contratos de partilha pode fazer sentido afretá-las de terceiros (OPEX). Para o caso em tela, o cenário simulado é o de aquisição dos bens, ao invés de seu afretamento/arrendamento.

Desta forma, para efeito da modelagem do Simulador BidSIM, considerou-se que não haverá incidência de tributos indiretos nos custos operacionais e nos investimentos.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

Definido em 34%, corresponde ao Imposto de Renda (IR) propriamente dito²¹, com alíquota de 25% e à Contribuição Social Sobre Lucro Líquido, de 9%. Esses dois tributos são tratados de forma unificada em função de a base de cálculo aplicável ser semelhante.

Quando da avaliação do papel do IR nas simulações apresentadas, um ponto de grande importância é a composição de sua base de cálculo, em especial a depreciação dos investimentos intangíveis. Um destes investimentos refere-se à aquisição dos direitos de Exploração e Produção (E&P), ou o bônus de assinatura. Nas hipóteses consideradas, o pagamento de bônus é depreciado, reduzindo, portanto, a base de cálculo do IR.

Por esta razão, nas simulações em que a carga fiscal é fixada em um dado nível percentual, o Simulador BidSIM deve calcular um valor de bônus de assinatura que possa ser depreciado como custo ao longo do projeto e abatido do imposto de renda ao mesmo tempo que eleve a carga fiscal para o nível desejado.

Ademais, as simulações consideraram a modalidade de *project finance*, o que implica que todo o caixa gerado pelo projeto está sujeito ao pagamento do IR e que não haverá compensação com prejuízos tributários originados em outros empreendimentos.

²¹ Aplica-se a alíquota de 15% sobre o LR (art. 623 do RIR), adicionado de uma alíquota de 10%, caso a base de cálculo anual seja superior a R\$ 240.000,00 (art. 624 do RIR). Dessa forma, pode-se considerar que a alíquota do IRPJ aplicável às empresas de E&P é de 25%.

O cálculo do IR/CSLL²² pode ser assim resumido:

- **Receitas totais do projeto**, correspondentes a

$$\begin{aligned} \text{Receitas} = & (\text{Preço} - \text{Spread de Qualidade}) \times \text{Petróleo Produzido} \\ & + \text{Preço do Gás} \times \text{Gás Vendido} \end{aligned}$$

- **(-) Custos e despesas operacionais** que compreendam gastos com materiais, pessoal e serviços na intervenção e reparo de poços produtores, na operação dos sistemas de coleta e escoamento da produção, na reparação das unidades de produção, na segurança operacional e na proteção ambiental, além dos dispêndios com arrendamento ou afretamento de unidades de produção e as despesas administrativas e de apoio operacional.
- **(-) Bônus de Assinatura** pago na adjudicação do objeto do leilão. Como seu pagamento ocorre em etapa anterior a qualquer gasto exploratório, deve ser amortizado ao longo da duração da vigência do contrato de concessão.
- **(-) Royalties** incidentes a partir do início da produção, são dedutíveis no período de apuração do IR em que for incorrido.
- **(-) Pagamento pela ocupação ou retenção de área** tem por propósito encorajar o abandono voluntário da área concedida, por parte do concessionário que não esteja fazendo esforços exploratórios ou de produção. Pode ser deduzido do imposto de renda de duas formas: (i) os pagamentos efetuados a esse título anteriormente à produção podem ser amortizados com o início da produção; (ii) os valores pagos durante a etapa de produção são dedutíveis no período de apuração do IR em que incorrem. Destaca-se que o Regime de Partilha de Produção não contempla esse pagamento.

²² Segue as definições da Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019.

- **(-) Tributos (exceto CSLL).** Como regra geral, atualmente todos os tributos, exceto a CSLL, são dedutíveis na determinação do lucro real.
- **(-) Compensação de prejuízo fiscal** referente a exercícios anteriores (sem limitação temporal) poderá ser compensado, sendo para isso excluído do lucro líquido do período de apuração, limitada a compensação de até 30% deste montante (art. 580 do RIR).
- **= Base do IR/CSLL**
- **IR/CSLL = Base do IR/CSLL x 34%**

PIS e COFINS

No que se refere às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, tanto o PIS quanto a COFINS incidem nas vendas domésticas dos hidrocarbonetos produzidos, bem como na aquisição de bens não inseridos no âmbito do REPETRO e nos serviços contratados pelas empresas.

Como as concessionárias serão contribuintes, caso não destinem integralmente sua produção ao mercado externo, adota-se a hipótese simplificadora de que todo o volume de óleo extraído está sendo exportado. Entretanto, como a produção de gás muito provavelmente deverá ser vendida domesticamente, esta sofrerá incidência desses tributos.

Principais características desses tributos²³:

- **Fato Gerador:** PIS e COFINS possuem como fato gerador o faturamento mensal total das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independentemente de sua denominação ou classificação contábil, sendo que o total das receitas compreende a receita bruta da venda de bens e serviços nas operações em conta própria ou alheia e todas as demais receitas auferidas pela pessoa jurídica.
- **Base de Cálculo:** Composta por todas as receitas, exceto as expressamente excluídas da base de cálculo pelo legislador.

²³ Segue as definições da Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019.

- **Alíquotas:** COFINS = 7,60%. PIS = 1,65%.

Na modelagem do Simulador BidSIM, aplicam-se as alíquotas de PIS e COFINS diretamente na base de cálculo calculada do demonstrativo do fluxo de caixa do projeto, incorporando-se esses dispêndios ao cômputo da carga fiscal correspondente.

O cálculo de PIS e COFINS devido pode ser assim definido:

$$PIS e COFINS = (Preço do Gás \times Gás Vendido) \times 9,25\%$$

Royalties

Para efeitos dos contratos de partilha de produção, prevê-se que os *royalties* sejam calculados com alíquota fixada em 15%, nos termos do Art. 42, §1º da Lei nº 12.351/2010. Esses valores devem ser pagos mensalmente a partir da data de início da produção comercial, qualquer que seja o resultado da exploração do empreendimento.

Além disso, a parcela de gás natural que for queimada pelo concessionário será incluída no volume total da produção de gás, como se comercializada fosse, para fins de cálculo do pagamento de *royalties*.

O cálculo dos *royalties* devidos pelo concessionário observará a seguinte equação:

$$\begin{aligned} Royalties = & ((Preço do Petróleo - Spread de Qualidade) \times Petróleo Produzido \\ & + Preço do Gás \times Gás Vendido \\ & + Preço do Gás \times Gás Queimado) \times 15\% \end{aligned}$$

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

A exemplo do PIS e da COFINS, somente a produção de gás natural vendida domesticamente estará sujeita à incidência do ICMS, por força do mecanismo do REPETRO. Nas simulações, adota-se a hipótese simplificadora de que todo o volume de óleo extraído está sendo exportado. Entretanto, como a produção de gás muito provavelmente será comercializada no mercado interno, esta sofrerá incidência do ICMS.

Em relação às alíquotas aplicáveis, estas seguem a legislação do Estado onde estão localizados os campos. Tendo em vista que, por hipótese, gás é vendido

domesticamente no mesmo estado do projeto, atualmente temos as alíquotas de 15% para o Rio de Janeiro e de 12,5% para São Paulo, por exemplo.

Na modelagem do Simulador BidSIM, aplica-se as alíquotas de ICMS diretamente na base de cálculo calculada no demonstrativo do fluxo de caixa do projeto, incorporando-se esses dispêndios ao cômputo da carga fiscal correspondente.

O cálculo de ICMS devido pelo concessionário pode ser assim definido:

$$ICMS = (Preço do Gás \times Gás Vendido) \times Alíquota ICMS$$

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação (PD&I)

No caso das despesas obrigatórias com pesquisa, desenvolvimento e inovação, há somente disposições contratuais específicas, tanto para o regime de partilha quanto para o de concessão, em consonância com o critério de aplicação mínima de recursos em Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) estabelecido no Edital de licitação correspondentemente. A legislação define apenas que o edital de licitação deverá fixar o percentual mínimo obrigatório de dispêndios em PD&I a por parte do concessionário.

Para efeito da determinação da carga fiscal, pode-se incluir as despesas com PD&I no conjunto de rendas destinadas ao governo por representarem obrigações com o poder público. Por outro lado, estas podem compor as despesas com investimento, em função de as mesmas reverterem em favor da indústria em algum momento futuro. Optou-se em se considerar tais obrigações como parte dos custos de capital incorridos e suportados pelo projeto, em vista dos posicionamentos recentes do Ministério de

Minas e Energia²⁴. Nos mais recentes editais de partilha²⁵, foi prevista a aplicação de alíquota de 1% (um por cento) sobre as receitas brutas com petróleo e gás natural, para os projetos submetidos aos regimes de partilha de produção. Este percentual pode ser ajustado, por determinação governamental.

5.2. Construção do Fluxo de Caixa e do Fluxo de Caixa descontado

Em Finanças, o fluxo de caixa refere-se ao fluxo do dinheiro no caixa da empresa, ou seja, ao montante de caixa recolhido e gasto por uma empresa durante um período definido, algumas vezes ligado a um projeto específico.

Considerando a disponibilidade de informações sobre o preço do petróleo e do gás natural, o *spread* de qualidade do petróleo, e as curvas de produção, pode-se calcular as receitas estimadas para o projeto, segundo a fórmula abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Receitas Totais} = & \\ & + (\text{Preço do Petróleo} - \text{Spread de Qualidade}) \times \text{Petróleo Produzido} \\ & + \text{Preço do Gás} \times \text{Gás Produzido} \end{aligned}$$

Por outro lado, de posse das informações relativas aos custos de capital (UEP, poços, unidades submarinas e abandono) e aos custos operacionais (fixos e variáveis), pode-se construir o fluxo de caixa líquido de despesas mediante o somatório dos custos incorridos nos respectivos períodos.

²⁴ Nota Técnica nº 17/2017/DEPG/SPG, de 12/04/2017, tratando de Proposta de Resolução CNPE com diretrizes para a Individualização da Produção de Jazidas Compartilhadas envolvendo Áreas não Contratadas, especificou: “4.14. Por fim, o art. 9º da nova minuta visa asseverar não ser devido, em áreas não contratadas, o pagamento de despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento e inovação. Como se trata de estipulação contratual, não há que se falar de sua aplicação a áreas não contratadas. Deste modo, eventuais valores dispendidos pelos titulares das áreas sob contrato adjacente a título de despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento e inovação deverão ser creditados em favor do detentor de direitos de exploração e produção, para posterior compensação.” (Grifamos)

Também a Nota Técnica nº 117/2020/DEPG/SPG, de 8 de dezembro de 2020, que avaliou o Projeto de Lei nº 5066/2020, que dispõe sobre o estímulo à pesquisa, concluiu que: “A proposta de redação para o Art. 4º obriga a aplicação mínima de 10% dos recursos de PD&I em cada região geográfica do país, criando mais uma especificação e aumentando a complexidade tanto para a execução pelo contratado quanto para a fiscalização da ANP, sendo, em nossa opinião, indesejável.” (Grifamos)

²⁵ Ver Edital da 17ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/17-rodada-licitacao/edital-contrato>.

Os valores líquidos de cada período compõem indicador muito importante para as análises subsequentes, pois estes valores são descontados à taxa do custo médio ponderado do capital (WACC) para se chegar ao VPL do projeto.

Em seguida, são deduzidos os pagamentos devidos ao poder público, que incluem: bônus de assinatura, royalties, IR/CSLL, excedente em óleo, PIS/COFINS e ICMS. Caso o VPL do projeto não se torne negativo após a cobrança dos tributos e participações, considera-se que este continua a apresentar viabilidade econômica.

No Simulador BidSIM, os fluxos de caixa nominal e descontado são construídos automaticamente à medida que as informações de preços, curvas de produção e custos são inseridos no modelo.

5.3. Valor Monetário Esperado (VME)

Estudiosos apontam o Valor Monetário Esperado (VME) como indicador mais importante para tomada de decisão sobre investimentos em exploração de petróleo e gás natural (e.g. Rose, 2001; Newendorp & Schuyler, 2007). Por este indicador, o projeto é considerado economicamente viável após considerar todos as entradas e saídas do fluxo de caixa, inclusive tributos. Do valor presente líquido do projeto são descontados os custos exploratórios, bônus de assinatura e as chances de sucesso geológico. Se o VME for negativo o projeto é economicamente inviável. É possível existir VPL positivo num projeto que possui VME negativo, dependendo do risco, custo do fracasso e magnitude do VPL.

Para efeito do cálculo do VME, foi adotada a descrição presente na sessão 4.7. – Indicadores de Rentabilidade – da Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019.

5.4. Depreciação (exaustão) de Ativos

Os direitos exploratórios adquiridos pelos vencedores da licitação deverão ser registrados em seus ativos pelo valor de aquisição, o qual poderá ser integralmente deduzido no IR, juntamente com todos os demais bens. A depreciação poderá ser computada, como custos ou encargos, em cada período de apuração, pela importância correspondente à diminuição do valor dos bens do ativo decorrente do desgaste pelo uso, da ação da natureza e da obsolescência normal (art. 317 do RIR). Além disso, a

quota de depreciação é dedutível a partir da época em que o bem é instalado, posto em serviço ou em condições de produzir. Caso existam equipamentos arrendados, estes não serão aproveitados para efeito do cálculo da depreciação, mas a parcela mensal paga a esse título poderá ser abatida da base cálculo do imposto de renda do mês de competência.

Em se tratando de recursos minerais, utiliza-se o conceito de exaustão que corresponde a perda de valor econômico dos investimentos realizados para a exploração dos recursos minerais. A sistemática para a determinação da quota anual de exaustão é semelhante àquela aplicada no cálculo do encargo anual de depreciação.

Para todas as óticas de projeto de exploração de petróleo e gás natural, considera-se que os ativos terão sua taxa de exaustão calculada seguindo o método das unidades de produção (MUP), sendo acrescida à quota de exaustão calculada a aceleração de 2,5x, conforme determina a Lei nº 13.586/17. O método das unidades de produção prevê que a exaustão dos ativos ocorra em função do uso ou da produção gerada pelo ativo.

Este entendimento está alinhado com a Instrução Normativa RFB nº 1786, de 29 de janeiro de 2018, que alterou a Instrução Normativa RFB nº 1.778, de 29 de dezembro de 2017, a qual passou a vigorar com a seguinte redação:

Art. 5º Poderá ser considerada a exaustão acelerada do ativo registrado na conta referida no inciso II do parágrafo único do art. 4º e da parcela do ativo registrado na subconta referida no inciso II do caput do art. 4º, calculada pela aplicação da taxa de exaustão determinada pelo método das unidades produzidas, multiplicada por 2,5 (dois inteiros e cinco décimos).

§ 1º A taxa de exaustão pelo método das unidades produzidas é calculada pela razão entre a produção total do campo no período de apuração e o volume de reserva provada desenvolvida do mesmo campo existente no último dia do período de apuração anterior, a ser multiplicada pelo valor contábil do ativo.

Para efeito do Simulador BidSIM, todos os bens ativados estão sujeitos à depreciação e acompanharão a execução do projeto, bastando que sejam incorporados à estratégia de exploração.

5.5. Teto de Recuperação do Custo em Óleo

O teto para recuperação de custo em óleo, previsto no art. 2º, inciso II, da Lei nº 12.351/2010, é um mecanismo típico dos contratos de partilha de produção que impõe um limite em relação à receita bruta para a recuperação do custo em óleo de cada período.

O custo em óleo corresponde ao direito do contratado de ser restituído dos custos recuperáveis incorridos na execução no projeto (gastos de exploração, desenvolvimento, operação e desmobilização). A imposição de limites à sua recuperação tem como principal função garantir a ocorrência de óleo lucro a ser partilhado com o governo desde os primeiros anos de produção do projeto, sendo que eventual parcela não deduzida, em um determinado ano, tem de ser transferida para o exercício seguinte até que o ressarcimento dos custos seja feito em sua totalidade.

Este mecanismo tem impacto abrangente nas decisões de investimentos, determinando, de início, a velocidade com que o agente consegue recuperar os gastos realizados. Quanto mais elevado for esse limite, mais rápido o contratado recuperará seus custos e melhor será o retorno do capital investido.

O teto de custo em óleo reduzido afeta mais intensamente o projeto em sua fase final, quando a receita cai de forma significativa, e as despesas, predominantemente fixas, mantêm seu patamar. Nessa etapa, o teto de custo em óleo reduzido, mantém o excedente em óleo elevado, impondo ao contratado o ônus de arcar com a parcela (crescente) dos gastos que não puderem ser recuperados.

A Lei nº 12.351/2010 criou o mecanismo do limite de recuperação do custo em óleo, mas não fixou um percentual máximo. Dado que os perfis de produção dos campos são diferenciados entre si, o ritmo de recuperação dos ativos também seria diferente. Por esta razão, foi atribuída competência ao MME para propor ao CNPE o percentual máximo aplicável à cada licitação, conforme prevê o Art. 10º da citada Lei:

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

(...)

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

(...)

d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos.

Assim, o limite de recuperação de custo em óleo vem sendo determinado por meio de Resoluções do CNPE que autoriza cada rodada, passando a constar dos respectivos contratos de partilha de produção. Para a 5ª e 6ª rodadas de partilha, esse percentual foi fixado em 80% (Resoluções CNPE nº 4 e nº 18, de 2018).

Conceitualmente, o limite do custo em óleo tem por objetivo garantir que o Estado sempre terá receita com o projeto (concatenado com o piso para alíquota de partilha).²⁶ No Simulador BidSIM, o teto de custo em óleo foi fixado em 80%.

5.6. Excedente em Óleo da União

O excedente em óleo busca retratar o lucro do projeto e é definido como o resultado da diferença entre o volume total da produção descontado das parcelas relativas ao custo em óleo (CAPEX, OPEX e PD&I) e aos royalties devidos no período base considerado.

A parcela do excedente a ser destinada à União é estabelecida por meio da aplicação de alíquota variável, que dependerá do preço do petróleo e da produtividade média dos poços do campo, no período em que houver produção. No edital da rodada de licitação, consta a tabela de alíquotas correspondentes às diversas combinações desses preços de petróleo e de produtividades médias dos poços usados na definição do volume excedente partilhável.

A produtividade do poço produtor e o preço do petróleo são determinantes da rentabilidade auferida pelos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Por esta razão, tais parâmetros servem de metodologia para definir a alíquota do excedente em óleo a ser partilhado entre a União e o Contratado,

²⁶ Nota Técnica nº 3/2019 DG-ANP, de 26 de março de 2019. (SEI 0270369).

registrando-se que a tabela com as combinações de alíquota/preço/produtividade consta do respectivo Contrato de Partilha de Produção (CPP).

Vincular a partilha do excedente em óleo ao nível de preço do petróleo e da produtividade média dos poços produtores contribui para a eficiência fiscal nos CPP, tendo em vista que:

a) capta as elevações de rentabilidade gerada por fatores conjunturais (preço) e estruturais (produtividade média dos poços produtores); e

b) faz avançar a participação da União quando o lucro se eleva e vice-versa.

A tabela 6 traz um exemplo de estrutura de alíquotas de partilha. A oferta é preenchida na célula em verde (corresponde à linha de preço variando entre US\$ 45/bbl e US\$ 50/bbl e à produtividade média do poço produtor na coluna correspondente ao intervalo entre 9.500 bbl/d a 10.000 bbl/d). Todas as células da tabela são preenchidas a partir do valor da oferta.

Tabela 6: Mecanismo de definição das alíquotas de óleo lucro da União

		Produção Média dos Poços Produtores (bbl/d)																	
		De	até	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000	9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000	12.500
Preço Dated Brent - US\$/Barril	0	5,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	2,05%	4,69%	7,10%	9,32%	11,35%	13,20%	14,90%	16,46%	17,84%
	5,01	10,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,31%	4,08%	6,62%	8,93%	11,05%	12,98%	14,51%	16,37%	17,72%	19,12%
	10,01	15,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	3,33%	6,00%	8,43%	10,65%	12,67%	14,51%	16,19%	17,72%	19,12%	20,30%
	15,01	20,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	2,43%	5,24%	7,81%	10,14%	12,26%	14,18%	15,94%	17,53%	18,98%	20,14%	21,39%	22,40%
	20,01	25,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,35%	4,34%	7,05%	9,51%	11,74%	13,76%	15,60%	17,26%	18,77%	20,14%	21,23%	22,40%	23,33%
	25,01	30,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	3,28%	6,16%	8,76%	11,12%	13,25%	15,18%	16,92%	18,50%	19,93%	21,23%	22,40%	23,33%	24,40%
	30,01	35,00	1,00%	1,00%	1,00%	2,05%	5,11%	7,88%	10,38%	12,63%	14,67%	16,50%	18,16%	19,66%	21,01%	22,23%	23,33%	24,40%	25,72%
	35,01	40,00	1,00%	1,00%	1,00%	3,91%	6,86%	9,51%	11,91%	14,06%	16,00%	17,75%	19,32%	20,73%	22,01%	23,16%	24,19%	25,12%	26,00%
	40,01	45,00	1,00%	1,00%	2,52%	5,68%	8,51%	11,06%	13,35%	15,41%	17,25%	18,91%	20,40%	21,74%	22,94%	24,02%	24,98%	25,72%	26,40%
	45,01	50,00	1,00%	1,00%	4,32%	7,36%	10,09%	12,53%	14,71%	16,67%	18,43%	20,00%	21,41%	22,67%	23,80%	24,81%	25,72%	26,40%	27,00%
	50,01	55,00	1,00%	2,78%	6,05%	8,97%	11,58%	13,92%	16,00%	17,87%	19,53%	21,02%	22,35%	23,54%	24,60%	25,55%	26,40%	27,00%	27,60%
	55,01	60,00	1,02%	4,55%	7,70%	10,50%	13,00%	15,23%	17,22%	18,99%	20,57%	21,97%	23,23%	24,35%	25,34%	26,23%	27,02%	27,60%	28,10%
	60,01	65,00	2,85%	6,25%	9,27%	11,96%	14,35%	16,48%	18,37%	20,05%	21,54%	22,87%	24,05%	25,10%	26,03%	26,86%	27,60%	28,10%	28,60%
	65,01	70,00	4,61%	7,88%	10,78%	13,35%	15,63%	17,65%	19,45%	21,04%	22,45%	23,70%	24,81%	25,80%	26,67%	27,44%	28,13%	28,60%	29,10%
	70,01	75,00	6,30%	9,44%	12,22%	14,67%	16,85%	18,77%	20,47%	21,97%	23,30%	24,48%	25,52%	26,45%	27,26%	27,98%	28,62%	29,10%	29,60%
	75,01	80,00	7,93%	10,94%	13,59%	15,93%	18,00%	19,82%	21,43%	22,85%	24,10%	25,21%	26,19%	27,05%	27,81%	28,48%	29,07%	29,60%	30,10%
	80,01	85,00	9,49%	12,37%	14,90%	17,13%	19,09%	20,82%	22,34%	23,68%	24,85%	25,89%	26,80%	27,61%	28,32%	28,94%	29,49%	30,00%	30,50%
	85,01	90,00	10,99%	13,74%	16,15%	18,27%	20,13%	21,76%	23,19%	24,45%	25,56%	26,53%	27,38%	28,13%	28,79%	29,36%	29,87%	30,30%	30,80%
	90,01	95,00	12,43%	15,05%	17,34%	19,35%	21,11%	22,65%	24,00%	25,18%	26,21%	27,12%	27,91%	28,61%	29,22%	29,75%	30,22%	30,70%	31,10%
	95,01	100,00	13,82%	16,30%	18,48%	20,38%	22,04%	23,49%	24,75%	25,86%	26,83%	27,67%	28,41%	29,06%	29,62%	30,11%	30,54%	31,00%	31,50%
100,01	105,00	15,15%	17,51%	19,56%	21,36%	22,92%	24,28%	25,47%	26,50%	27,40%	28,19%	28,87%	29,47%	29,99%	30,44%	30,84%	31,30%	31,80%	
105,01	110,00	16,42%	18,65%	20,60%	22,28%	23,75%	25,03%	26,14%	27,10%	27,94%	28,67%	29,30%	29,85%	30,33%	30,75%	31,11%	31,50%	31,90%	
110,01	115,00	17,64%	19,75%	21,58%	23,17%	24,54%	25,73%	26,77%	27,66%	28,44%	29,12%	29,70%	30,21%	30,65%	31,03%	31,36%	31,70%	32,10%	
115,01	120,00	18,82%	20,80%	22,52%	24,00%	25,29%	26,40%	27,36%	28,19%	28,91%	29,53%	30,07%	30,54%	30,94%	31,29%	31,59%	31,90%	32,30%	
120,01	125,00	19,94%	21,80%	23,41%	24,80%	25,99%	27,02%	27,92%	28,68%	29,35%	29,92%	30,41%	30,84%	31,21%	31,52%	31,80%	32,10%	32,50%	

Nas rodadas de licitação, a empresa vencedora é aquela que oferecer o maior percentual de óleo lucro à União, além de pagar o bônus de assinatura fixado no edital. No exemplo acima, tem-se uma oferta de 20% (vinte por cento), que gera as demais combinações de preço/produtividade. Os lances das empresas devem ser iguais ou superiores ao valor mínimo estabelecido no edital do leilão, com as demais alíquotas sendo atualizadas automaticamente nas combinações de preço/produtividade.

Em função do valor da oferta, as operações algébricas indicadas nas células da tabela podem resultar em valores negativos. Para evitar esta incoerência, as células apresentam um limite inferior de 1%.

No Simulador BidSIM, a tabela de alíquotas está integrada com todos os demais controles de valoração do leilão, permitindo não apenas sua atualização, mas também o cálculo dos efeitos da oferta em curso sobre todos os indicadores econômicos e fiscais do certame.

5.7. Processamentos Especiais

Isocargas

Para efeito dos estudos das áreas em licitação, pode ser necessário gerar cenários automatizados para diversas combinações de carga fiscal, bônus de assinatura e alíquota de óleo lucro. Tais simulações podem estabelecer um conjunto de concatenações dessas duas últimas variáveis que resultam no mesmo nível de carga fiscal fixa (alvo), denominadas **Isocargas**.

No caso das variações das alíquotas de oferta de óleo lucro, estas alteram todos os pontos da tabela de combinações de preço do petróleo e produtividade dos poços, afetando todos os pontos da curva de alíquotas aplicáveis e os fluxos de caixa ao longo da implementação do empreendimento.

Por esta razão, estas simulações só podem ser produzidas com a ajuda de *scripts* estruturados em linguagens de programação, tais como *Visual Basic*, *Java* ou *Python*. No Simulador BidSIM, estas rotinas estão incorporadas à ferramenta e disponíveis por meio de rotinas simples aos usuários.

Preço Alvo

Outra informação bastante comum na avaliação econômica de projetos de E&P de petróleo e gás natural é a determinação do preço mínimo (Brent de Equilíbrio) capaz de entregar uma carga fiscal fixa (alvo).

Para tanto, são mantidos fixos no Simulador BidSIM os demais parâmetros econômicos (curvas de produção de petróleo e gás, WACC, CAPEX e OPEX) e fiscais (carga fiscal, bônus, AOL, alíquotas de tributos e de participações). Em seguida, a

ferramenta testa as possíveis combinações de preços até encontrar aquele que resolve o conjunto de equações simultâneas. Por envolver cálculos complexos, estes também só podem ser produzidos com a ajuda de *scripts* estruturados em linguagens de programação.

6. SAÍDAS DO MODELO

6.1. **Government Take (Carga Fiscal)**

Uma das principais variáveis por meio das quais os regimes fiscais de E&P são avaliados no mundo é o *Government Take*, conforme atesta Johnston: *“In the far upstream, exploration end of the petroleum industry the concept of ‘government take’ is pervasive in economic discussions of fiscal analysis and design, negotiations and evaluations”*. Ainda segundo este autor, *“it deals with the division of profits which is central to the relationship between international oil companies (IOCs) and governments (Gvts.)”*

Apesar da importância dessa variável, infelizmente não há um conceito único e preciso para ela. Em português, *Government Take* pode ser traduzida livremente por Carga Fiscal, já que o conceito congrega todas as formas de receita estatal (tributos, participação governamental e parcela da produção a que tem direito). Seu conceito acomoda variações, mas, no geral, diz respeito à parte da renda econômica dos projetos de E&P capturada pelo Estado.

Ressalte-se também que não há consenso sobre o nível ideal de *Government Take*, tendo-se em vista as peculiaridades tributárias e fiscais de cada país. Além da dificuldade para realizar a comparação internacional, tem-se ainda a questão temporal da cobrança das participações governamentais, sendo de observar que a concentração da Carga Fiscal na fase inicial do projeto pode inviabilizar economicamente a execução do mesmo.

Na fixação de uma hipotética Carga Fiscal ideal, devem ser levados em conta três importantes aspectos. Primeiro, ela deve permitir a adequada remuneração do capital aportado pela empresa, possibilitando o retorno do investimento em período equivalente ao verificado em outros países. Segundo, a Carga Fiscal incidente não pode onerar demasiadamente as atividades de E&P, a ponto de impedir a realização dos

investimentos. Por fim, deve-se avaliar o nível de risco associado ao projeto, pois como em qualquer setor econômico, riscos mais altos requerem rentabilidades mais elevadas para sua concretização.

No caso brasileiro, as rodadas de licitação dos últimos anos apresentam resultados expressivos em termos de apetite pelo risco exploratório nas áreas do pré-sal, com as empresas aceitando pagar bônus bilionários nos blocos ofertados, mas as dificuldades encontradas, mesmo antes da pandemia, para a participação de interessados nas áreas da oferta permanente²⁷ parecem indicar que a previsão de pagamento de bônus bilionários nos editais de licitação deve ser uma exceção daqui em diante.

Por isto, a calibração do nível de Carga Fiscal a ser utilizado nas próximas rodadas de licitações de E&P deve passar pela avaliação dos indicadores econômicos dos blocos em oferta, visando determinar o *Government Take* que cada projeto consegue suportar, sem comprometer a rentabilidade esperada pelos investidores privados e compatível com os riscos a serem assumidos.

No modelo desenvolvido, a Carga Fiscal corresponde a uma parcela do valor presente líquido (VPL) gerado pelo empreendimento, podendo ser informado como um percentual (%) a ser atingido por meio de processamentos automáticos dentro do modelo, ou como resultado da aplicação de parâmetros predefinidos, a exemplo das alíquotas de PD&I, de royalties, de IR/CSLL e óleo lucro e do valor fixo de bônus de assinatura. A visualização do nível de carga fiscal está disponível na área (pasta) “Parâmetros e Métricas” do Simulador BidSIM.

6.2. Arrecadação Governamental e Arrecadação Governamental Descontada

A arrecadação governamental compreende todos os tributos (diretos e indiretos) em todas as esferas de governo (União, Estados e Municípios), bem como os instrumentos não tributários, como as participações governamentais.

²⁷ Também nos leilões de partilha, algumas áreas oferecidas não foram arrematadas, a exemplo de Itaimbezinho (4ª Rodada) e Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte de Brava, Sudoeste de Sagitário (6ª Rodada).

Considerando-se a aplicação plena do mecanismo do REPETRO e que somente a produção de gás natural será comercializada internamente, a carga fiscal do projeto deverá abranger o recolhimento dos seguintes tributos e encargos:

- (+) Bônus de Assinatura
- (+) Excedente em Óleo da União
- (+) PIS (se aplicável)
- (+) COFINS (se aplicável)
- (+) ICMS (se aplicável)
- (+) *Royalties*
- (+) Imposto de Renda (IR)
- (+) Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)
- (+) Despesas com Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I)
- (=) Arrecadação Governamental

Como as projeções de arrecadação governamental são construídas para todo o período considerado, seu somatório representará a receita nominal prevista. Após a aplicação da respectiva taxa de desconto se chega à arrecadação governamental descontada, ou seja, ao seu valor presente líquido.

No Simulador BidSIM, as informações sobre a arrecadação governamental nominal, discriminada por tributo, estão disponíveis na área (pasta) “Fluxo de caixa resumido”, enquanto as de arrecadação descontada acham-se na área (pasta) “Parâmetros e métricas”.

As informações segregadas por tributo são utilizadas na construção dos indicadores fiscais, enquanto as de arrecadação governamental descontada servirão para a definição do nível (percentual) da carga fiscal em relação ao valor presente líquido do projeto.

6.3. Indicadores Fiscais

O Simulador BidSIM calcula e disponibiliza nas áreas (pastas) “Parâmetros e métricas” e “Sumário Executivo” um conjunto de **indicadores fiscais** para visualização

rápida, como auxílio ao gestor público na avaliação do peso do setor público no empreendimento em análise. Com isso, a apreciação pode ir além da visão da carga fiscal apurada para o projeto e sua comparação com as rodadas de licitações anteriores (nacionais e internacionais). Entre esses indicadores, destacam-se: *Government Take* atual (%); arrecadação estatal (nominal e descontada); alíquota de óleo lucro; excedente em óleo (nominal e descontada) e bônus de assinatura.

6.4. Indicadores Econômicos

Da mesma forma, o Simulador BidSIM também calcula e disponibiliza nas áreas (pastas) “Parâmetros e Métricas” e “Sumário Executivo” um conjunto de **indicadores econômicos** para visualização rápida como auxílio ao gestor público na avaliação da economicidade do empreendimento em análise, objetivando dosar o peso do setor público de modo a não comprometer a atratividade do projeto. Desse modo, a avaliação pode se ampliar para além da perspectiva do VPL positivo, incorporando questões associadas à rentabilidade e ao risco dos projetos.

Entre esses indicadores econômicos destacamos:

Custo de produção por barril – refere-se ao custo operacional mínimo para extração de um barril de petróleo adicional, considerando os demais dispêndios como *sunk costs* (custos irrecuperáveis ou afundados).

Brent de equilíbrio fiscal – valor do preço do petróleo capaz de entregar uma carga fiscal fixa (alvo), quando são informadas como fixas as demais premissas econômicas (preços, custos, taxa de desconto, etc.) e fiscais (alíquotas de tributos, bônus de assinatura e alíquota de óleo lucro). Informação fornecida com base na execução de *scripts* estruturados. Este parâmetro também é conhecido como **Break-even**, termo em inglês cujo equivalente no Brasil seria o “ponto de equilíbrio”, também chamado *Break-even point* (BEP), designa o momento de equiparação financeira de um projeto onde a receita e as despesas se tornam equivalentes e não há prejuízos nem lucro econômico.

Payback – ou “retorno”, em português, é o cálculo do tempo necessário para que o investimento retornar ao caixa da empresa ou “se pagar”. Em outras palavras, é o período que leva para que as receitas acumuladas se igualem ao investimento realizado,

em relação ao fluxo de caixa descontado. Convencionou-se expressá-lo em anos no Simulador BidSIM.

Valor Presente Líquido (VPL) do Projeto – método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa de um projeto e somá-los aos valores dos investimentos e custos operacionais despendidos, usando uma taxa de desconto predefinida. Para efeito do Simulador BidSIM, é utilizado, como taxa de desconto, o custo médio ponderado de capital (WACC).

Taxa Interna de Retorno (TIR) – taxa de desconto que aplicada a um fluxo de caixa faz seu VPL ser igualado a zero, servindo como comparação com o percentual mínimo de atratividade do setor ou da empresa.

Custo Unitário Técnico – indica qual é o custo unitário de produção, representado pela razão entre a soma dos custos (CAPEX + OPEX) pela produção estimada. É um indicador de eficiência técnica e de risco do projeto. Não confundir com o *lifting cost* (custo de produção).

Custo do fracasso (VPL) - equivalente ao custo exploratório trazido a valor presente. Representa os investimentos afundados na fase de exploração, se a descoberta do petróleo não for considerada comercialmente viável.

Distribuição das Receitas Geradas – serve para verificar como são distribuídas as receitas em moeda corrente do projeto, considerando as distintas finalidades: receitas fiscais para o Governo (União, Estados e Municípios), lucros para a empresa e a parcela destinada à cobertura dos custos do projeto.

7. APRIMORAMENTOS DO SIMULADOR BidSIM

7.1. Premissas variáveis ano a ano

Na versão atual do Simulador BidSIM, algumas premissas tratadas anteriormente como fixas foram adaptadas para se tornarem variáveis, como exemplos temos os preços de petróleo e de gás natural. Essa adaptação visa atender determinações e recomendações do Tribunal de Contas da União, que criticou o uso de preços fixos como parâmetros em estudos de valoração de áreas de E&P de petróleo. Sobre o assunto, transcrevemos abaixo trechos do acórdão 2430/2019 do TCU que assim se posicionou:

3.3.5 *Preço do Petróleo US\$ 72 / barril (US\$ 76,18 tipo Brent) e US\$ 5/MMBtu*

167. *A Portaria MME 213/2019 estabeleceu que para o cálculo da compensação a ser paga à Petrobras será utilizado o valor de US\$ 72/barril de petróleo, pela corrente do óleo dos campos (considera a qualidade específica do produto da jazida), e US\$ 5/MMBtu de gás natural em valores reais para todos os campos e para todo o período de apuração da compensação nos diversos campos produtores.*

(...)

169. *Em resposta à oitiva, o Governo afirma, em síntese, que esse valor foi definido em processo negocial com a Petrobras, mas seria uma estimativa adequada tendo em vista ser este um ativo que oscila muito, que seria compatível com as estimativas de preço futuro para o petróleo utilizados pela própria Petrobras em seu Plano de Negócios, que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem estudo mostrando o barril Brent entre US\$ 60 e US\$ 80 para os próximos anos e que Nota Técnica da PPSA também corroborou o alinhamento desse preço com o mercado.*

(...)

172. *A adequada estimativa do preço do petróleo e do gás é essencial para a valoração de campos ou ativos relacionados ao petróleo, na medida em que as receitas financeiras do empreendimento são diretamente proporcionais ao preço do petróleo. Esses parâmetros são de elevada sensibilidade sobre a rentabilidade do negócio e por essa razão merecem estudos aprofundados e bem embasados que possam corretamente balizá-los.*

173. *Entretanto, não foi observado nesse processo o zelo adequado para a realização das corretas estimativas.*

(...)

184. *Portanto, ao se comparar a prefixação do Brent a US\$ 76,18 com as estimativas da EPE, verifica-se que a estimativa de compensação da*

Petrobras encontra-se majorada em aproximadamente US\$ 6,3 bilhões. Majoração proporcionada pela superavaliação do preço do petróleo no período inicial (período em que a Petrobras experimentará redução na produção decorrente do CCO) e subavaliação do preço do petróleo no período final (período em que a Petrobras experimentará acréscimo na produção decorrente do CCO). Ou seja: pela utilização de um preço referencial médio não ponderado pelo perfil da curva de produção da Petrobras a ter o diferimento compensado.

185. Por essa razão, as estimativas da EPE para o preço do Petróleo evidenciam a inadequação do valor fixo de US\$ 76,18 por barril Brent para o cálculo da compensação a ser paga à Petrobras. A não ponderação do preço referencial pelo perfil da curva de produção da Petrobras, superestima o valor da compensação.

(...)

190. A ANP enviou ao TCU, no âmbito da IN TCU 81/2018, o EVTEA de ambos leilões. No leilão de concessão, o preço estimado pela ANP foi de US\$ 59,41 o barril Brent, já no de partilha foram utilizados dois preços distintos, US\$ 50 (quatro campos) e US\$ 70 (um único campo). Embora esteja sendo questionada, no acompanhamento dessas rodadas, a ausência de metodologia robusta, por parte da ANP, para estimativa do preço do petróleo e também a existência de valores divergentes em uma mesma rodada e em rodadas próximas. Verifica-se que o valor de US\$ 76,18 o barril, prefixado para valorar a compensação da Petrobras, encontra-se bastante acima das estimativas da ANP utilizadas nesses outros leilões. Os referidos estudos contaram com a anuência do MME e com a aprovação do CNPE.

191. Por todo o exposto, conclui-se que a prefixação do preço da corrente dos campos do CCO em US\$ 72 por barril (US\$ 76,18 por barril tipo Brent) não se fundamentou tecnicamente nos estudos apresentados ao TCU, como justificadores dessa escolha, constatando-se que, frente a esses estudos e aos preços de petróleo praticados pela ANP nas rodadas de licitação de petróleo contemporâneas ao leilão, se encontram indevidamente

superestimados, contrariando, portanto, dispositivo da Resolução CNPE 2/2019 que estabeleceu que os parâmetros de compensação deveriam ser calculados com base em parâmetros de mercado.

Sendo assim, a adaptação da entrada de dados relativa aos preços de petróleo e gás natural busca aperfeiçoar as estimativas de cotações futuras, permitindo-se que seja cadastrada curva de preços estimada em substituição ao preço fixo, caso seja necessário.

7.2. Distribuição da Arrecadação entre União, Estados e Municípios

O Simulador BidSIM tem se mostrado eficiente no cálculo das participações e receitas tributárias dos projetos de E&P de petróleo e gás natural, tendo em vista a necessidade de estimar a carga fiscal aplicada aos empreendimentos.

No entanto, com o fim de avançar um passo adiante, foi incorporada funcionalidade na ferramenta, que permitirá gerar as estimativas de distribuição da arrecadação governamental entre as unidades da federação a serem beneficiadas.

Com isso, fica agilizada a construção das informações fiscais requeridas pelos entes nacionais afetados pela execução dos projetos, bem como se obtém melhores informações para serem usados no suporte à decisão dos gestores públicos.

7.3. Análise de Sensibilidade

Análise de sensibilidade é a técnica de avaliação que busca prever o resultado gerado por alterações nos parâmetros ou nas atividades em um processo. Essa é a medida do grau de sensibilidade do processo perante uma mudança.

Na modelagem das rodadas de licitações de E&P, vários são os parâmetros que influenciam o resultado, tais como: preços do petróleo e do gás, carga fiscal, WACC, VOIP, CAPEX e OPEX. Conhecer os impactos das variações desses fatores é essencial para a avaliação racional dos resultados.

Por esta razão, rotinas padronizadas para geração de cenários de flutuação desses parâmetros foram incorporadas ao Simulador BidSIM, habilitando a avaliação do grau de sensibilidade (impacto) dessas variações nas receitas governamentais e na viabilidade econômica dos projetos, por exemplo.

8. PREPARAÇÃO DE ESTIMATIVAS PARA DELIBERAÇÃO DO CNPE

8.1. Fluxograma de Contratação de Blocos Exploratórios

Em seus artigos 9º, 10 e 11, a Lei nº 12.351, de 2010, define, respectivamente, as competências do CNPE, do MME e da ANP relativas à contratação de blocos exploratórios no regime de partilha de produção. No tocante ao CNPE, o inciso IV do Art. 9º lhe atribui competência para propor ao Presidente da República os parâmetros técnicos e econômicos dos blocos a serem contratados no regime de partilha de produção, cuja **metodologia** é objeto do presente trabalho, especialmente quanto à definição das condições de contorno para a calibração dos valores de bônus de assinatura e dos percentuais mínimos de excedente em óleo associados às áreas que sejam colocadas em oferta.

O fluxograma da Figura 6 mostra as principais ações dos órgãos/entidades envolvidos, quais sejam a ANP, o MME e o CNPE, na preparação de uma rodada de licitação de partilha de produção, considerando as atribuições legais dessas instituições.

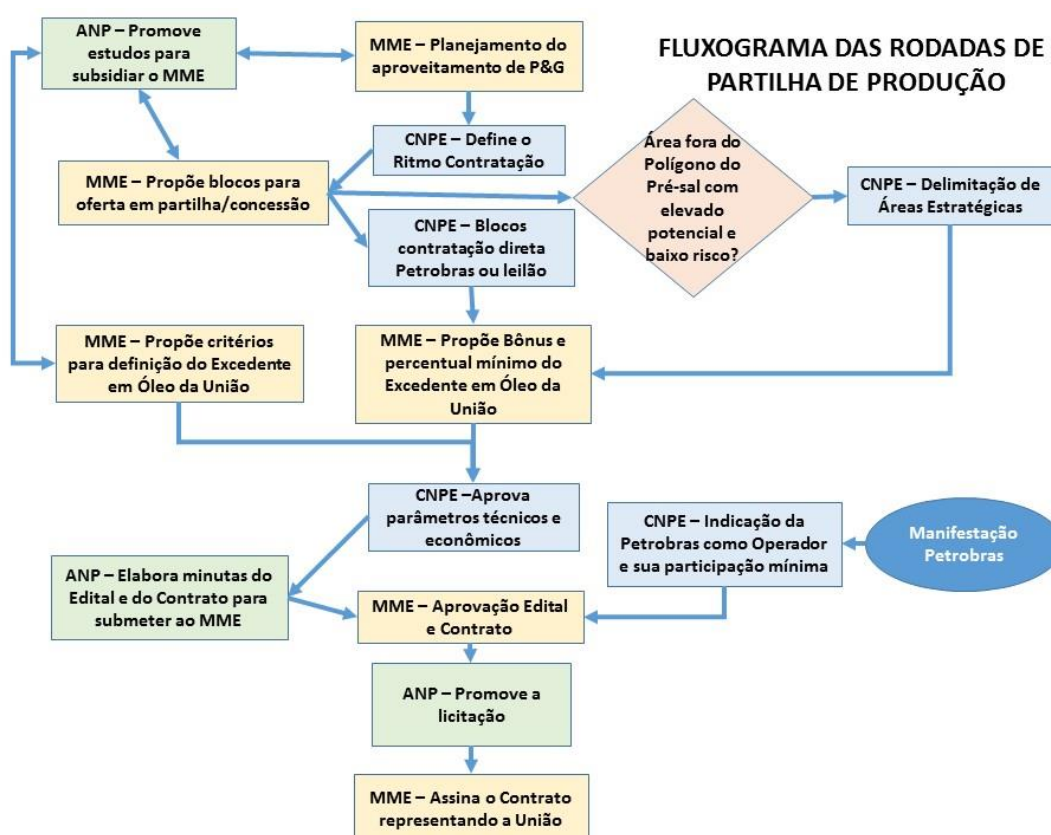


Figura 6: Fluxograma com principais ações, de instituições de governo, relativas à contratação de blocos exploratórios no regime de partilha de produção

Entre as distintas etapas, destaca-se a de aprovação, pelo CNPE, dos parâmetros técnicos e econômicos da contratação do bloco exploratório, no regime de partilha, momento processual em que as avaliações geológicas e econômicas já foram concluídas, restando a definição da carga fiscal aplicável à área ofertada e a distribuição das parcelas destinadas ao bônus de assinatura e à alíquota de óleo lucro.

8.2. Apresentação dos Cenários de Carga Fiscal, Bônus de Assinatura e AOL

Tratando-se de parâmetros técnicos e econômicos a que se refere o inciso IV do art. 9º da Lei nº 12.373/2010, a escolha da Carga Fiscal e da combinação mais adequada de bônus e alíquota mínima de partilha de produção a serem submetidas à aprovação do Presidente da República, compete ao CNPE, devendo, idealmente, considerar as análises e os estudos realizados pela ANP e pelo MME, e fatores tais como:

- Situação conjuntural econômica nacional e global (cotação do Brent, câmbio, expectativa de demanda no médio a longo prazo);
- Potencialidade das áreas (análogos, dimensão do prospecto);
- Expectativa de interesse das empresas nas áreas em oferta;
- Estímulo à concorrência nas licitações.

Desta forma, as análises elaboradas pelo MME e pela ANP, além das propostas de resoluções e exposição de motivos, têm o objetivo de subsidiar ao CNPE na definição dos parâmetros licitatórios que contemplem os interesses da União, considerando as características de cada área e os requisitos de atratividade econômica para as empresas potencialmente interessadas.

Inicialmente, esta definição passa pela análise de indicadores econômicos associados a cada nível de carga fiscal dentro do perfil de exploração de cada bloco, pois quanto mais elevada a carga fiscal escolhida, menor será a taxa de rentabilidade do investidor em potencial, mais alto o preço de equilíbrio que viabiliza o projeto e mais alto o risco econômico a ser suportado pelo investidor em caso de fracasso.

Mas essas não são as únicas questões a serem levadas em consideração. Existem análises associadas ao risco que também devem ser ponderadas, pois as

incertezas também afastam os investidores. Uma área que já está em produção apresenta muito menos risco que outra para a qual não se disponha de dados geológicos para confirmação da existência de petróleo.

Por esta razão, cabe ao decisor sopesar o custo de oportunidade entre o peso do bônus de assinatura e da alíquota mínima de óleo da União na escolha dos parâmetros da licitação.

Por outro lado, via de regra, ocorrendo leilão deserto em decorrência de parâmetros econômicos mal calibrados, haverá frustração da arrecadação governamental até que um novo leilão bem sucedido seja realizado. Por isto, a fim de balizar as deliberações do CNPE, sugere-se que os parâmetros econômicos variáveis que embasam os leilões sejam apresentados sob a ótica dos seus efeitos sobre os indicadores econômicos dos projetos.

Em relação aos níveis de carga fiscal, sugere-se que sejam acompanhados dos indicadores econômicos e fiscais listados na Tabela 7.

Tabela 7: Indicadores Econômicos e Fiscais dos projetos – Parte I

Carga Fiscal (%)	VPL do Projeto (US\$ milhões)	VPL do Governo (US\$ milhões)	TIR (%)	Brent de Equilíbrio (US\$ 1,00)	Bônus (US\$ milhões)	AOL (%)
100%	0	80.000	0%	95	100	10%
95%	20.000	70.000	3%	80	80	8%
90%	50.000	60.000	5%	70	60	6%
85%	50.000	45.000	8%	60	40	4%
80%	80.000	20.000	10%	50	20	2%
75%	100.000	10.000	15%	40	0	0%

Além desses dados, seguirá um conjunto de combinações de bônus de assinatura e alíquota de óleo lucro que entregam a mesma carga fiscal, também chamadas de **Isocargas**, podendo ser representadas em gráfico para visualização rápida (Figura 7).

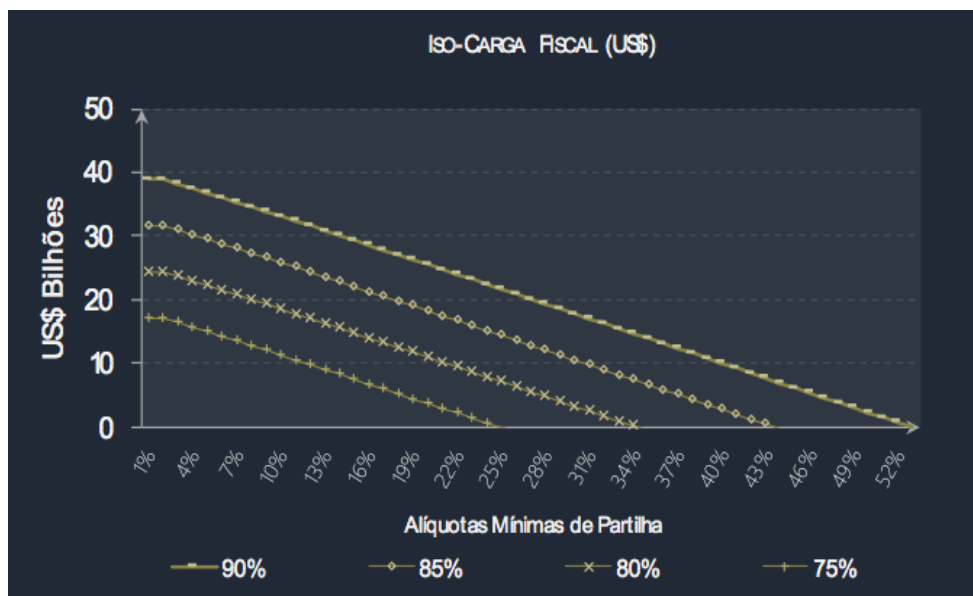


Figura 7: Exemplos de Isocargas Fiscais

A apresentação dos dados em formato de Tabela 8, pode seguir o modelo abaixo.

Tabela 8: Indicadores Econômicos e Fiscais dos projetos – Parte II

Carga Fiscal (%)	VPL do Projeto (US\$ milhões)	VPL do Governo (US\$ milhões)	AOL (%)	Bônus (US\$ milhões)	Óleo Lucro (US\$ milhões)
85%	50.000	42.500	25%	100	3.000
85%	50.000	42.500	20%	500	2.500
85%	50.000	42.500	15%	1.000	2.000
85%	50.000	42.500	10%	1.500	1.500
85%	50.000	42.500	5%	2.000	1.000
85%	50.000	42.500	1%	2.500	500

Outra forma de visualização dos possíveis resultados consiste em gerar uma matriz de bônus de assinatura e alíquota de óleo lucro, com os pontos de intersecção representando as possíveis combinações de indicadores fiscais de interesse, conforme exemplos de indicadores de Carga Fiscal (Tabela 9), Brent de equilíbrio (Tabela 10), VPL da União (Tabela 11) e Lucro Óleo da União (Tabela 12) apresentados a seguir.

Tabela 9: Carga Fiscal associada aos níveis de Bônus / AOL

Carga Fiscal		Bônus (US\$ bi)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EO (%)	1,0%	70,00	71,40	72,83	74,28	75,77	77,29	78,83	80,41	82,02	83,66
	2,5%	70,70	72,11	73,56	75,03	76,53	78,06	79,62	81,21	82,84	84,49
	5,0%	71,41	72,84	74,29	75,78	77,29	78,84	80,42	82,02	83,66	85,34
	7,5%	72,12	73,56	75,03	76,54	78,07	79,63	81,22	82,84	84,50	86,19
	10,0%	72,84	74,30	75,79	77,30	78,85	80,42	82,03	83,67	85,35	87,05
	12,5%	73,57	75,04	76,54	78,07	79,64	81,23	82,85	84,51	86,20	87,92
	15,0%	74,31	75,79	77,31	78,85	80,43	82,04	83,68	85,35	87,06	88,80
	17,5%	75,05	76,55	78,08	79,64	81,24	82,86	84,52	86,21	87,93	89,69
	20,0%	75,80	77,32	78,86	80,44	82,05	83,69	85,36	87,07	88,81	90,59
	22,5%	76,56	78,09	79,65	81,24	82,87	84,53	86,22	87,94	89,70	91,49

Tabela 10: Brent de Equilíbrio associado aos níveis de Bônus / AOL

BEQ (USD / bbl)		Bônus (US\$ bi)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EO (%)	1,0%	48,63	49,60	50,59	51,60	52,64	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11
	2,5%	49,60	50,59	51,60	52,64	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28
	5,0%	50,59	51,60	52,64	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46
	7,5%	51,60	52,64	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67
	10,0%	52,64	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91
	12,5%	53,69	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91	64,16
	15,0%	54,76	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91	64,16	65,45
	17,5%	55,86	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91	64,16	65,45	66,76
	20,0%	56,98	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91	64,16	65,45	66,76	68,09
	22,5%	58,11	59,28	60,46	61,67	62,91	64,16	65,45	66,76	68,09	69,45

Tabela 11: VPL da União associado aos níveis de Bônus / AOL

VPL União		Bônus (US\$ bi)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EO (%)	1,0%	13.125	13.388	13.656	13.929	14.207	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686
	2,5%	13.388	13.656	13.929	14.207	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000
	5,0%	13.656	13.929	14.207	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320
	7,5%	13.929	14.207	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646
	10,0%	14.207	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979
	12,5%	14.492	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979	17.319
	15,0%	14.781	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979	17.319	17.665
	17,5%	15.077	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979	17.319	17.665	18.018
	20,0%	15.379	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979	17.319	17.665	18.018	18.379
	22,5%	15.686	16.000	16.320	16.646	16.979	17.319	17.665	18.018	18.379	18.746

Tabela 12: **Óleo Lucro da União** associado aos níveis de Bônus / AOL

Óleo Lucro		Bônus (US\$ bi)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EO (%)	1,0%	538	549	560	571	583	594	606	618	631	643
	2,5%	549	560	571	583	594	606	618	631	643	656
	5,0%	560	571	583	594	606	618	631	643	656	669
	7,5%	571	583	594	606	618	631	643	656	669	683
	10,0%	583	594	606	618	631	643	656	669	683	696
	12,5%	594	606	618	631	643	656	669	683	696	710
	15,0%	606	618	631	643	656	669	683	696	710	725
	17,5%	618	631	643	656	669	683	696	710	725	739
	20,0%	631	643	656	669	683	696	710	725	739	754
	22,5%	643	656	669	683	696	710	725	739	754	769

Por fim, confia-se em que a apresentação de indicadores econômicos e fiscais em formato simples e direto contribui para reduzir as incertezas, robustecer análises e fornecer suporte à decisão das autoridades que compõem o CNPE.

9. CONCLUSÃO

Com base nos estudos, discussões e avaliações realizados, buscou-se propor metodologia para a definição de parâmetros técnicos e econômicos das rodadas de licitações de E&P de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção. Nesse sentido, o presente Relatório detalha a base de dados utilizada, descreve a metodologia criada e consubstancia os resultados das análises conduzidas pela SAG/ANP e pela SECAP/ME, coordenado internamente pela DEPG/MME, no âmbito do SCT 2 do BidSIM.

O Simulador BidSIM permanece em contínuo desenvolvimento para atender eventuais demandas internas que envolvam seu aprimoramento, bem como ajustes resultantes de determinações e recomendações futuras do Tribunal de Contas da União.

Considera-se que os estudos consolidados no presente instrumento atendem ao propósito e ao escopo do Subcomitê 2 do BidSIM, de formular diretrizes de metodologia para a definição dos parâmetros técnicos e econômicos dos leilões de partilha de produção, incluindo a elaboração e validação do respectivo Simulador, com vistas à apreciação e deliberação do CNPE.

10.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2019. Nota Técnica nº 17/2019/SDB/ANP-RJ, de 21 de novembro de 2019.

Bickel, J.E., Lake, L.W. e Lehman, J., 2011. *Discretization, simulation, and Swanson's (inaccurate) mean*. SPE Economics & Management, 3(03).

Damodaran, A., 2015. *Applied Corporate Finance* 4th ed.

Daniel, P., & et al. (2010). Evaluating fiscal regimes for resource projects. Em P. Danile, M. Keen, & C. McPherson, *The Taxation fo Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice* (pp. 187-240). London: Routledge/Internationa Monetaryu Fund.

Daniel, P., Keen, M., & McPherson, C. (2010). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. Londres: Routledge/International Monetary Fund.

Downey, M., 2009. *Oil 101*. Wooden Table Press. New York, EUA.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019. Informe EPE: Comparações de Preços de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-comparacoes-de-precos-de-gas-natural>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020. Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2020>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020. Estudo sobre Mercado Internacional de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-sobre-mercado-internacional-de-gas-natural>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2020.

Johnston, D., 2018. *Government Take*. Journal of World Energy Law and Business, 2018, 11, 506–540.

Land, B. C. (2010). Resource Rent Taxes - a Re Appraisal. Em P. K. Daniel, *The Taxation of petroleum an minerals: Principles, Problems and Practice* (pp. 241-262).

Lintner, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *Review of Economics and Statistics*, v. 47, n. 1, p. 13-37, 1965.

Lyons, W.C. and Plisga, G.J., 2011. *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*. Elsevier.

Mitra, S., 2011. Revisiting WACC. *Journal of Management & Business Research*. Volume 11, Issue 11, Version 1.0.

Ministério da Fazenda (MF), 2018. Metodologia de Cálculo do WACC. Brasília, 2018. Nota Técnica disponível em: <<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf/view>> Acesso em 10 de dezembro de 2020.

Modigliani, F.; Miller, M.H., 1958. The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *American Economic Review*, 48, 261 – 297.

Newendorp, P.D. & Schuyler, J.R., 2007. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, Second Edition. Planning Press; 2nd edição (27 novembro 2000)

Osmundsen, P. (2010). Time Consistency in Petroleum Taxation. Em P. Daniel, M. Kenn, & C. McPherson,, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice* (pp. 425-444). London: Routledge International Monetary Fund.

Rose, P.R., 2001. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures (Vol. 12). Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.

Sharpe, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, v. 19, n. 3, p. 425- 442, 1964.

Smith, J. L. (2012). Issues in Extractive Resource Taxation: A Review of Research Methods and Models. Working Paper 12/87 - International Monetary Fund.

Terry, R.E., Rogers, J.B. and Craft, B.C., 2015. *Applied petroleum reservoir engineering*. Pearson Education.

Tordo, S. (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons*. World Bank Working Paper nº 123. Washington, DC, EUA.

U.S. Energy Information Administration (EIA), 2020. Natural Gas – Henry Hub

Natural Gas Spot Price. Disponível em:
<<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>. Acesso em 10 de dezembro de 2020.

Welch, I., 2008. The Consensus Estimate for the Equity Premium by Academic Financial Economists in December 2007, working paper, Brown University.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



CASA CIVIL



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

