

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Setembro/Outubro de 2016 – Ano 16 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados oito artigos:

A reestruturação da Indústria Brasileira do Petróleo: a questão da segurança do abastecimento, por Helder Queiroz.

O avanço da energia solar fotovoltaica no Brasil – Boas ou más notícias?, por Clarice Ferraz.

Os tempos e os desafios das escolhas atuais da indústria de gás natural no Brasil, por Michelle Hallack.

Questões centrais para a readequação do modelo institucional do setor elétrico Brasileiro, por Luciano Losekann e Diogo Lisboa Romeiro.

A dificuldade da OPEP em controlar preços, por Marcelo Colomer e Beatriz Rosenburg.

O balanço e o futuro da política de conteúdo local no setor de petróleo nacional, por Edmar de Almeida e Luciano Losekann.

Por que as primeiras plantas comerciais de etanol 2G são quase experimentais?, por José Vitor Bomtempo e Gustavo Soares.

As indefinições da indústria do gás no Brasil, por Diogo Lisboa Romeiro.

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

**Conselho Editorial:** Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

**Secretária executiva:** Jacqueline G. Batista Silva

**Contatos:** [economia.energia@ie.ufrj.br](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# **Autores**

## **Beatriz Rosenberg**

Graduanda do Instituto de Economia da UFRJ

## **Clarice Ferraz**

Bacharel em Ciências Econômicas - Universidade Federal de Brasília (2000), Master en Management Public – Universidade de Genebra (2004), Advanced Master in Energy – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (2006) e Doutora em Ciências Econômicas e Sociais – Universidade de Genebra (2011); Pesquisadora do Grupo de Economia de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Diogo Lisboa Romeiro**

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

## **Edmar de Almeida**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendès-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

## **Gustavo Soares**

Mestre em Economia pela UFRJ

## **Helder Queiroz**

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

## **José Vitor Bomtempo**

Doutor pela Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1994. Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ e Professor e pesquisador da Pós-graduação da Escola de Química/UFRJ. Áreas de atuação: economia e administração, organização industrial e estudos industriais.

### **Luciano Losekann**

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

### **Marcelo Colomer**

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

### **Michelle Hallack**

Pós-doutora pelo Instituto Universitário Europeu, Doutora em Economia pela Universidade de Paris XI, Mestre em Economia Industrial pela UFRJ, Mestre em Economia Aplicada pelas universidades de Paris Sud XI, França e Universidade Pontificia Comillas, Espanha e Economista pela UNICAMP.

Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal Fluminense e Pesquisadora Associada do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ

### **Renato Queiroz**

Mestre em Planejamento Energético em 1984 pela COPPE/UFRJ; Pós-graduado em Administração de Empresas pela PUC-RJ em 1976; Graduado em Engenharia Elétrica em 1972 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Integrou o Corpo Gerencial de Furnas Centrais Elétricas SA na área de Planejamento da Diretoria de Engenharia, Planejamento e Construção; exerceu a função de Assistente da presidência da empresa TERMORIO S.A, e ocupou o cargo de superintendente de Recursos Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética tendo sido o coordenador executivo do Plano Nacional de Energia 2030 e dos Balanços Energéticos Nacionais dos anos 2005, 2006, 2007, 2008.

Atualmente é Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

# A reestruturação da Indústria Brasileira do Petróleo: a questão da segurança do abastecimento

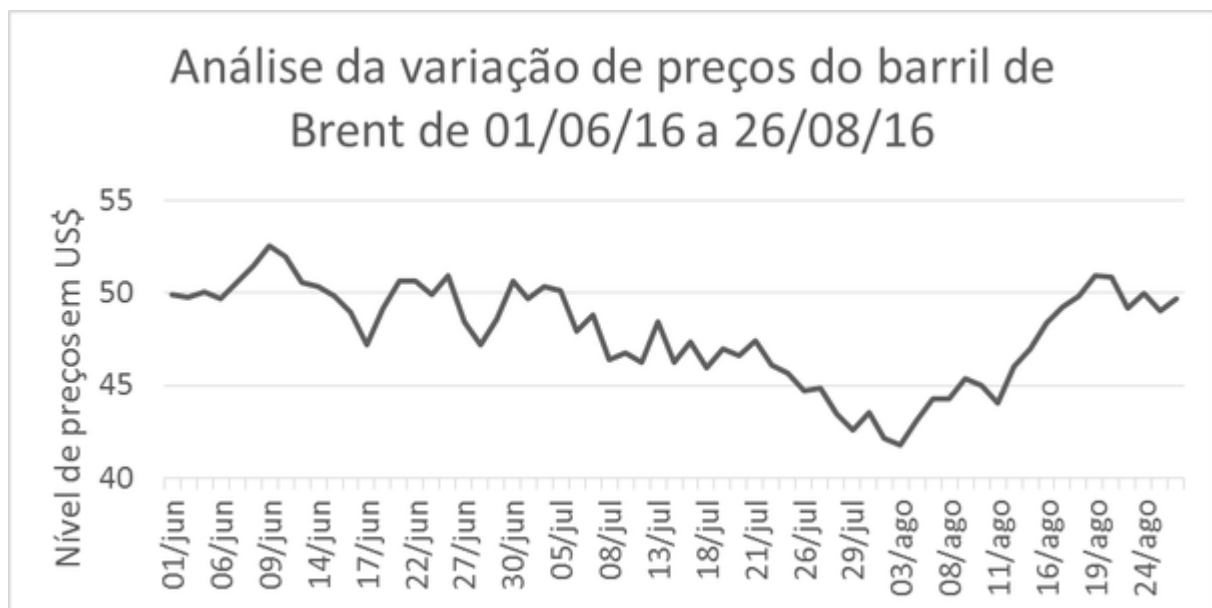
Por Helder Queiroz

No artigo anterior, publicado no Boletim Infopetro de Maio/Junho de 2016, destacamos alguns elementos da reestruturação, já em curso, da indústria brasileira de petróleo e derivados, com foco no papel do Governo e da Petrobras durante esse processo. Embora os fundamentos setoriais sejam robustos, a retomada de ritmo de crescimento dos investimentos é dependente de decisões governamentais importantes, especialmente no que tange à formação de preços, e das novas decisões estratégicas da Petrobras, em particular, visando readequar seu portfólio de ativos.

Tais mudanças se inscrevem num contexto de adaptação às novas condições de contorno da indústria mundial do petróleo. Após a queda de preços de 2014-15, as empresas internacionais de petróleo foram instadas a rever seus planos de negócios, promovendo ações que buscam conjugar três direções: desinvestimento, desendividamento e diversificação.

Neste sentido, todas as companhias, passado o susto da queda de preços, já operam considerando o novo patamar que parece tender a oscilar dentro da faixa de US\$ 40 – US\$ 50 por barril, o que poderia significar uma nova banda de preços ao longo dos próximos dois anos, com a qual, na prática, as empresas já começam a trabalhar (ver gráfico 1).

**Gráfico 1**



No caso da Petrobras, a reestruturação empresarial é necessária tanto pela queda dos preços, mas também pelos conhecidos problemas enfrentados internamente. Isto requer, como também já foi anteriormente destacado, o redimensionamento do portfólio de ativos segundo: a) os critérios de prazo de maturação (curto, médio e longo prazos), b) os segmentos da cadeia produtiva (*upstream*, *midstream* e *downstream*) e c) com a natureza geológica dos blocos exploratórios e campos de produção (terra, águas rasas, profundas e ultra-profundas).

Alguns movimentos da Petrobras avançam em tal direção, com implicações para a empresa, mas também para a própria indústria. Quatro movimentos merecem destaque. Em primeiro lugar, chama atenção o *farm out* do bloco denominado Carcará, vendido à Statoil por US\$ 2,5 bilhões. Tal operação revela, por um lado, a disposição da Petrobras de reorientar e hierarquizar seus ativos, inclusive, na atividade *offshore*. Por outro lado, atesta que o fator preponderante de atratividade continua sendo as promissoras características geológicas das bacias sedimentares brasileiras, em particular na região do pré-sal da Bacia de Santos. Mesmo num contexto de preços mais baixos, a Statoil realizou um vultoso investimento, comprovando que os marcos legal, regulatório e fiscal, ainda que requeiram aperfeiçoamentos (especialmente no que concerne o operador único e as regras de conteúdo local) não se constituem num entrave insuperável às decisões de investimento das empresas internacionais qualificadas para operar em águas ultra-profundas.

O segundo movimento diz respeito às mudanças aguardadas com relação à venda de ativos de gás natural. Nesta indústria, a Petrobras exerceu sempre uma forte posição dominante, ancorada na sua condição verticalizada e monopolista. Dependendo do tamanho das operações de desinvestimento a serem realizadas, espera-se uma forte transformação da estrutura de mercado em função da consequente presença de novos agentes econômicos e que deverão passar a correr os riscos inerentes à expansão do setor de transporte de gás natural.

O terceiro concerne à venda da subsidiária Liquigas que atua na distribuição de GLP. A saída da subsidiária da Petrobras deste segmento de atividade irá alterar a estrutura de mercado de GLP e retira da empresa a responsabilidade de suprimento do produto.

Por fim, o quarto movimento destacado aqui concerne à possibilidade de venda parcial ou total da BR Distribuidora que atua na comercialização da maior parte dos derivados de petróleo. O caso da BR Distribuidora, em particular, talvez seja o mais emblemático, tanto pela sua importância para a logística e suprimento de combustíveis, quanto pela dimensão financeira do ativo. Independentemente dos resultados do processo de *valuation* da empresa, é notória a sua importância, mesmo na situação atual de crise, em matéria de receita operacional e do seu papel-chave na composição das estruturas de mercado dos diferentes combustíveis. Neste sentido, cabe destacar que mesmo com a redução de 2,2 % da demanda de combustíveis em 2015, a receita operacional bruta e o lucro bruto foram respectivamente de R\$ 118, 7 bilhões e R\$ 7,2 bilhões[1].

Ademais, é importante salientar que estes três últimos movimentos merecem uma atenção particular, pois envolvem mudanças nas estruturas de mercado dos combustíveis e nas formas de comercialização. Em outros termos, a saída da Petrobras e subsidiárias desses negócios podem potencialmente transformar as condições de abastecimento energético. Isto decorre do fato da Petrobras ter cumprido, historicamente, o papel de garantidor do suprimento energético. Associada a essa função, por inúmeras vezes, cumpriu igualmente o papel de investidor de última instância. Uma ilustração exemplar de tal atuação é o papel da Petrobras na indústria do gás, tanto na construção do gasoduto Brasil-Bolívia e quanto nos terminais de GNL. Como é de conhecimento geral, este tipo de tarefa foi bem sucedida algumas vezes e equivocada em outras tantas (como por exemplo os investimentos recentes e interrompidos na expansão do parque de refino).

A partir dos sinais de reestruturação empresarial ora em curso, tais tarefas tendem a mudar ou mesmo serem abandonadas. Não será desenvolvida aqui uma análise do mérito dessas alternativas, até porque é necessário aguardar a divulgação do Plano de Negócios da Petrobras para que seja possível uma avaliação mais criteriosa das decisões – necessárias- de reequilíbrio da carteira de ativos.

Porém, é importante destacar que a função de âncora tradicional da garantia de abastecimento pode vir a ser fortemente reduzida. Como lembra Yergin (2014, p.276) “a preocupação com segurança energética pode parecer algo abstrato – importante, com certeza, mas vago, de difícil definição. Mas ruptura e tumulto – e os riscos evidentes – demonstram tanto sua tangibilidade quando seu caráter fundamental para a vida moderna.[2]” E, cabe acrescentar que, rupturas de abastecimento, em qualquer país do mundo, sem exceção, se traduzem em problemas de natureza econômica, social e política.

Assim, caso esse processo de reestruturação implique nessa nova condição da Petrobras, diferentes instrumentos de política energética e de regulação setorial serão necessários afim de que seja possível garantir uma gestão coordenada dos fluxos logísticos para o abastecimento de combustíveis.

Num tal contexto, a expectativa é de que novos agentes econômicos possam contribuir para assegurar o abastecimento. Isto ocorre em diferentes países e pode ser perfeitamente equacionado. Porém, alguns condicionantes precisam ser rapidamente estabelecidos pelo Poder Executivo. Um deles é praticamente consensual e já foi destacado várias vezes neste espaço: a urgência de introduzir critérios de racionalidade econômica e transparência na formação dos preços do gás natural e combustíveis.

O outro aspecto, diretamente relacionado com o anterior, diz respeito à criação de regime de incentivos que estimulem o crescimento do investimento de novos agentes em terminais, dutos, tanque e demais instalações visando a melhoria e ampliação das condições de logística do suprimento. Como dito acima, a Petrobras se encarregou do desenvolvimento do segmento *downstream* e, em especial, da construção de um sistema integrado que articula as operações de refino, logística, transporte e distribuição de combustíveis. Tal sistema foi, até o presente, muito apoiado no monopólio de fato de refino e importação da

Petrobras, produzindo conhecidas distorções e barreiras à entrada de outros agentes econômicos. Em contrapartida, porém, esse mesmo sistema integrado transferia, na prática, as responsabilidades de segurança do suprimento de combustíveis para a Petrobras. Independentemente da reestruturação empresarial da Petrobras, tal sistema já dá sinais de pontos de estrangulamento, segundo estudos da ANP, na próxima década.

Dessa forma, caso a empresa caminhe na direção de venda dos ativos nos segmentos de atividade destacados acima, será indispensável uma mudança profunda que poderia ser sintetizada a partir da seguinte questão: como promover a mudança de um regime centralizado de garantia de suprimento (quase integralmente concentrado nas atribuições da Petrobras) para um regime descentralizado?

Por definição, tal transformação irá requerer novos mecanismos de coordenação de operações de curto e médio prazo, bem como as decisões de investimento de longo prazo do conjunto de agentes econômicos que passarem a atuar nestas atividades. Além disso, as negociações internacionais de importação de combustíveis e de gás natural deverão também ser colocadas à luz destas novas condições. Um exemplo é a renegociação do contrato de suprimento de gás natural com a Bolívia que expira em 2019 e que envolve um componente central de geopolítica regional e política externa.

Em que pese a importância e urgência da reestruturação financeira da Petrobras, é fundamental acompanhar estes movimentos, preconizado pela atual direção de “estritamente empresarial”, com a definição de diretrizes e instrumentos de política energética claros (e igualmente fundamentais) visando garantir a participação de novos agentes a fim de não colocar em risco as condições de abastecimento de combustíveis em todo território nacional.

#### **Notas:**

[1] Em 2015, a BR Distribuidora registrou prejuízo operacional de 1,6 bilhões, decorrente, entre outros fatores, da redução do consumo de combustíveis, mas também devido à contabilização da vultosa Provisão de Créditos de Liquidação Duvidosa de 2,86 bilhões a redução do lucro. Tal provisão foi necessária em função do atraso do pagamento da conta de combustíveis das empresas do setor elétrico do Sistema Isolado na Região Norte.

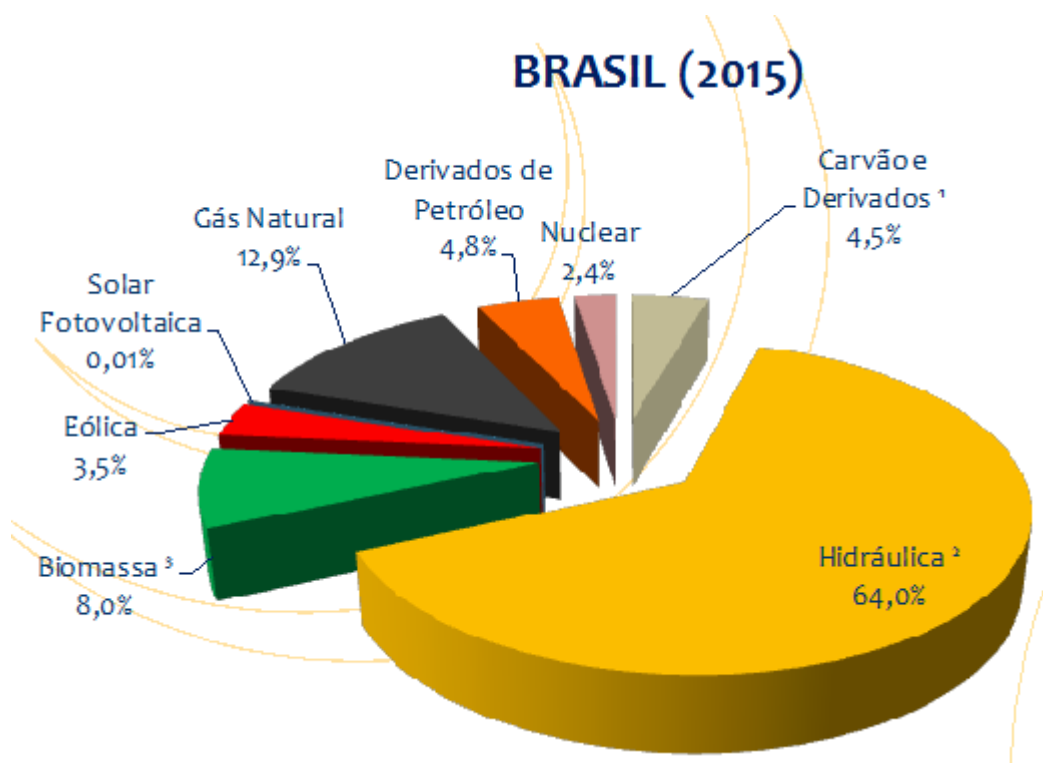
[2] YERGIN, D. *A Busca: Energia, Segurança e a reconstrução do Mundo Moderno*, Ed. Intrínseca, Rio de Janeiro, 2014.

# O avanço da energia solar fotovoltaica no Brasil – Boas ou más notícias?

Por Clarice Ferraz

No Setor Elétrico Brasileiro, o ano de 2016 é marcado pela entrada da fonte solar fotovoltaica (FV) no Balanço Energético Nacional (EPE, BEN 2016), como mostra a figura abaixo. Também pela primeira vez, o Brasil acolheu a feira internacional de negócios em energia solar. O evento, realizado em São Paulo, no final de agosto desse ano, mostrou que o interesse pela fonte no País é crescente. Representantes do governo e atores de toda a cadeia comemoraram a sinalização do governo em apoiar o crescimento da fonte, através da continuidade da criação de demanda via o mecanismo de leilão.

**Figura 1: Matriz Elétrica Brasileira**



Fonte: EPE, 2016, apresentação Relatório BEN 2016.

Além da modalidade de micro e minigeração, a energia solar fotovoltaica é transacionada através de Leilões de Energia de Reserva (LER), em que a quantidade a ser contratada é definida pelo governo, independentemente da declaração de demanda por distribuidoras de eletricidade. Espera-se que sejam realizados ao menos dois leilões, para a contratação de 1 GW cada, por ano. Esse montante seria o necessário para a estruturação cadeia produtiva.

Já foram realizados três leilões e haverá um quarto em dezembro desse ano. Como resultados dos leilões, em 2017 estão anunciados para entrar em operação 2,1 GW (contratados durante o 6º e o 7º LER) e, em 2018, mais 1.1 GW



(contratado no 8º LER) de geração FV, na modalidade por quantidade de energia e prazo de suprimento de vinte anos. Entretanto, a expansão pode ser menos importante do que se anuncia. Levantamento realizado Bloomberg New Energy Finance, apresentado na conferência, mostra que 0,7 GW, um terço, da capacidade prevista para 2017 está em situação de risco e pode não ser concluído. Para o ano de 2018 também há problemas, somente 0,4 GW estão sendo desenvolvidos e 0,7 encontram-se em situação de risco. A situação financeira dos investidores é um dos pontos críticos.

Além dos riscos associados ao desenvolvimento dos empreendimentos, o setor teve recentemente importantes mudanças regulatórias, mediante a edição de duas portarias do Ministério de Minas e Energia (MME), a 104 e a 444. A Portaria MME nº 444, publicada no Diário Oficial da União em 29 de agosto, estabelece novas diretrizes dos próximos leilões de geração de energia que irão se aplicar ao LER a ser realizado em dezembro. De acordo com *realease* do MME, “o objetivo das novas diretrizes é: coordenar a contratação de geração com a conexão a instalações de transmissão existentes e com entrada em operação comercial no horizonte de início de suprimento do leilão; mitigar riscos referentes ao atraso de entrada em operação de instalações de transmissão; e dotar de maior transparência o processo para definição da Capacidade Remanescente, definindo prazos e os principais responsáveis em cada etapa.”

Um grave problema, no entanto é a falta de previsibilidade com a qual os investidores terão de lidar. Somente fica estabelecido que “no prazo de até setenta e cinco dias antes da data de realização do Leilão” serão conhecidos os dados Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, através de nota técnica ser nos sites da ANEEL, da EPE e do ONS. Além disso, a Portaria traz mais uma fonte de discricionariedade pois estabelece que “poderão ser considerados os seguintes critérios para empreendimentos de geração intermitentes: I – percentual da capacidade de Usinas Eólicas e Solares, para quaisquer instalações de transmissão nas quais se conectem Usinas dessas Fontes; e II – diversidade entre as Fontes Eólica e Solar em uma mesma Subestação ou Subárea.”

A Portaria 444 reforça a Portaria MME 104 de 23 de março de 2016, que determina que a habilitação técnica dos empreendimentos que desejam participar do certame depende da comprovação da capacidade de escoamento da sua potência associada ao Sistema Interligado Nacional – SIN. De acordo com seu Artigo 14, não será habilitado “o empreendimento de geração cujo Ponto de Conexão ao SIN tenha capacidade de escoamento inferior à sua potência injetada, observado o prazo para alteração do Ponto de Conexão”. Aqui cabe lembrar que o setor de transmissão passa por profunda crise e teve inclusive seu último leilão adiado por falta de investidores interessados.

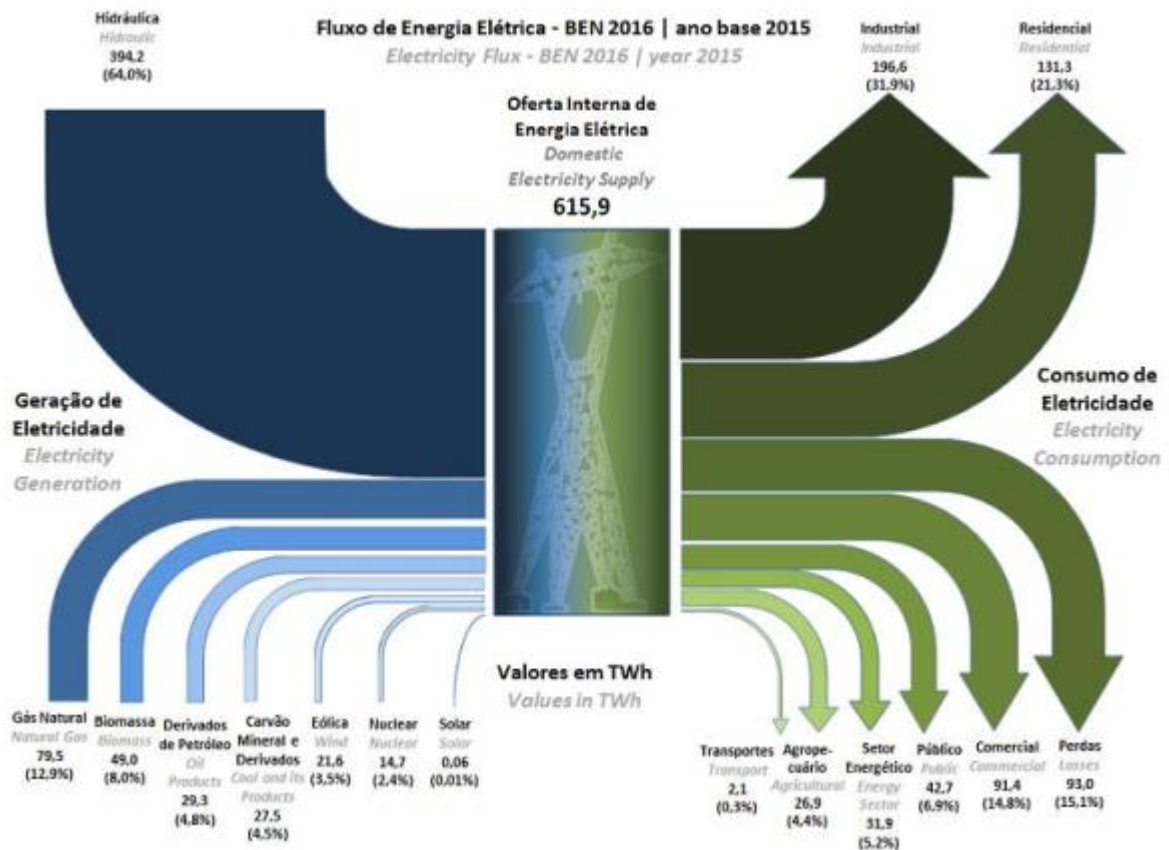
A Portaria MME 104 ainda determina que o vendedor que não tenha comercializado a totalidade da garantia física no Leilão, se comprometa a não comercializar o restante da energia elétrica e que os vendedores não farão jus à receita de venda antes da entrada em operação comercial da Usina. Os vendedores poderão antecipar a entrada em operação comercial de seus empreendimentos de geração, desde que os Sistemas de Transmissão ou de

Distribuição associados estejam disponíveis para operação comercial na data antecipada, sendo a Energia de Reserva, produzida, remunerada pelo preço contratual que for vigente no ano em que ocorrer a antecipação do suprimento, atualizado pelo IPCA. Os desvios anuais positivos da produção efetiva de energia elétrica, em relação ao montante contratado, além da margem de tolerância prevista, deverão ser reembolsados ao gerador pelo valor de trinta por cento do preço do Contrato de Energia de Reserva, em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte. Já os desvios anuais negativos da produção efetiva de energia elétrica, em relação ao limite da margem inferior, deverão ser valorados pelo preço do CER acrescido da penalidade de quinze por cento e ressarcidos à Conta de Energia de Reserva, em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte.

Assim, a difusão da fonte solar fotovoltaica ainda encontra importantes barreiras, mesmo sendo contemplada com leilões para sua expansão. Atrelar a expansão da fonte à expansão da capacidade de transmissão é benéfica para o equilíbrio do sistema, mas enquanto o problema da transmissão e da remuneração “do fio” não forem adequadamente enfrentados, não haverá verdadeiro avanço. Assim, podemos nos questionar se a expansão da fonte solar FV realmente deve ser dar por meio das fazendas solares que demandam novas conexões de transmissão, subestações e são menos eficientes por estarem mais longe do centro de carga. Através da micro e minigeração, se gera eletricidade onde ela é consumida e já em baixa potência. Evitam-se ainda questões fundiárias, impactos ambientais e licenciamentos, que também são fontes de atraso e de custos adicionais aos empreendimentos.

Se estamos em busca do equilíbrio do sistema também é importante se perguntar onde a eletricidade é consumida. A figura abaixo mostra claramente o peso do consumo dos setores residencial e comercial no Brasil além das importantes perdas, o que torna flagrante a oportunidade para a micro e minigeração. Ainda mais marcante é o dado que revela que cerca de 50% da eletricidade consumida no Brasil se dá nas edificações.

Figura 2: Fluxo de Energia Elétrica



Fonte: EPE, 2016, apresentação Relatório BEN 2016.

Do lado do financiamento, no entanto, as modalidades são as tradicionais do SEB. As novas linhas de crédito, autorizadas pelo Ministério da Integração, permitem Bancos Públicos e Fundos Constitucionais concedam crédito para projetos de energias renováveis. Entretanto, somente conseguem crédito a taxas favoráveis os grandes empreendedores ou consumidores rurais. Praticamente não existe financiamento atrativo para pessoas físicas. Faltam linhas para locador e são cobradas altas taxa de juros para pessoas físicas.

Além disso, a recente revisão da Resolução 482, que regula a micro e minigeração, não foi acompanhada por mudanças na tributação. A isenção do ICMS sobre a diferença entre a energia ativa consumida e injetada, adotada por alguns estados, se aplica somente à GD na mesma unidade consumidora ou autoconsumo remoto (mesmo titular) limitado a 1 MW, quando o teto para a classificação para micro e minigeração foi elevado para 5 MW. A isenção não se aplica ao custo de disponibilidade (Grupo B), à energia reativa (Grupo A) nem à demanda de potência (TUSD para Grupo A).

A oportunidade de expansão sustentável se encontra na difusão do modelo de negócios das Empresas de Serviços Energéticos (ESCOs), cujo serviço é proporcionar ganhos de eficiência energética aos seus clientes. Nesse negócio,

um dos principais tipos de contrato é de performance, em que o financiamento do projeto é baseado no compartilhamento dos ganhos – parte para o cliente, parte para a ESCO e parte para a amortização CAPEX, em percentuais a serem definidos em cada projeto. Entretanto, somente agentes com robustez financeira serão capazes de bancar o financiamento do CAPEX dos empreendimentos.

Assim, apesar da maioria das notícias sobre a difusão da energia solar FV serem promissoras, ainda existem muitos entraves a serem superados. Nesse momento de rediscussão do modelo do SEB, é fundamental que se discuta a integração da geração distribuída, que se integre no planejamento nossos problemas de financiamento de transmissão e que se apoie a micro e minigeração distribuídas.

**Referências:**

EPE, Balanço Energético Nacional 2016, Relatório Síntese

MME, PORTARIA Nº 104, DE 23 DE MARÇO DE 2016

MME, PORTARIA Nº 444, DE 25 DE AGOSTO DE 2016

# Os tempos e os desafios das escolhas atuais da indústria de gás natural no Brasil

Por Michelle Hallack

A indústria de gás no Brasil encontra-se em uma encruzilhada crucial para o seu desenvolvimento futuro. As decisões que serão tomadas agora irão definir o potencial de crescimento da indústria nos próximos anos. Portanto, é essencial que: (1) se tenha muito claro o modelo de mercado que se quer implantar (um target model); (2) as decisões sejam legitimadas tanto pelos agentes da indústria quanto pelos *policy makers*, (3) medidas transitórias sejam adotadas para que se possa alcançar o modelo desejado sem o risco de se ficar pelo caminho, preso a modelos inacabados e disfuncionais.

A Petrobras historicamente teve um papel central no desenvolvimento de todas as partes da cadeia da indústria de gás; desde a produção até o consumo, passando pela importação, transporte e distribuição. Assim, de forma verticalmente integrada, com objetivos, por vezes, empresariais, por vezes, políticos (públicos?), a empresa construiu a infraestrutura e o portfólio necessário ao suprimento do fluxo de gás requerido pelas diferentes atividades econômicas no país (do transporte veicular à geração termoelétrica).

Nesse cenário, a coordenação de longo prazo é realizada através de um mix reunindo contratos de longo prazo (como contratos ToP e SoP) e adaptações de curto prazo, feitas internamente no portfólio da Petrobras (incluindo a gestão da malha de transporte, terminais de GNL, swing na produção e etc...). Neste contexto, a entrada de novas empresas no mercado, apesar de possível teoricamente, na prática, se mostra impossível; seja pela dificuldade causada pelos contratos de longo prazo (tanto os de gás com os consumidores quanto os de transporte), seja pela incapacidade dos potenciais entrantes fornecerem a flexibilidade necessária ao atendimento de uma demanda firme e variável.

Assim, diante da ausência de mecanismos de flexibilidade, que permitam ajustar variações na oferta e/ou na demanda, os “pequenos” produtores de gás se veem incapazes de garantir uma oferta firme diretamente ao cliente final e preferem vender o gás à Petrobras.

Diante dos contratos de longo prazo da Petrobras com as distribuidoras, os potenciais entrantes que trazem GNL são incapazes de suprir flexibilidade ao sistema na ausência de escala mínima. Assim, apesar da inexistência de um monopólio regulado (com preços finais regulados), percebe-se um monopólio de fato. Uma das consequências do poder de mercado da Petrobras é a existência de um mecanismo de precificação controverso que enfrenta questionamentos levantados pelas agências reguladoras (seja setorial, seja de defesa da concorrência), críticas dos consumidores (e distribuidores) e traz preocupação para a própria Petrobras que muitas vezes encontra dificuldade para justificar (do ponto de vista puramente empresarial) as políticas de preços e os descontos

adotados. Assim, se os preços da Petrobras não são regulados, terminam por ser fortemente impactados por diversas pressões políticas.

Diferentemente de grande parte das reformas do mercado de gás, a reforma brasileira está sendo provocada (e pode-se dizer até liderada) pela vontade da incumbente (Petrobras) vender parte dos seus ativos. Como já foi discutido neste blog ([Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras](#)<sup>[1]</sup>) a mudança do papel da Petrobras exige mudança na organização da indústria.

Do ponto de vista da Petrobras, essas reformas precisam, por um lado, garantir que os ativos que a empresa irá vender sejam economicamente rentáveis. Por outro, precisa-se garantir um sistema de transporte efetivo que não represente uma barreira para atingir o consumidor final. A Petrobras continuará sendo um grande agente na indústria, logo tem interesse no bom funcionamento da mesma. Em outras palavras, com a provável venda de ativos essenciais à indústria do gás (como a rede de transporte), a empresa tem interesse de garantir o acesso eficiente ao sistema de gás mediante a regulação. Como consequência, a empresa vem chamando a atenção para o fato de que serviços com grande valor econômico (como a flexibilidade, segurança de abastecimento) que hoje são oferecidos internamente pela empresa precisam ser externalizados (oferecidos e pagos).

A este contexto, soma-se o fim de contratos de longo prazo (em 2019) com a Bolívia (ver blog [“As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil”](#))[2]. O fim desses contratos, por um lado, abre margem para entrada de novos agentes no mercado de gás e uma remodelação dos novos contratos de transporte de gás. Os contratos originais de longo prazo realizados antes do desenvolvimento da regulação de transporte foi (e ainda será) um entrave para uma efetiva remodelação do mercado de gás[3]. Dessa experiência fica clara a necessidade de se tomar cuidado com o estabelecimento de contratos de longo prazo antes que uma efetiva regulação tenha sido implementada (por exemplo, estabelecer contratos de transporte/acesso de longo prazo sem saber o formato da metodologia tarifária é uma receita para problemas jurídicos e distorções regulatórias).

Atualmente, parece que estamos diante de uma encruzilhada que precisa ser cuidadosamente atravessada. Se, por um lado, há uma necessidade premente de estabelecer novos contratos, a regulação ainda está tomando corpo (sendo estudada, debatida e decidida) [4]. Ações e contratos precipitados antes que estejam claros o modelo regulatório a ser seguido e os passos da transição nos colocarão novamente em uma situação de *lock in* nas quais as escolhas que são efetivamente praticáveis estão restritas pelos contratos já assinados e instituições já estabelecidas.

Os tempos do processo são extremamente relevantes, uma vez que a ocorrência das mudanças em curso na indústria de gás não é fruto de uma escolha de política energética para essa atividade, mas resulta dos movimentos de desinvestimento da Petrobras no setor. Sendo assim, o rumo dessas mudanças requer uma decisão urgente de política energética para o setor. No entanto, para que processo seja legítimo, desenhado e regulado de forma a trazer

tranquilidade, aprendizado e previsibilidade para o sistema, e preciso uma grande discussão entre os agentes, um plano de ação e um trabalho cuidadoso nos próximos anos. Para compatibilizar os diversos tempos desse processo (as urgências de curto prazo e a necessidade de um processo de médio e longo prazo para mudanças estáveis) é necessário estabelecer primeiro uma direção (*guideline*). Afinal, para que modelo queremos ir? Ademais, deve-se estabelecer uma agenda de transição que garanta que os mecanismos de transição não causem distorções que bloqueiem o desenvolvimento regulatório futuro.

O governo neste momento está promovendo a iniciativa “Gás para crescer” cujo objetivo são “*medidas efetivas de aprimoramento das normas do setor visando um mercado com diversidade de agentes, competitividade e que contribua para o crescimento do país*” (MME, 2016)[5].

O que podemos entender da iniciativa promovida é que o governo pretende usar a atual conjuntura para criar um mercado efetivo de gás natural. Historicamente, os diversos casos internacionais nos mostram que os mercados de gás natural não surgem espontaneamente eles precisam ser desenhados e definidos. Os mercados de gás, como entendidos aqui, são locais onde os agentes compradores e vendedores se encontram para trocas gás, sendo o preço uma consequência desta troca.

Note, que ao assumir o modelo de mercado de gás como parte central do arranjo institucional da indústria de gás, estamos assumindo que os agentes irão revelar os custos (gás associados, produção onshore/offshore, GNL) e a disposição a pagar (termoelétricas, GNV, indústria) no mercado. Isto retira da mão de uma agente centralizado (público ou privado) a escolha da alocação do gás (quem entra no sistema e quem usa o gás). Caso os agentes envolvidos não estejam dispostos a abrir mão da decisão centralizada da alocação do gás (ou não vejam benefícios suficientes), o desenvolvimento de um mercado perde o sentido. Esta discussão é extremamente relevante quando se discute a interação do setor elétrico com o setor de gás. Sendo as termoelétricas uma parte importante deste mercado, elas não podem possuir regras exógenas, uma vez que isto tiraria fonte importante de liquidez e da própria funcionalidade do mercado de gás. Em diversos contextos há conflitos entre os interesses do setor de gás e o setor elétrico, em locais em que o interesse e a lógica do modelo do setor elétrico se sobrepõem aos da indústria de gás se observam distorções importantes e até um subdesenvolvimento do mercado de gás[6].

A criação de um mercado, como chamamos a atenção, pode ser gradualmente desenhada, mas não deve perder o foco que é permitir que os agentes negociem e que o preço seja consequência deste processo. O mercado passa a ser, assim, o mecanismo de ajuste por excelência entre variações de médio e curto prazo, mesmo que os contratos façam parte da coordenação de longo prazo.

Como discutido no blog “[A regulamentação do acesso de terceiros a gasodutos de transporte](#)”[7], um dos principais elementos para o desenho de um mercado de gás é o acesso à rede de transporte de gás (pois o acesso à rede significa acesso ao *locus* de troca e quanto maior o *locus* de troca maior a liquidez potencial do mercado). Ademais, o desenho/promoção de mercado passa

também pela definição dos contratos da commodity; quanto mais homogêneos os contratos, maior a liquidez potencial dos mesmos.

Há diferentes modelos de mercado possíveis, com diferentes níveis de intervenção e simplificação da rede e dos contratos das commodities (Glachant, Hallack, Vazquez, 2014). Terminarei este texto comentando brevemente sobre o modelo de entrada-e-saída que é um dos modelos de desenho regulatório que vem sendo discutido, que é aplicado nos diversos países da União Europeia e vem levantando alguma confusão no debate brasileiro.

Quando se fala de modelo de entrada-e-saída, pode-se estar se referindo ao modelo regulatório e de desenho de mercado também identificado pelo princípio de desenvolvimento de um ponto virtual de intercâmbio (*virtual hub*). No entanto, a expressão pode ainda estar se referindo ao um modelo de estrutura tarifária. Muitas vezes os modelos de desenho de mercado de entrada-e-saída são acompanhados de estruturas tarifárias de entrada-e-saída, o que pode trazer confusão para o debate.

O modelo regulatório e de desenho de mercado de entrada-e-saída se refere a uma simplificação da rede de gás, em que há uma separação da gerência do fluxo físico do gás e dos contratos de capacidade de transporte. O fluxo físico continua sendo gerido considerando as infraestruturas do sistema de transporte, no entanto os contratos de transporte passam a ser contratos homogêneos (produtos comercializáveis) de entrada e saída do sistema. Assim, sendo um comprador de gás, o agente só precisa se preocupar em comprar a capacidade de saída no ponto que lhe interessa. Ao comprar esta capacidade o agente tem direito de comprar gás de qualquer agente no sistema (no ponto de intercâmbio virtual). Se o agente é um ofertante de gás, logo este agente precisa comprar a capacidade de entrada no ponto que lhe interessa, com esta capacidade o agente é capaz de vender gás para qualquer agente no sistema que tenha uma capacidade de saída. Para que o fluxo físico continue balanceado mesmo com toda a simplificação do modelo contratual é necessário haver um agente que faça o balanceamento (um operador). Note que neste modelo, a decisão de entrada e retirada de gás está na mão dos agentes do mercado que, para usarem o sistema, precisam comprar a capacidade de usar o sistema. Cria-se assim dois mercados, o mercado de gás e o mercado de capacidade de transporte[8].

Para que este modelo se desenvolva é necessário ter diferentes blocos de regulações coerentes: definição de acesso, definição de mecanismo de alocação de capacidade de acesso (para que tenha liquidez no mercado os agentes precisam ser capazes de obter capacidade de acesso), mecanismo de balanceamento, gerenciamento de investimento e tarifas aplicadas ao sistema (Hallack e Vazquez, 2016).

Quando se refere a tarifas de entrada e saída, o que está por trás é apenas a ideia de que parte da receita esperada será recuperada na tarifa referente a capacidade de entrada e parte será recuperada na tarifa referente a capacidade de saída. Diferentes sinais de localização e de uso podem ser colocados dentro de estruturas tarifárias de entrada e saída (podendo ir desde de tarifas sem sinais como a postal dividida em entrada e saída, até tarifas do tipo matriz que



permitem alocar de acordo com o fluxo esperado, considerando localização e volume).

O momento atual da indústria do gás traz desafios e grandes oportunidades, precisamos estabelecer para onde vamos, os tempos das mudanças e a direção dos caminhos a percorrer. Devemos tomar cuidado para não nos colocarmos regras, contratos e instituições contraditórias que impeçam a construção de um modelo coerente para o mercado de gás no Brasil.

### Referências:

Clara (2015). As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil. Infopetro. <https://infopetro.wordpress.com/2015/12/07/as-mudancas-no-marco-institucional-do-gas-na-bolivia-e-as-consequencias-para-o-brasil/>

Colomer e Fagundes (2016) Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras. Infopetro. <https://infopetro.wordpress.com/2016/06/29/industria-do-gas-natural-no-brasil-a-reforma-necessaria-para-a-saida-da-petrobras/>

Glachant, Hallack e Vazquez, “Building competitive gas markets in the EU: Regulation, supply and demand”. Edward Elgar Publishing, 2013

Glachant, Hallack e Vazquez, “Gas network and Market à la carte: Identifying the fundamental choices”. Utilities Policy, 2014, 31, 238-245.

Hallack e Vazquez, “European Union regulation of gas transmission services: Challenges in the allocation of network resources through entry/exits schemes”. Utilities Policy, 2013, 25, 23-32.

Hallack e Vazquez, “The construction of a European gas market”. In The Routledge Companion to Network Industries, Eds. Matthias Finger, Christian Jaag. New York, Routledge, 2016.

Vazquez, Hallack e Glachant, “Designing the European gas market: More liquid & less natural?” Economics of Energy & Environmental Policy, 1 (3), 2012.

Vazquez e Hallack (2015). A regulamentação do acesso de terceiros a gasodutos de transporte. Infopetro. <https://infopetro.wordpress.com/2015/06/15/a-regulamentacao-do-acesso-de-terceiros-a-gasodutos-de-transporte/>

### Notas:

[1] Ver Colomer e Fagundes (2016).

[2] Ver Clara (2015).

[3] Uma forma de lidar com a remodelação dos contratos sem que haja quebra contratual é oferecer incentivos aos contratados e contratantes que desejarem

mudar de contrato. Este mecanismo foi historicamente usado nas transformações da indústria de gás em momentos em que havia uma forte mudança de contexto no mercado (por exemplo, no caso Norte Americano). Estes mecanismos, no entanto, são custosos e incertos (podem ser viáveis ou não).

[4] Ver por exemplo nota técnica atualmente sob Consulta Pública a Nota Técnica nº 11/2016-SCM, de 31 de agosto de 2016, intitulada “Parcela do Preço referente ao Transporte prevista no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural para fins de Registro do Contrato na ANP: Cronograma de aplicação de Metodologias de Cálculo para alocação dos custos de transporte”. A nota relativa à aplicação de metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referente ao Transporte que devem constar dos contratos de compra e venda de gás natural é elemento essencial do processo regulatório em questão e está atualmente sob discussão.

[5] MME, 2016, Gás natural terá novas diretrizes com medidas do “Gás para Crescer”

[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/gas-natural-tera-novas-diretrizes-com-medidas-do-gas-para-crescer-](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/gas-natural-tera-novas-diretrizes-com-medidas-do-gas-para-crescer-)

[6] O caso Colombiano pode ser visto como um potencial exemplo neste sentido.

[7] Ver Vazquez e Hallack (2015).

[8] Para discussão das características a aplicação do modelo de entrada e saída europeu ver Vazquez, Hallack e Glachant (2012) e Glachant, Hallack e Vazquez (2013), para as vantagens e desvantagens e desafios do modelo ver Hallack e Vazquez (2013).

# Questões centrais para a readequação do modelo institucional do setor elétrico Brasileiro

**Por Luciano Losekann e Diogo Lisbona Romeiro**

A crise dos últimos 3 anos evidenciou a inadequação do modelo do setor elétrico brasileiro. Nesse período, os preços finais e de geração de eletricidade aumentaram significativamente, houve dificuldades de viabilizar empreendimentos de geração e transmissão e as receitas das distribuidoras descolaram de seus custos. Impulsionada pela mudança de governo, uma nova reforma do setor elétrico brasileiro vem sendo gestada. A chamada P&D Estratégico número 20 da Aneel, lançada em julho de 2016, vai subsidiar a elaboração da reforma setorial.

Nesse momento de mudanças, é interessante avaliar os aspectos do modelo setorial que devem ser alterados e os que devem ser mantidos. É preciso levar em conta que a reforma setorial vai ocorrer em momento de redefinição estrutural do setor elétrico em âmbito global. A indústria de eletricidade vem passando por uma transição, com a penetração de fontes renováveis intermitentes e novas formas de geração e estocagem de energia. Como aponta Green e Stafel (2016), o setor elétrico passa por sua maior transformação desde a sua invenção e essa ruptura é causada pela difusão de tecnologias que não são necessariamente superiores às anteriores, em termos de custo e de conveniência para o uso. As mudanças institucionais no Brasil devem considerar essa transformação setorial para evitar distorcer o processo de transição tecnológica.

Esse artigo analisa dois elementos cruciais para os rumos futuros do setor elétrico brasileiro e que vêm sendo discutidos no âmbito da nova reforma do setor: o avanço da liberalização da comercialização de eletricidade e o novo papel das termelétricas a gás natural.

Uma proposta que vem sendo cogitada é o aprofundamento da liberalização da comercialização de eletricidade, com a possibilidade de diminuir o limite para consumidores participarem do mercado livre, e viabilizar que mesmo consumidores residenciais escolham seu fornecedor de eletricidade. Ainda que possa gerar ganhos alocacionais derivados da maior concorrência e da possibilidade de diferenciação de serviços, a proposta interfere no principal alicerce do marco setorial instaurado em 2004 que é a coordenação da expansão da geração de eletricidade através de leilões para o atendimento do mercado regulado (cativo).

Os leilões de energia nova, nas suas diversas modalidades, oferecem poderoso instrumento para a implementação de política energética e de orientação da escolha tecnológica. A competição no momento da licitação através de ofertas de menores tarifas tem sido efetiva, apesar do parque selecionado não ser o mais adequado para o sistema elétrico brasileiro[1]. Por outro lado, como o mercado de financiamento de longo prazo é pouco desenvolvido no Brasil, os contratos

de suprimento resultantes dos leilões (PPA) são essenciais para viabilizar o financiamento dos projetos.

O mercado livre, que hoje representa 25% da contratação de eletricidade, não tem desempenhado o papel de propiciar a expansão do parque gerador. Ampliar a sua participação na contratação de energia no Brasil implicaria em colocar em risco a financiabilidade da expansão e a possibilidade de orientar a escolha tecnológica[2]. A experiência internacional sugere que a estruturação de mecanismos de financiamento em situações dominadas por transações de curto prazo exige tempo e sofisticação de mecanismos financeiros. Em um momento de transição energética, dispor de mecanismos de controle da inserção de novas fontes é importante para propiciar uma transição com menores custos.

No Reino Unido, o arcabouço institucional do setor elétrico está sendo alterado através do “New Electricity Market Reform”. A visão das autoridades é que o ambiente orientado por mercado de curto prazo não é capaz de dar conta da necessidade de expansão de capacidade para compensar o descomissionamento de centrais nucleares e a carvão. Assim foram instituídos mecanismos para dar segurança para investidores, contratos por diferença para fontes renováveis e contratos de longo prazo para geração nuclear.

Outro tema que merece atenção é o papel das termelétricas a gás natural. O sistema elétrico brasileiro estruturou-se em torno do aproveitamento de seu potencial hidrelétrico. Hidrelétricas com significativos reservatórios de armazenagem foram construídas paralelamente à expansão de uma extensa malha de transmissão. Deste modo, os reservatórios interconectados pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) regularizam as afluências tropicais, mitigando o risco hidrológico subjacente ao suprimento. Neste contexto, a complementação termelétrica foi estruturada para ser complementar e flexível, atuando como um backup acionado esporádica e pontualmente em situações hidrológicas adversas.

O planejamento da expansão termelétrica foi articulado em consonância com esse histórico paradigma operativo, privilegiando a contratação de térmicas flexíveis com baixos custos fixos, mas elevados custos variáveis. Essa estratégia se justificava pela expectativa de baixa utilização das centrais contratadas por disponibilidade, reduzindo, assim, os custos fixos assumidos pelos consumidores. Porém, se a utilização se revela prolongada e recorrente, como verificado efetivamente nos últimos anos, o custo de operação do parque térmico flexível se torna insustentável para a sociedade.

Desde meados de 2012, as condições hidrológicas desfavoráveis implicaram em despacho bem mais frequente das termelétricas. A participação da geração termelétrica na geração total de energia no SIN mais que dobrou quando comparada ao período desde 2000. Ainda que a hidrologia desfavorável tenha influenciado o pleno despacho das termelétricas, há indicadores que a operação mais frequente será uma tendência no futuro devido à expansão baseada em hidrelétricas a fio d'água e a gradativa perda de capacidade de regularização dos reservatórios. Essa evolução enseja a orientação de termelétricas para a base da curva de carga e a conseqüente expansão do uso de gás natural na geração elétrica, apoiada também pelas perspectivas de maior disponibilidade de

recursos domésticos offshore e onshore. No entanto, os desafios para a expansão da geração termelétrica a gás natural em bases mais estruturantes ainda são presentes no Brasil.

A oferta doméstica de gás natural é preponderantemente inflexível, por ser majoritariamente associada ao petróleo, e à importação do gás boliviano está sujeita a elevada cláusula de take or pay. A solução encontrada para suprir a flexibilidade exigida para o despacho térmico, pela variabilidade acentuada da geração hidráulica, foi a opção pela complementação da oferta com o GNL. Além dos três terminais de regaseificação já em operação, três térmicas a GNL a serem construídas em três novos terminais de regaseificação foram recentemente contratadas, aportando 4 GW de capacidade instalada.

A expansão do sistema caminhou, assim, no sentido de adicionar mais flexibilidade térmica ao sistema ao mesmo tempo em que permitiu e encorajou a penetração de fontes renováveis intermitentes – hidrelétricas a fio d'água, eólica e, mais recentemente, solar. Com a estagnação da capacidade de armazenamento hídrico do sistema, o grau de regularização dos reservatórios se reduz gradativa e inexoravelmente. Ainda que a oferta das renováveis se complemente temporalmente, reduzindo o deplecionamento dos reservatórios, a tendência de longo prazo que se configura é de complementação térmica recorrente.

Embora o sistema aponte para um novo paradigma operativo, o planejamento persiste em demandar flexibilidade e disponibilidade térmica permanente, redundando em elevados custos variáveis. A exposição ao mercado spot de GNL, por sua vez, compromete o suprimento de eletricidade em bases sustentáveis, alertando para a premência de se adicionar à análise de custos e benefícios os riscos subjacentes incorridos.

Embora os leilões de energia tenham contribuído para a expansão da oferta de novas centrais elétricas no Brasil, em especial através de contratos de disponibilidade térmica, a contratação de térmicas a gás natural enfrenta diversos obstáculos, que devem ser revistos para viabilizar a contratação de térmicas em bases mais sustentáveis – tanto para a indústria do gás, como para o setor elétrico. O limite de inflexibilidade de 50% é incoerente com o perfil da oferta doméstica de gás natural e com o grau de maturidade da indústria, que ainda não dispõe de mercado secundário para viabilizar a ociosidade da infraestrutura e da commodity. A exigência de comprovação de reservas provadas para despacho integral por todo o período contratual é incompatível com a lógica da indústria de óleo e gás, cuja produção futura não é garantida pelas reservas atuais, mas pela contínua campanha exploratória presente. Ao estender esta exigência a todas as térmicas candidatas, reduz-se ainda mais a competição nos certames e direciona a contratação para térmicas a GNL. A aversão à inflexibilidade, por seu turno, privilegia o GNL em detrimento de opções domésticas, que são ainda penalizadas pela impossibilidade de consórcio de supridores, capazes de agregar diferentes prazos e volumes na composição da oferta. Por fim, a exposição ao PLD por indisponibilidades técnicas dificulta o repasse do risco aos produtores, demandando outras soluções para sua mitigação.

A realização de leilões por fonte e por localização (regionais) pode contribuir para que externalidades positivas das térmicas no sistema brasileiro sejam incorporadas na análise de custo-benefício. As térmicas agregam confiabilidade ao sistema por poderem ser instaladas próximas aos centros de carga e por serem despacháveis (vantagem em relação as renováveis), e por contribuírem para a recomposição dos reservatórios, deslocando parte da geração hídrica (se forem mais inflexíveis), o que ainda não é amplamente reconhecido como vantagem para o sistema.

A operação de termelétricas na base, além dos impactos já apontados no sistema elétrico, seria também importante para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. Ainda que enfrente desafios de viabilização, os campos do pré-sal podem elevar significativamente a oferta de gás doméstico. O seu aproveitamento depende da perspectiva de monetização. Térmicas com despacho na base poderiam ancorar o consumo e viabilizar o investimento da infraestrutura de escoamento. Como os sistemas do pré-sal estão sendo definidos, esse sinal de mercado deve ser dado o quanto antes. Caso contrário, a opção buscada será de excessiva reinjeção e essa janela de oportunidades de integração mais sustentada das indústrias de eletricidade e gás natural será perdida.

### **Referências:**

Green, R., & Staffell, I. (2016). Electricity in Europe: exiting fossil fuels?. *Oxford Review of Economic Policy*, 32(2), 282-303.

### **Notas:**

[1] Para maiores detalhes, consultar artigo anterior “Escolha tecnológica na expansão do parque gerador brasileiro: as implicações da utilização do Índice Custo Benefício (ICB)” Boletim Infopetro de Setembro/Outubro de 2014.

[2] O mecanismo de estímulo de fontes renováveis existente no mercado livre atualmente deriva da possibilidade de consumidores de menor porte acessarem ao mercado livre. Os consumidores especiais, com demanda superior a 0,5 MW, podem adquirir energia no mercado livre apenas de fontes incentivadas (renováveis de menor porte).

# A dificuldade da OPEP em controlar preços

**Por Marcelo Colomer e Beatriz Rosenberg**

*“Our excessive dependence on OPEC has already taken a tremendous toll on our economy and our people... It’s a cause of the increased inflation and unemployment that we now face. This intolerable dependence on foreign oil threatens our economic independence and the very security of our Nation.”* (CARTER, J 1979)

*“Remember when we were all concerned about our dependence on foreign oil? Well, let me tell you — we’ve cut the amount of oil we buy from other countries in half. Remember when the other team was promising they were going to get gas prices down in like 10 years? We did it. Did it.”* (OBAMA, B 2016)

As duas passagens citadas evidenciam não somente as mudanças ocorridas na indústria de energia Norte-Americana como também as transformações no cenário geopolítico do petróleo nos últimos 40 anos. Durante toda a década de 70 e início da década de 80 exaltou-se com elevada inquietação a capacidade da Organização dos Países Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP) em controlar o mercado internacional de Petróleo.

O embargo da Organização dos Países Produtores e Exportadores Árabes de Petróleo (OAPEC) às principais nações ocidentais em 1973 e os efeitos da Revolução Iraniana sobre o preço do petróleo em 1979 legitimaram e impeliram discursos inflamados sobre segurança energética em diversas nações. Nos EUA, o celebre discurso proferido pelo então presidente Jimmy Carter em 15 de julho de 1979, conhecido como A Crise de Confiança (*A Crisis of Confidence*), deixa clara a preocupação norte-americana sobre sua dependência em relação ao petróleo do Oriente Médio.

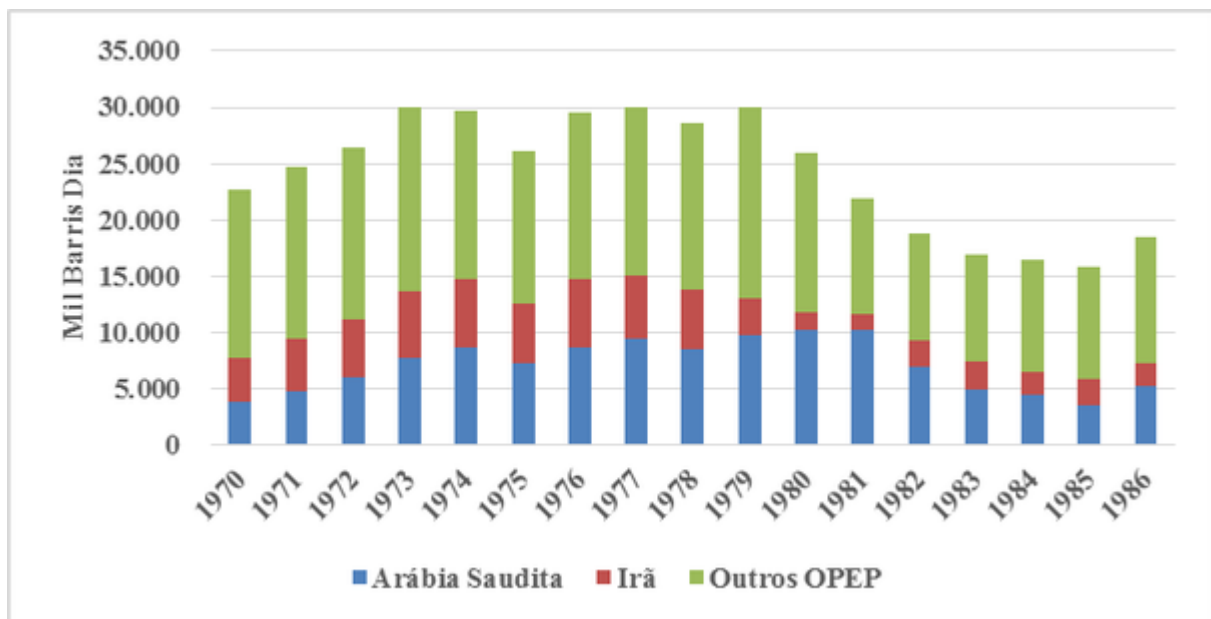
De fato, durante toda a década de 70, a dependência mundial em relação ao petróleo do oriente médio fez com que os preços internacionais se mostrassem muito sensíveis aos eventos ocorridos naquela região muito mais do que às ações deliberadas de controle de oferta. Isso fica claro na crise de 1979 quando a redução de apenas 4% da oferta mundial causada pela Revolução Iraniana levou a um pânico generalizado nos mercados mundiais dobrando os preços que chegaram a \$ 39,5 dólares o barril.

Olhando para o passado, percebe-se atualmente que o choque de preço de 1979 decorreu muito mais de uma reação demasiada e até mesmo esquizofrênica do mercado aos eventos ocorridos no Oriente Médio do que a política de controle de oferta da OPEP. Isso pode ser percebido pela acomodação de parte da redução da produção iraniana pelo aumento da produção saudita. Entre 1978 e 1981 a produção da Arábia Saudita cresceu 20%. Sem essa elevação da produção

saudita, o impacto da Revolução Iraniana sobre o mercado mundial teria sido muito maior do que os 4% acima mencionados.

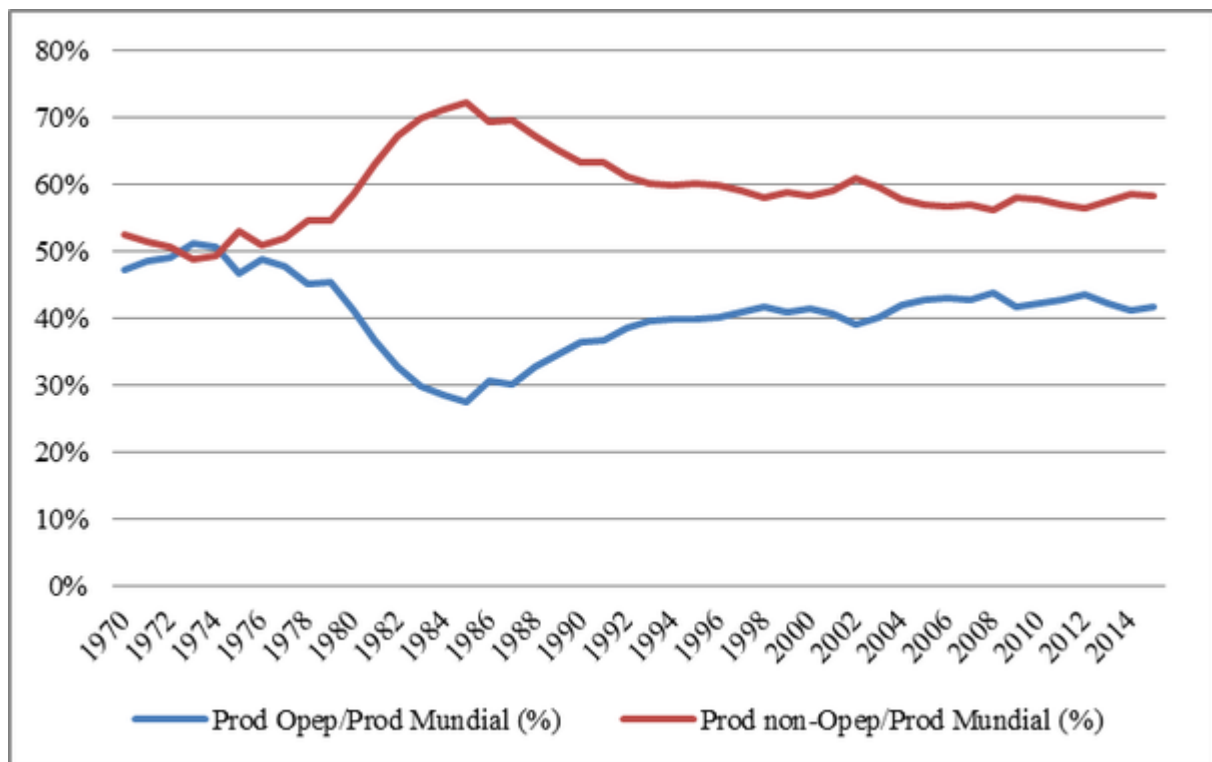
O efeito contraditório do aumento da produção saudita sobre o preço internacional do petróleo pode ser explicado tanto pela disrupção da produção iraniana como também pela redução da produção dos demais países da OPEP que passou de 16,9 milhões de barris dia, em 1979, para 9,3 milhões, em 1982. Isso explica porque apesar do aumento da produção da Arábia Saudita nesse período houve uma redução da produção da OPEP de 37% e um aumento do preço do barril.

**Figura 1 – Produção de Petróleo dentro da OPEP**



Após 1982, há uma reversão na tendência de queda da produção dos demais países da OPEP de forma que o preço do petróleo só se manteve em patamares elevados em função dos cortes realizados pela Arábia Saudita. O aumento da produção dos demais países da OPEP foi uma resposta à perda de mercado para novos produtores que foram surgindo em regiões de custos mais elevados, como no Mar do Norte, incentivados pelos elevados preços no mercado internacional. Assim, se em 1979 a produção da OPEP correspondia a 45% da produção mundial, em 1982 sua participação era de apenas 32%.



**Figura 2 – Produção OPEP/Produção Mundial (%)**

Vendo sua participação reduzir no mercado mundial, mesmo quando comparada com outros países da OPEP, a Arábia Saudita decidiu, em 1986, não mais atuar com “*swing producer*” expandindo sua produção e trazendo o preço do petróleo para próximo dos \$ 10 dólares o barril. Essa tendência de preços baixos seguiu durante toda a década de 90 (com exceção de 1990 quando o preço do barril atingiu um pico de \$ 41 dólares em decorrência da Guerra do Golfo).

A manutenção de preços reduzidos até os anos 2000 mostra a dificuldade que os países da OPEP tiveram para controlar o mercado mundial de petróleo. Isso se deve principalmente a entrada de novos países produtores e ao aumento da dependência fiscal dos países membros. De 2000 até 2014, os preços do petróleo iniciaram uma trajetória de acelerada ascensão puxados principalmente pelo aquecimento da demanda mundial causada pelos investimentos chineses. Esse aumento de preço do barril do petróleo foi verificado também em quase todas as commodities minerais e agrícolas.

Desde o primeiro choque do petróleo, 1973, iniciou-se um processo de diversificação geográfica e geológica da produção de petróleo assim como de um processo gradual de aumento da eficiência energética. Estes processos se arrefeciam durante os ciclos de preço baixo e se aceleravam em períodos de preços elevados, como o iniciado a partir de 2011. Nesse ano, o barril de petróleo chegou na casa dos \$ 100 o que estimulou o desenvolvimento e financiamento não somente de outras fontes de energia como também de novas tecnologias de exploração e produção. O resultado mais direto e impactante desse processo pode ser visto no início da exploração comercial das jazidas do pré-sal brasileiro e no boom não-convencional (tanto de gás natural quanto de

óleo) nos EUA. No caso norte-americano a produção de petróleo do país passou de uma média diária de 5 milhões de barris, em 2009, para 9 milhões, em 2016. No Brasil, a produção diária da Petrobras passou de 1,5 milhões de barris dia, em 2000, para 2,8 milhões, em 2015.

De certa forma, o crescimento da produção não-OPEP durante esse período foi acomodado pela estagnação da produção da OPEP, em particular da Arábia Saudita, uma vez que dentro da OPEP verificou-se, nesse período, o aumento da produção de alguns países como a Líbia e o Iraque, evidenciando a retomada do papel da Arábia Saudita como “*swing producer*”. Em 2014, no entanto, assim como em 1986, há uma reversão da política saudita de regularização do mercado internacional de forma que o preço do barril despencou de \$ 104 dólares, em julho, para \$ 54 dólares, em dezembro.

Desde então o preço manteve uma média de \$ 45 dólares impondo elevadas perdas para os países produtores e exportadores, principalmente para os países do Oriente Médio e a Venezuela que vêm apresentando sérios problemas relacionados aos elevados déficits orçamentários, os quais foram sendo acumulados em consequência dos preços reduzidos.

A relutância saudita em negociar um acordo de controle de oferta, no entanto, parece ter cedido espaço para a solução dos graves problemas fiscais do país e às pressões dos demais países produtores de petróleo, em particular da Rússia. Nesse sentido, pela primeira vez desde 2008, a OPEP logrou êxito e fechou um acordo com seus membros para limitar sua produção, sendo uma tentativa clara de elevar os preços mundiais do petróleo.

A reunião informal ocorrida na Argélia dia 28 de setembro de 2016, teve como resultado a determinação de um teto na produção de aproximadamente 32,5 milhões de barris por dia, retirando do mercado algo em torno de 700 mil barris diários. Os níveis formais de quanto cada país irá produzir, serão decididos apenas em novembro, na reunião oficial do cartel.

Diferente de acordos anteriores, não serão todos os membros que realizarão cortes em sua produção. Países como Nigéria e Líbia, que enfrentam atualmente problemas associados a guerras civis e terrorismo, não irão, inicialmente, cortar sua produção. A mesma exceção será aplicada também ao Irã. O país não será obrigado a cortar sua produção como forma de compensação às sanções impostas pelos Estados Unidos em função do seu programa nuclear.

Segundo alguns analistas, o acordo de setembro é uma prova de que a OPEP ainda consegue agir como um cartel. Contudo, deve-se observar que, no ano de 2015, a organização acumulou um pouco mais de 41% da produção mundial. Nesse sentido, a Organização, sozinha, não consegue mais desempenhar seu papel na influência direta nos preços, dependendo de acordos com outros produtores. Isso se reflete na possibilidade de participação de países não membros, em especial da Rússia, na próxima reunião oficial da OPEP marcada para o dia 30 de novembro em Viena.

Para outros críticos, o acordo de setembro não pode ser considerado como um acordo efetivo. Ele deve ser entendido, nas palavras de Daniel Yergin, como um

“agreement to agree”. Existem uma série de questões associados ao acordo que ainda não estão claras, como por exemplo se haverá uma redução da produção ou um congelamento nos níveis atuais. Ademais, o posicionamento do Irã no acordo ainda não está muito nítido uma vez que seus níveis de produção estão quase nos mesmos níveis do período pré-embargo. Outro ponto obscuro é a participação da Rússia na reunião de novembro uma vez que existe uma pressão das empresas russas para o aumento da produção.

Não há consenso sobre a efetividade do pré-acordo de setembro. O que parece ser de comum entendimento é que o retorno da estabilidade de preço no mercado de petróleo depende de algum tipo de coordenação entre os principais produtores o que se mostra cada vez mais difícil de ser estabelecido. A dependência fiscal da maioria dos países produtores embora deixe as finanças públicas vulneráveis as oscilações no preço internacional do barril, aumenta o custo social das políticas de quotas de produção. Ademais, o aumento da participação da produção não-OPEP cria um teto para os efeitos dos cortes de produção sobre os preços internacionais. Isto é, acredita-se que a estabilidade do preço na faixa entre \$ 50 e \$ 60 dólares o barril seja suficiente para retomar os níveis de investimento na produção não-convencional norte-americana. Em outros termos, quanto menor a participação da OPEP no mercado internacional, maior o esforço individual de cada membro para um pequeno efeito sobre o preço. Por estes motivos que se acredita que mesmo que seja estabelecido um acordo em novembro, a manutenção da política de quota de produção será bastante difícil em um cenário de demanda arrefecida.

## **Bibliografia**

OPEC agrees modest oil output curbs in first deal since 2008. (n.d.). Retrieved setembro 29, 2016, from Reuters: <http://www.reuters.com/article/us-opec-meeting-idUSKCN11Y18K>

Saudis soften oil stance on Iran but OPEC deal still elusive. (n.d.). Retrieved Setembro 28, 2016, from Reuters: <http://www.reuters.com/article/opec-meeting-idUSL8N1C42C9>

# O balanço e o futuro da política de conteúdo local no setor de petróleo nacional

**Por Edmar de Almeida e Luciano Losekann**

A mudança de governo no Brasil reforçou a discussão sobre revisão da política de conteúdo local do setor de petróleo no Brasil. Esta revisão é talvez a tarefa mais complexa do conjunto de reformas atualmente em curso no setor de exploração e produção (E&P) no país. Por um lado, a redução dos preços do petróleo coloca em questão a atratividade dos investimentos no setor de E&P, levando a uma incessante busca de redução de custos por parte das operadoras. Por outro lado, a cadeia de fornecedores encontra-se em situação de enorme fragilidade com a maior crise que este segmento já enfrentou.

A revisão da política de conteúdo local terá que arbitrar um conflito incontornável entre a atratividade dos investimentos e a proteção da cadeia de fornecedores. Este processo de arbitragem não tem receita pronta. Terá que ser feito necessariamente a partir de uma concertação entre os diferentes grupos de interesse que irá requerer muita negociação, além de estudos para entender melhor o dilema entre atratividade dos investimentos e promoção do conteúdo local.

Alguns estudos que analisaram diferentes dimensões da PCL buscaram identificar elementos para um balanço dos custos e benefícios da PCL nacional. Segundo CLAVIJO (2015), a PCL evoluiu através de um processo de tentativa e erro, sem um procedimento estruturado de avaliação desta política pelo governo. A evolução da política foi resultado do embate de interesses dos principais *stakeholders* e da constatação de problemas durante o seu processo de implementação.

O autor também aponta que a ausência de uma avaliação formal da PCL pode ser resultado da fragmentação institucional do processo de governança da política, dificultando o surgimento de uma liderança institucional capaz de capitanear o processo formal de avaliação e balanço.

Outro estudo importante foi a auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União (TCU, 2012). Nessa auditoria, o TCU concluiu que a ANP apresenta carência de estrutura e capacidade para fiscalizar adequadamente o conjunto de contratos da indústria. A ANP teria demorado na estruturação do sistema de fiscalização dos compromissos de CL, criado somente em 2007, e, por esta razão, várias lições sobre a aplicabilidade da política demoraram a serem aprendidas (TCU, 2012).

Igualmente, o estudo do IBP (2015) demonstrou que a grande concentração temporal dos projetos de E&P no Brasil com elevados compromissos de CL, criou uma demanda por equipamentos e serviços também concentrada, cujo atendimento teria exigido um grande investimento no aumento da capacidade

produtiva para atender um pico de demanda que não se sustenta no tempo. Nesse sentido, dado que os investimentos no Brasil aumentaram de US\$ 10 para US\$ 40 bilhões, entre 2006 e 2013, o país deveria ter aumentado sua capacidade de produção em 4 vezes em 7 anos, o que não se mostrava ser algo factível.

A PCL se propôs alcançar objetivos muito abrangentes, estabelecendo metas muito elevadas em todos os segmentos tecnológicos necessários para desenvolver um sistema de produção, em vez de focar nos segmentos estratégicos e de maior potencial. Nesse sentido, a falta de seletividade da política impediu uma estratégia de compras voltada para os segmentos mais competitivos ou de maior impacto potencial sobre o desenvolvimento nacional (IBP, 2015).

O estudo realizado por Booz & Co. e coordenado pela ONIP mostrou que a produção local de muitos dos bens e serviços demandados pela indústria apresentava sérios problemas de competitividades em termos de custos, quando relacionados com os preços de outros produtores internacionais (ONIP, 2010). O sobre custo identificado variava com o tipo de equipamento, podendo atingir 70% em alguns produtos da cadeia, como trocadores de calor e flanges. Por esta razão, 76% das empresas focadas em O&G concentrava sua atuação no mercado interno, ou seja, na média, a cadeia fornecedora brasileira não era competitiva para exportações.

Apesar do problema de competitividade, o estudo de ONIP (2010) identificou que o Brasil possui uma capacidade de fornecimento relativamente elevada para equipamentos em diversos segmentos da cadeia, com destaque para equipamentos *subsea*. Haveria ainda uma capacidade importante de construção naval, mas com problemas de competitividade, em função da excessiva fragmentação do setor em vários estaleiros com pequena escala de produção.

Dessa forma, pode-se afirmar que a PCL teve um impacto efetivo na construção de uma cadeia de fornecimento local, ainda que com custos elevados. O desafio que se coloca para o setor é deixar claro os custos e os benefícios desta política, de forma que se possa avançar em uma estratégia que busque ao mesmo tempo a redução dos custos e a manutenção de uma cadeia fornecedora competitiva no país.

Apesar dos elementos já avançados nos estudos citados acima, é necessário aprofundar a análise dos custos e benefícios da PCL no Brasil para melhor identificar estratégias de aprimoramento da PCL que possam ao mesmo tempo manter ou mesmo aumentar os benefícios conquistados, reduzindo-se os custos para os investimentos em E&P. Ou seja, a partir do reconhecimento dos *trade-offs* existentes entre os níveis de conteúdo local e a competitividade e o volume dos investimentos, se buscaria promover uma nova trajetória de investimentos que mais que compense, por exemplo, uma redução das exigências de conteúdo local.

Os preços mais elevados dos bens e serviços no Brasil indicam que a ausência da PCL significaria um nível de CL no Brasil muito menor do atualmente obtido. Nesta forma, é importante apontar mais claramente qual parcela das compras

nacionais poderia ser competitiva num cenário de ausência da PCL. Esta informação é muito importante para se debater sobre como e quanto se poderia reduzir no nível de exigência e nos custos da PCL.

Apesar de insuficientes, os estudos realizados sobre a PCL no Brasil apontam para um grande espaço de aprimoramento desta política não apenas a partir da sua recalibragem em termos dos benefícios almejados considerando-se os custos envolvidos, mas também em termos dos instrumentos utilizados e tipo de governança e regulação.

Quanto aos instrumentos para promoção do conteúdo local, é fundamental se buscar alternativas que resultem em menor custo de *compliance* e riscos para projetos de E&P. Neste sentido, é essencial desenhar e implementar mecanismos que permitam maior flexibilidade nos compromissos de CL. Como uma alternativa ao atual processo, onde a totalidade dos compromissos são estabelecidos e fixados na rodada de licitação, seria importante buscar um modelo com espaço para definir e reorientar os objetivos do CL, em conexão com a preparação do plano de desenvolvimento da produção. Desta forma, as companhias poderiam comprometer-se com metas factíveis, baseadas no melhor conhecimento dos bens e serviços necessários ao projeto e o contexto da cadeia de fornecimento no mercado nacional no momento do investimento. Vale ressaltar que grande parte (80% a 90%) do investimento realizado num projeto de E&P acontece na fase de desenvolvimento.

Ainda no plano dos instrumentos, é importante se avaliar a substituição dos mecanismos de punição para os de incentivos. Uma política baseada em mecanismos de incentivos pode melhorar os efeitos sobre a indústria nacional, encorajando o CL através da bonificação das empresas que excederem compromissos mínimos. A exemplo de outros países, estímulos poderiam ser considerados como instrumento para garantir que as companhias procurem incrementar os níveis de CL, como: (i) vantagens competitivas nas rodadas por blocos de exploração; e (ii) incentivos fiscais compensatórios para permitir o cumprimento e superação das metas estabelecidas. Outro importante ponto é a rediscussão e simplificação das regras de CL, reduzindo a burocracia e os custos de *compliance*. Neste sentido, uma forma de redução dos custos de *compliance* é formatar critérios de medição e certificação simplificados para projetos de E&P. A definição de critérios claros para concessão de isenção das multas pela ANP seria uma contribuição nesta direção.

Nesse sentido, é importante destacar o impacto positivo que a implementação do PEDEFOR pode trazer sobre os resultados e viabilidade da política de CL. Além de modificar as normas de conteúdo local para fazê-la sustentável no tempo, o PEDEFOR também pode representar um grande avanço nas condições de governança entre os atores envolvidos, necessária para uma intervenção governamental melhor articulada e mais efetiva no impulso ao desenvolvimento da cadeia local de fornecimento.

**Referências:**

ALMEIDA, E. e MARTINEZ-PRIETO, D., (2015). “The impact and effectiveness of local content policy on oil exploration and production in Brazil”. *Oxford Energy Forum* 28–30.

BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS (Ed.), (2009). Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de e&p de petróleo e gás natural, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

CLAVIJO W (2016). A Política de Conteúdo Local para a Indústria do Petróleo e Gás Natural no Brasil durante o período 2003-2014: uma Análise Aualitativa da sua Evolução. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDUSTRIA (2015). Gás Natural em Terra: uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor. Brasília.

FERNANDEZ, E. e MUSSO B. (2011). “Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo: Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial”. XXIII Fórum Nacional Visão de Brasil Desenvolvido para participar da competição do Século (China, Índia e Brasil). Anais, 2011.

FILGUEIRAS, Raquel (2015). “Políticas de Conteúdo Local e Setor Para-Petroleiro: uma análise comparativa entre Brasil e Noruega”. Dissertação de Mestrado, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE), Universidade Federal de Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro.

FIRJAN (2015). A Política Brasileira de Conteúdo Local para o Setor Petróleo e Gás Análise e Sugestões de Aperfeiçoamento. Federação das Indústrias do Estado do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO (IBP) (2015). Propostas de políticas públicas para o desenvolvimento socioeconômico a partir dos investimentos em exploração e produção offshore. Relatório final. Rio de Janeiro.

MARTINEZ-PRIETO, D. (2014). “A política de conteúdo local e as decisões de investimento no Brasil”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

OLIVEIRA, A (2010). “Indústria Para-Petrolífera Brasileira Competitividade, Desafios e Oportunidades”. Universidade Federal do Rio de Janeiro, relatório de pesquisa IE/UFRJ/PROMINP. Rio de Janeiro.

ONIP (2010). Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil. Rio de Janeiro.

ROCHA, Carlos (2015). Recursos naturales como alternativa para la innovación tecnológica: petróleo y gas en Brasil. Coordinación de Estudios para América Latina (CIEPLAN), Santiago.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIAO (2012). RELATÓRIO DE AUDITORIA OPERACIONAL. FISCALIZAÇÃO DE CONTEÚDO LOCAL. IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES DE MELHORIA. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA AOS INTERESSADOS. ARQUIVAMENTO. Disponível em:  
< [http://portal3.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias\\_arquivos/ANP%20-%20AC%202815-2012-P.pdf](http://portal3.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/ANP%20-%20AC%202815-2012-P.pdf)>; consulta em:  
06/08/2016.



## Por que as primeiras plantas comerciais de etanol 2G são quase experimentais?

Por José Vitor Bomtempo e Gustavo Soares

Em um artigo anterior, “A chegada do etanol 2G, um passo importante para a inovação em bioeconomia”, no Boletim Infopetro de Setembro/Outubro de 2014, destacamos o início de operação das primeiras plantas comerciais. Quase 2 anos depois, essa primeira geração de plantas ainda enfrenta dificuldades operacionais importantes. Tem sido difícil para os pioneiros estabilizar a produção e operar regularmente.

Neste artigo, examinamos essa situação e tentamos entender porque as primeiras plantas comerciais de etanol 2G são quase experimentais. Achamos que uma clara compreensão do problema é importante em diversos aspectos. Permite que as estratégias tecnológicas das empresas e as políticas públicas de financiamento à inovação se alinhem. Além disso, do ponto de vista da construção da bioeconomia, pode nos ajudar a entender a complexidade do projeto de utilização da biomassa como matéria-prima para a produção de bioenergia, bioprodutos e materiais.

Este texto discute, com base nos princípios da economia da inovação, a natureza dos problemas enfrentados pelas primeiras plantas comerciais da chamada nova indústria *biobased* e em particular examina o caso do etanol 2G. O argumento desenvolvido traz como conclusão a visão de que, em alguns casos, as primeiras plantas em indústrias emergentes devem ser vistas como um estágio avançado do próprio processo de desenvolvimento. Assim, a primeira geração das plantas de etanol 2G, inauguradas nos últimos três anos, são efetivamente estágios experimentais que exigem ainda esforços específicos de P&D para atingirem estágios operacionais regulares.

Inovações são **processos iterativos**, como explicaram Kline and Rosenberg no clássico artigo de 1986, [Overview of Innovation](#). Nesse artigo, Kline and Rosenberg discutem as limitações de uma visão linear e propõem o chamado modelo *chain linked*. O modelo procura dar conta de algumas dimensões críticas do processo de inovação que o modelo linear não valorizava devidamente. Um aspecto central do modelo *chain linked* é a sua dimensão iterativa, que envolve, em *feedbacks* e *loop*, as diversas etapas do processo de desenvolvimento de uma inovação. O modelo valoriza ainda uma dimensão crítica muito importante do processo que é a presença de obstáculos sucessivos. Esses obstáculos somente se tornam claros e bem definidos à medida que os obstáculos anteriores vão sendo superados. São portanto dificilmente antecipados nas primeiras etapas do ciclo de P&D.

Quando o processo ou o produto estão desenvolvidos e se tornam comerciais, o ciclo de P & D, em tese, terminaria. Mas são conhecidos inúmeros casos de produtos que não conseguiram responder às expectativas e fracassaram. As razões podem ser tecnológicas ou comerciais.

Da mesma forma, novos processos, dados como desenvolvidos, também podem fracassar ou enfrentar longos e complexos períodos de ajustes durante os quais novos esforços de P&D, não antecipados nas etapas anteriores de desenvolvimento, podem ser necessários.

As primeiras plantas – *flagship plants or first-of-a-kind* – têm o desafio de estruturar uma cadeia de valor capaz de operar em escala economicamente viável. Recentemente a Europa lançou um programa de PPP para o desenvolvimento de biorrefinarias que tinha como alvo a construção de *flagship plants* numa visão implícita de que seria uma fase de testes para se avançar e se tornar inteiramente operacional, definindo assim os conceitos que poderiam ser multiplicados. As primeiras plantas de uma nova família de tecnologia são de certa forma estágios avançados de experimentação em escala comercial. Alguns conceitos, ainda não consolidados nas unidades de demonstração, podem ser confirmados ou modificados. E ainda, o que pode ser particularmente relevante, essas plantas podem enfrentar novos problemas, não antecipados nas etapas anteriores. Por isso, o período de *startup* pode ser bastante desafiador.

No caso de tecnologias similares a versões já difundidas, os problemas podem ser resolvidos acessando competências que, se não existem na empresa, existem há bastante tempo e são disponíveis no mercado. São conhecimentos que foram estruturados ao longo da história da indústria. No caso de novas tecnologias, em que a planta é efetivamente a primeira da espécie – *first-of-a-kind* – não existem esses conhecimentos no mercado. Os problemas são novos para a empresa, novos para o setor industrial e, em boa medida, novos para o mundo.

### ***Grau de maturidade das tecnologias para etanol 2G***

Existe um critério bastante difundido e reconhecido, atribuído originalmente à NASA – o TRL *technology readiness level*, que mede, numa escala de 1 a 9, o grau de maturidade de uma dada tecnologia. Cada nível de TRL corresponde ao atendimento de certo número de requisitos, sendo 1 o nível mais rudimentar (estágio de pesquisa básica) e 9 o nível de tecnologias prontas para serem utilizadas comercialmente.

Qual o TRL das principais tecnologias utilizadas na produção de etanol a partir de materiais lignocelulósicos? Algumas referências podem ser encontradas na literatura. Por exemplo: [Jungmeier, 2014](#) e [E4tech, RE-CORD and WUR, 2015](#).

A produção de E2G deve cumprir algumas etapas principais: pré-tratamento do material lignocelulósico para separar lignina, celulose e hemicelulose, hidrólise da celulose e hemicelulose para obter os açúcares simples de 5 e 6 carbonos, fermentação desses açúcares e destilação do etanol. A última etapa em nada difere da produção convencional de etanol e não representa desafio tecnológico próprio do E2G.

O pré-tratamento reúne provavelmente os maiores desafios a serem ainda enfrentados para a consolidação da produção. Existem diversos processos sendo utilizados, todos com graus de maturidade, segundo a literatura, ainda bem abaixo de 9. Os desafios do desenvolvimento dos pré tratamentos seriam,

em primeiro lugar, resolver os problemas específicos de cada matéria-prima e, se possível, buscar idealmente pré tratamentos flexíveis que poderiam operar com diferentes matérias-primas.

Note-se que não só existem numerosos processos de pré-tratamento em desenvolvimento como entre os pioneiros são diversos os processos adotados. Mesmo no caso de ácido diluído, existem versões diferentes, em um ou dois estágios. Aparentemente, no atual estágio da indústria, cada produtor desenvolve o pré-tratamento que lhe parece mais adequado para a sua matéria-prima.

No que se refere às etapas bioquímicas do processo, incluindo a hidrólise enzimática e a fermentação, o TRL é mais próximo de 9. Note-se que, embora em estágio mais avançado e convergente do que na etapa de pré-tratamento, ainda assim as tecnologias não são identificadas como completamente desenvolvidas. Na hidrólise enzimática dos materiais lignocelulósicos mais explorados como bagaço, palhas e resíduos agrícolas o TRL é 8 (sistema incorporado num projeto). Já na etapa de fermentação, os açúcares C5 ainda dependem de desenvolvimentos e apresentam TRL avaliado em 7 (sistema demonstrado em piloto).

***Comparando os principais projetos de E2G***

O quadro abaixo compara os principais projetos – Raizen, POet/DSM, Granbio, Abengoa, Dupont, Betarenewables e Enerkem – ditos em escala comercial e em início de operação. A diversidade dos projetos é notável nas dimensões críticas do processo.

<u>Raizen</u>	<u>Poet-DSM</u>	<u>Granbio</u>	<u>Abengoa</u>	<u>Dupont</u>	<u>BetaRenewables</u>	<u>Enerkem</u>
Brasil	EUA	Brasil	EUA	EUA	Itália	Canadá
Capacidade (milhões litros/ano)						
40	94	82	95	113	75	38
Potencial de geração de eletricidade (MW)						
7	17	16	21	Não realiza	13	Não realiza
Matérias-primas						
Bagaço de cana	Palha de milho	Palha de cana	Palha de milho	Palha de milho	Palha de trigo	RSU
Fornecedores						
<u>Raizen</u>	Fazendeiros locais	Grupo Carlos Lyra	Fazendeiros locais	Fazendeiros locais	Fazendeiros locais	Cidade de Edmonton
Logística (alguns desenvolvedores)						
Não há	<u>PoetBiomass</u> , NREL, Pacific Ag	CNH, New Holland, <u>Granbio</u>	Abengoa, Pacific Ag, Universidades	Dupont, universidades, <u>Genera Energy</u> , NRLE	<u>Agriconsulting</u> ; <u>Biochemtex</u> agro	<u>Waste Management</u>
Tecnologias de conversão						
Hidrólise enzimática-SSCF	Hidrólise enzimática-SSF	Hidrólise enzimática-SSCF	Hidrólise enzimática-SSF	Hidrólise enzimática-SSF	Hidrólise enzimática-SSCF	Gasificação
Pré-tratamento						
Ácido diluído	Ácido diluído	Explosão à vapor	Ácido diluído	Alcalino	Explosão à vapor	
<u>Iogen</u>	<u>Andritz</u>	<u>BetaRenewables</u>	Abengoa	Dupont	<u>BetaRenewables</u>	
Enzimas						
<u>Novozymes</u>	DSM	<u>Novozymes</u>	<u>Dvadic</u>	Dupont	<u>Novozymes</u>	
Leveduras						
<u>Iogen</u>	DSM	DSM	Abengoa	Dupont*	<u>Leaf Technologies</u>	

Em primeiro lugar, utilizam diferentes materiais lignocelulósicos. Nas indústrias de energia e química, a matéria-prima tem papel estruturante. Assim, inovações de matéria-prima são particularmente críticas.

A estruturação da própria oferta não está dada no mercado e o produtor deve desenvolver a cadeia de suprimento para que a matéria-prima atenda um conjunto bastante rígido de condições: custo, disponibilidade, confiabilidade e sustentabilidade. As diferenças de estruturação da cadeia para atendimento dessas condições têm grande efeito na competitividade do etanol E2G, segundo estudo da Lux Research, citado pelo [site NovaCana](#).

Para a estruturação dessa oferta surgiram empresas especializadas que passaram a oferecer o pacote logístico para o produtor de etanol. Mas em alguns casos, o próprio produtor teve grande envolvimento nessa estruturação e, como no caso da DuPont, desenvolveu um *know-how* que pretende oferecer como serviço aos próximos entrantes.

Os diferentes materiais acarretam ainda, como já mencionado, o uso de diferentes processos de pré-tratamento. Isso dificulta, ou pelo menos limita, uma eventual troca de conhecimento entre as empresas para resolver problemas comuns.

Um ponto adicional na utilização dos materiais lignocelulósicos, que dificulta a utilização dos conhecimentos existentes, é o fato de serem sólidos. As indústrias estabelecidas, com conhecimentos amplamente difundidos na comunidade de engenharia e operação, lidam para a produção de combustíveis e químicos com fluidos, isto é líquidos ou gases. A necessidade de tratar sólidos como palhas, bagaços, resíduos agrícolas e urbanos etc não tem experiência estabelecida nessa indústria e gera dificuldades particulares que são dificilmente antecipadas nos estágios piloto e demonstração.

Assim, apesar de existirem 7 plantas em estágio dito comercial, as disparidades entre elas reforçam a ideia de que cada uma delas é na verdade *first-of-a-kind*.

### **Concluindo:**

As plantas foram construídas com processos com grau de maturidade tecnológica ainda abaixo do pleno desenvolvimento, principalmente no caso do pré-tratamento. As soluções para os problemas encontrados tendem a ser específicas de cada produtor e podem exigir novos esforços de P&D..

Duas razões compõem essa tendência: os materiais lignocelulósicos são diferentes assim como os processos de pré-tratamento adotados

Assim, as plantas hoje em início de operação podem ser vistas como plantas *first-of-a-kind* que têm dificuldades de encontrar competências e apoio no mercado para solução dos problemas de *startup* não antecipados. Isso quer dizer que cabe aos produtores estruturar e coordenar esse processo e eventualmente realizar esforços de pesquisa e desenvolvimento para vencer os desafios colocados.

Cabe ainda destacar que o etanol 2G é uma passagem estratégica para a indústria baseada em biomassa e para a utilização eficiente dos recursos renováveis disponíveis. Além de aumentar expressivamente a produtividade de etanol por hectare e, por seu desempenho ambiental ser decisivo para o atendimento das metas da COP21, a capacidade de produzir eficientemente etanol 2G é também a capacidade de produzir os chamados açúcares de segunda geração derivados da celulose e da hemicelulose – os açúcares simples e fermentáveis C6 e C5. Esses açúcares são o ponto de partida dos produtos que a bioeconomia vislumbra como parte essencial da exploração eficiente da biomassa, incluindo biocombustíveis, bioenergia, bioquímicos e biomateriais.

# As indefinições da indústria do gás no Brasil

Por Diogo Lisbona Romeiro

A indústria do gás natural no Brasil está atravessando um ponto de inflexão delicado. Ao mesmo tempo em que as intenções de desinvestimento da Petrobras no setor apontam para a entrada efetiva e potencial de novos agentes, muitas incertezas rondam a evolução da oferta, da demanda e do desenho do mercado (*market design*). A travessia exitosa para um novo contexto com maior diversidade de *players* dependerá não apenas da habilidade do setor de superar os seus próprios desafios, mas também da interação com outros setores e com os rumos da política energética do país.

A evolução do marco regulatório da indústria de gás no Brasil caminhou no sentido de fomentar a entrada de novos agentes. No entanto, a legislação e as suas regulamentações se revelaram, na prática, insuficientes para promover a abertura pretendida do setor. No momento em que a incumbente monopolista sinaliza uma redução voluntária de sua participação na indústria, há muito tempo ambicionada pelas reformas legais-regulatórias introduzidas, discute-se no setor um desenho de mercado mais adequado ao futuro ambiente menos concentrado e mais concorrencial.

Capitaneada pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2016a), em parceria com a ANP e a EPE, a iniciativa Gás para Crescer “tem como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras”, lançando “as bases para um mercado de gás natural com diversidade de agentes”.

Como antecipado por [Colomer e Almeida \(2016\)](#), a redução da participação da Petrobras na indústria demanda uma ampla reforma do setor. Embora a atmosfera competitiva seja, em grande medida, aderente às reformas legais já transitadas, [Hallack \(2016\)](#) observa que os mercados de gás não são naturais e demandam delimitações regulatórias específicas e constantes. Quanto mais as reformas se distanciarem de discussões legislativas abertas e indefinidas e caminharem dentro do âmbito regulatório, menores serão as incertezas envolvidas no processo, encurtando o tempo necessário para a transição e mitigando o efeito reverso de postergação de investimentos.

## Indefinições da oferta e demanda de gás natural

Passados quase vinte anos desde a Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997) e oito anos desde a publicação da Lei do Gás (Lei 11.909/2009), a Petrobras ainda detém monopólio *de fato* na indústria, dominando todos os elos da cadeia: é responsável por cerca de 80% do gás produzido; detém participação em todos os dutos de escoamento *offshore*; controla todos os terminais de processamento e regaseificação de GNL existentes; responde por quase a totalidade da oferta de gás ao mercado; é carregadora e transportadora em quase toda a malha de transporte; está presente em 20 das 27 distribuidoras de gás canalizado do país,

comercializando mais da metade do gás consumido; e ainda figura como maior consumidora de gás, nos seus parques de geração termelétrica (com 6 GW de capacidade instalada) e de refinaria e fertilizantes.

O protagonismo da Petrobras no setor é ambivalente. Por um lado, reflete as dificuldades inerentes à liberalização de indústrias de rede em processos parciais de abertura, que não interferem na participação acionária em elos subsequentes da cadeia (*unbundling total*), não limitam a prática de *self-dealing* e não garantem o acesso de terceiros à infraestrutura essencial existente. Neste contexto, a verticalização total na cadeia constitui uma barreira à entrada estrutural que se revela na prática intransponível. Por outro lado, o monopólio *de fato* permitiu à Petrobras desenvolver toda a infraestrutura da cadeia de suprimento assumindo riscos estranhos à natureza da indústria, relacionados à variabilidade imprevisível da demanda termelétrica no país. Sob este contexto, a estrutura verticalmente integrada da Petrobras garantiu o suprimento e proveu elevada flexibilidade ao sistema.

A análise do Balanço de Gás Natural dos últimos anos (Tabela 1) revela as indefinições presentes na estrutura da oferta e da demanda futura de gás. A oferta doméstica de gás no Brasil é preponderantemente *offshore* e associada ao petróleo (ambas 75% da produção), resultando em elevada inflexibilidade e demandando significativos investimentos para escoamento ao mercado. Embora a produção nacional tenha aumentado 50% nos últimos cinco anos, alcançando média de 100 MMm<sup>3</sup>/d em 2016 (até agosto), em virtude da maior extração de recursos do pré-sal, a taxa de reinjeção no mar saltou de 7% para 28% (pelo crescimento acumulado superior a 500% no período). Consequentemente, apenas 50% da produção converte-se em oferta doméstica ao mercado. A reinjeção é fator de grande incerteza para a projeção da oferta doméstica futura de gás, refletindo restrições técnicas para melhor aproveitamento do óleo, mas também elevados custos de tratamento e escoamento do gás à costa.

**Tabela 1 – Evolução do Balanço de Gás Natural (valores médios anuais)**

valores em milhões m <sup>3</sup> /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2016/2011	EVOLUÇÃO
<b>+ Produção Nacional</b>	<b>66,0</b>	<b>70,6</b>	<b>77,2</b>	<b>87,4</b>	<b>96,2</b>	<b>100,5</b>	<b>52%</b>	
Em terra	16,8	16,7	20,6	23,3	23,0	23,6	40%	
Em mar	49,1	53,9	56,6	64,1	73,3	76,9	57%	
Associado	48,6	49,0	51,4	58,6	70,2	74,9	54%	
Não-Associado	17,3	21,6	25,8	28,8	26,1	25,6	47%	
<b>- Reinjeção</b>	<b>11,1</b>	<b>9,7</b>	<b>10,6</b>	<b>15,7</b>	<b>24,3</b>	<b>30,3</b>	<b>174%</b>	
Em terra	7,8	6,8	6,1	7,3	8,4	9,0	15%	
Em mar	3,3	2,9	4,6	8,4	15,9	21,3	551%	
- Queima e perda	4,8	4,0	3,6	4,4	3,8	4,2	-14%	
- Consumo em E&P	10,2	10,6	10,9	11,5	12,2	12,7	25%	
- Absorção em UPGNs	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	3,9	14%	
<b>= Oferta Doméstica</b>	<b>36,5</b>	<b>42,9</b>	<b>48,6</b>	<b>52,2</b>	<b>52,2</b>	<b>49,5</b>	<b>35%</b>	
+ Importação - Bolívia	26,8	27,5	31,8	32,8	32,0	29,2	9%	
+ Importação - Argentina	0,0	0,0	0,2	0,2	0,5	0,0	-	
+ Importação - GNL	1,7	8,5	14,6	19,9	17,9	5,0	202%	
<b>= Oferta Importada</b>	<b>28,5</b>	<b>36,0</b>	<b>46,5</b>	<b>52,9</b>	<b>50,4</b>	<b>34,2</b>	<b>20%</b>	
- Perdas em Gasodutos	3,4	3,9	3,7	5,8	3,9	4,4	29%	
<b>= OFERTA TOTAL</b>	<b>61,6</b>	<b>75,0</b>	<b>91,3</b>	<b>99,3</b>	<b>98,6</b>	<b>79,2</b>	<b>29%</b>	
- Demanda Não-Térmelétrica	51,2	52,0	51,3	52,4	52,7	50,8	-1%	
<b>- Demanda Térmelétrica</b>	<b>10,4</b>	<b>23,0</b>	<b>40,1</b>	<b>46,8</b>	<b>45,9</b>	<b>28,5</b>	<b>174%</b>	

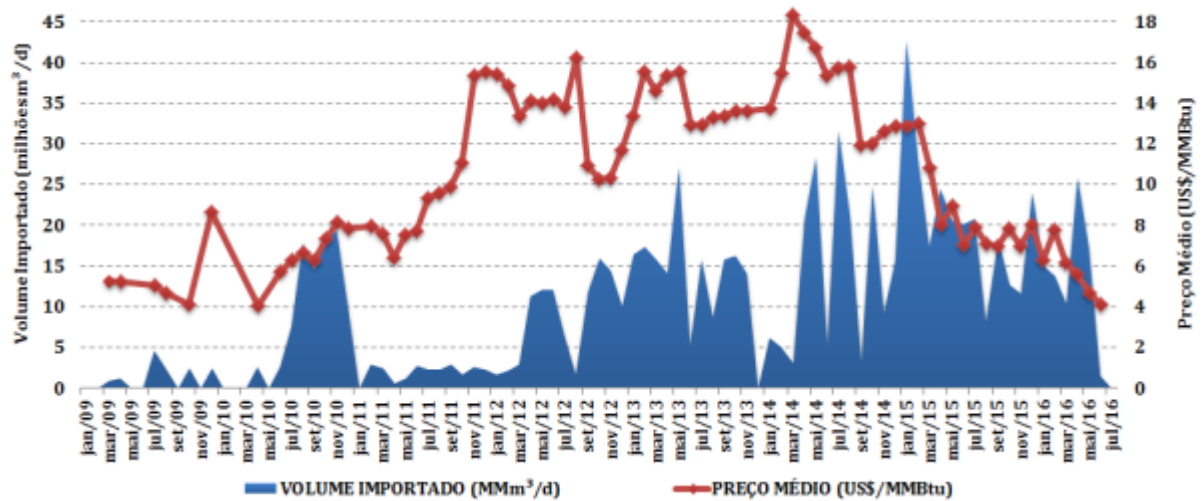
\*média até agosto de 2016. Fonte: Elaboração própria com dados do MME (2016c).

Para complementar a oferta doméstica, o Brasil importa em média quase a totalidade da capacidade de transporte do GASBOL, de 32 MMm<sup>3</sup>/d, e utiliza os três terminais de regaseificação em operação (com 41 MMm<sup>3</sup>/d de capacidade máxima) para atender o restante da demanda com GNL importado.

O término dos contratos da Petrobras com a Bolívia nos próximos anos (18 MMm<sup>3</sup>/d já em 2019) pode contribuir para a entrada de novos supridores no mercado brasileiro. Porém, como analisa [Clara \(2015\)](#), é incerta a capacidade de a Bolívia manter o volume atual de exportação para o Brasil na próxima década. A incerteza do gás boliviano importado reforça a importância do gás doméstico na composição da oferta e pressiona a dependência externa crescente ao GNL importado, contratado atualmente em bases voláteis no mercado de curto prazo (Figura 1).



Figura 1 – Exposição ao mercado spot de GNL

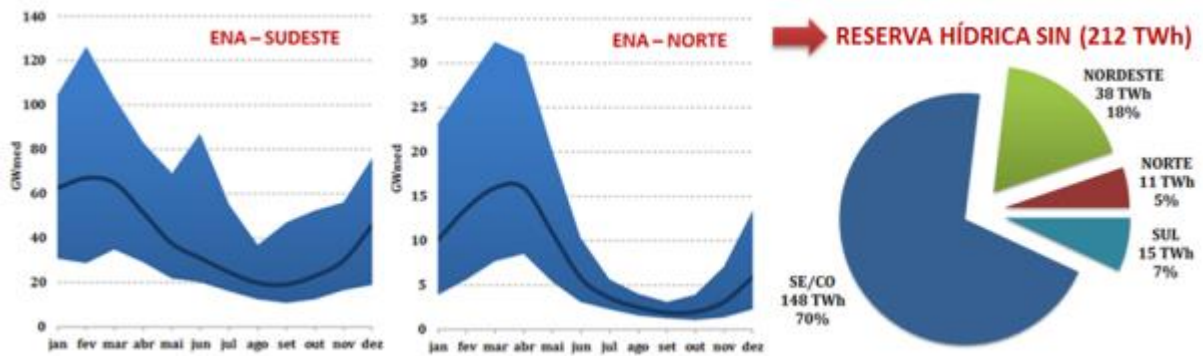


Fonte: Elaboração própria com dados do MME.

Somam-se às incertezas da composição da oferta futura, a elevada variabilidade e imprevisibilidade da demanda por gás natural no Brasil para geração termelétrica, que responde a cerca de 50% da demanda total em períodos de pleno despacho. Enquanto que em 2011 a demanda média foi de apenas 10 MMm<sup>3</sup>/d, em 2014 e 2015 superou 45 MMm<sup>3</sup>/d e em 2016 já recuou para 28 MMm<sup>3</sup>/d.

A variabilidade e a imprevisibilidade da demanda termelétrica no Brasil decorrem da elevada incerteza hidrológica que rege o sistema elétrico, decorrente da variação anual acentuada das aflúências tropicais. A amplitude de variação no subsistema sudeste corresponde a quatro vezes a mínima histórica, enquanto que no subsistema norte alcança mais de seis vezes (Figura 2). Os reservatórios hídricos, capazes de acumular mais de 200 TWh de energia, regularizam as aflúências, deslocando a geração hidrelétrica para a base da carga. A operação centralizada do sistema administra os reservatórios com disponibilidade termelétrica flexível, utilizada como *backup* para situações hidrológicas críticas.

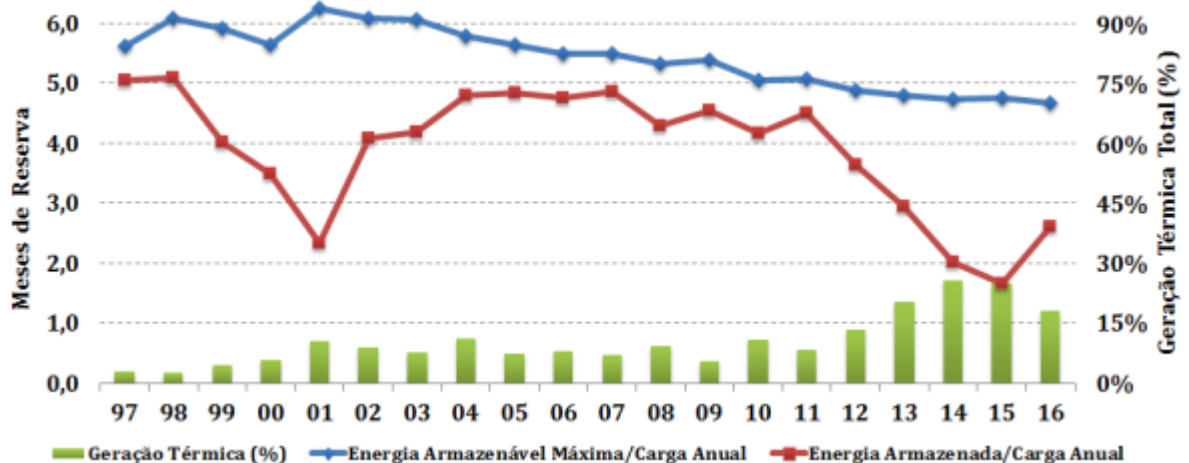
**Figura 2 – Variabilidade e imprevisibilidade da geração hidrelétrica no Brasil**



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

A tendência estrutural, no entanto, é de redução gradual da capacidade de regularização dos reservatórios (Figura 3) – pela estagnação da reserva, ampliação da carga e expansão de oferta intermitente na matriz (eólicas e hidrelétricas a fio d’água). A relação entre a energia armazenada (no fim do período úmido) e a carga anual (curva vermelha) aponta o deplecionamento do estoque e a necessidade de despacho térmico no curto prazo. Enquanto que em 2001 o país não contava com geração térmica suficiente, entre 2013 e 2016 o *backup* térmico garantiu o suprimento, pressionando a importação de GNL em momento de preços elevados no mercado spot (Figura 1).

**Figura 3 – Perda de Regularização dos Reservatórios Hídricos (meses)**



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

A relação declinante (curva azul) entre a reserva máxima e a carga anual, por sua vez, revela a tendência estrutural de longo prazo de complementação térmica mais frequente, acendendo um alerta para os riscos subjacentes à exposição crescente ao mercado *spot* de GNL. A opção pelo GNL para acomodar

a flexibilidade térmica permitiu a Petrobras administrar a variabilidade e a imprevisibilidade da demanda termelétrica em seu portfólio, garantindo o suprimento e provendo a flexibilidade necessária ao sistema. A sua estrutura integrada permitiu a empresa gerenciar riscos estranhos à atividade de exploração e produção de gás, suportando custos de infraestrutura para prover disponibilidade e flexibilidade termelétrica permanente em contexto de baixa e imprevisível utilização.

### **Propostas para um futuro ambiente de mercado: mais indefinições ou uma rota de desenvolvimento futuro?**

As fragilidades e os desafios do setor, identificados pelo relatório técnico e seus anexos, aberto à Consulta Pública nº 20/2016 no MME (“Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil”), se estendem pelo amplo espectro de áreas de atuação e influência da indústria do gás, se desdobrando em diferentes níveis (federal e estadual) e se transbordando para esferas regulatórias de outros setores. Pretende-se chegar, após interlocução com atores da indústria, a propostas e diretrizes para uma política setorial.

O documento em Consulta Pública transita entre diagnósticos diversos e propostas abrangentes, relativas à comercialização, acesso à infraestrutura, sistema tarifário, operação da rede, harmonização entre gás e setor elétrico, harmonização entre as diversas esferas regulatórias estaduais com o âmbito federal, diretrizes para política de comercialização do gás da União referente aos contratos de partilha e adequações e simplificações tributárias que permitam o descasamento entre fluxos físicos e contratuais.

As propostas para destravar a comercialização do gás centram-se na limitação ao *self-dealing* e na promoção de maior concorrência com a realização de programas de venda obrigatória de gás (*gas release*), incentivando os mercados de curto prazo e secundário. Para permitir a competição em cenário de maior diversidade de agentes, defende-se a extensão do acesso de terceiros para além da malha de transporte, abrangendo todas as infraestruturas essenciais à cadeia – gasodutos de escoamento, unidades de tratamento e processamento e terminais de regaseificação. Dentre as possibilidades de estabelecer acesso regulado (*third part access – TPA*) ou negociado (*essential facilities doctrine*) a essas infraestruturas, a proposta é que se opte por maior liberdade negocial entre os agentes, atuando apenas em casos de conflito.

Para incentivar a entrada de novos carregadores no sistema e a maior liquidez do mercado, a proposta aponta para migração do sistema tarifário (reserva de capacidade e estrutura tarifária) para o modelo de entrada/saída, com todas as complexidades envolvidas, como analisado por [Hallack \(2016\)](#). Esta migração envolveria a transição para um sistema integrado de transporte, composto por toda a malha integrada e futuras expansões e instalações de estocagem, com a adoção de um gestor independente da rede. Ainda sem definição quanto à natureza do operador da rede, mas com tendência para adoção de um operador independente do sistema, ficaria a cargo de um futuro comitê, a ser composto por representantes do Governo e da indústria, a responsabilidade de delimitar a transição para um novo modelo.

Paralelamente a gestão independente da rede, defende-se a simplificação do processo de outorga de novos gasodutos de transporte, tendo em vista a rigidez resultante do modelo implantado com o PEMAT, reexaminando-se inclusive os critérios para alocação de outorga de autorização ou de concessão.

A Consulta também tangencia a necessidade de harmonização das regulações estaduais e federal, indagando por possíveis caminhos rumo a uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres.

Dentre as diretrizes para o gás da União proveniente dos contratos de partilha, estimado pela PPSA entre 15 e 25 MMm<sup>3</sup>/d, propõe-se que durante a fase de transição inicial (com período de 30 meses), antes que se estabeleça uma política de longo prazo, os volumes sejam comercializados em leilões para alavancar os mercados de curto prazo e secundário.

Para a maior convergência entre as indústrias de gás e eletricidade, identifica-se na tendência de crescente despacho termelétrico uma oportunidade para equacionar os entraves à contratação das térmicas, revendo as limitações à inflexibilidade, as penalidades por indisponibilidades técnicas e a exigência de comprovação de lastro de combustível integral por todo o período contratual. Identifica-se, ainda, a necessidade de um planejamento integrado entre gás e eletricidade, promovendo a expansão conjunta de gasodutos e termelétricas através de leilões coordenados.

As propostas abertas à discussão na Chamada Pública nº 20 do MME caminham, em última instância, para a construção gradual de um *hub* de negociação de gás. Como discute Heather (2015), a padronização de termos e condições dos contratos, com diferentes preços, prazos e volumes, é importante para concentrar liquidez, que por sua vez atrai volume de negociação e, conseqüentemente, comercializadores suficientes que garantam o funcionamento adequado do mercado.

O caminho para alcançar a maturidade de um *hub* de negociação (Figura 4) se traduz em um longo e gradual processo que se inicia com o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, permitindo a comercialização por contratos bilaterais entre mais agentes. A maior interação entre oferta e demanda no mercado resulta em sinais de preço mais confiáveis, atraindo mais comercializadores e possibilitando a negociação por mercado de balcão, o que requer regras claras de balanceamento e contratos padronizados. Com liquidez consolidada, a entrada de agentes sem entrega física permite o desenvolvimento de um mercado futuro, com índice de preços balizando contratos de longo prazo.

**Figura 4 – Caminho para a Maturidade de Hubs de Negociação**

Fonte: MME (2016b), Adaptado de Heather (2015).

Heather (2015) pondera que o caminho para a maturidade pode ser tortuoso, envolvendo em média mais de uma década para sua consecução. Cada degrau percorrido requer comprometimento constante dos governos, dos ofertantes e do operador do sistema para possibilitar uma transição suave. Países com produção doméstica ou bem supridos por fontes de gás competitivas tendem a alcançar êxito em menos tempo e a estabelecer *hubs* mais líquidos.

A Resolução da ANP nº 16/2016, em implantação, regulamenta o acesso de terceiros à malha existente de transporte, como determinado pela Lei do Gás, tornando obrigatória a oferta integral de capacidade disponível e ociosa, que pode ser contratada em modalidade firme, interruptível ou extraordinária. A Resolução estabelece chamada pública para contratação de capacidade, permitindo a cessão (venda) de capacidade contratada e a troca operacional (swap). Para aumentar a transparência e reduzir a assimetria de informação no mercado, determinou-se que os transportadores desenvolvam e disponibilizem plataforma eletrônica pública e gratuita que permita a consulta de disponibilidades, possibilidades de acesso e tarifas de transporte por ponto relevante, para todas as modalidades de serviço ofertadas, permitindo a manifestação de interesse e o acesso por parte de carregadores interessados.

Pode-se observar, portanto, que a legislação e suas regulamentações já apontam para maior entrada de agentes na indústria, procurando reduzir os custos de informação e acesso ao transporte. As propostas abertas à Consulta Pública discutem um horizonte futuro menos concentrado, mas abrem espaço para indefinições setoriais no curto e médio prazo. Neste ínterim, diversos atores da indústria já estão alertando para os desafios e os riscos envolvidos em meio ao vasto leque de propostas elencadas.[1]

Em um plano macro, teme-se que as diretrizes propostas desemboquem em rediscussões legislativas abertas e indefinidas, paralisando investimentos na cadeia até que se tornem concretos os novos contornos legais. Neste sentido, as

discussões deveriam centrar em diretrizes gerais de longo prazo, apontando para aprimoramentos regulatórios graduais e aperfeiçoamentos legais pontuais.

Em um plano micro, discutem-se as dificuldades práticas de inúmeras propostas levantadas. O acesso de terceiros aos terminais de regaseificação, por exemplo, além de demandar revisão legal (já que a Lei do Gás exceuou os terminais da obrigatoriedade de acesso), envolvem problemas logísticos, decorrentes da inexistência de estoque físico, e tributários. Uma possível solução apontada seria a separação total dos terminais de regaseificação, que passariam a prestar serviços mediante remuneração adequada. Questões tributárias se revelam na prática entraves à comercialização de gás ao longo da cadeia frente à participação de vários agentes, em virtude de incertezas relativas ao local de incidência do ICMS (destino ou origem) e ao aproveitamento de acúmulo de créditos decorrentes de alíquotas estaduais diferentes. O descasamento entre fluxos físico e comercial, no âmbito do CONFAZ, pode destravar o *swap* comercial e facilitar outras soluções tributárias.

Outro ponto sensível da proposta refere-se à necessidade de um operador do sistema independente, visto o grau de imaturidade atual da indústria. O maior problema de coordenação do sistema, como discutido acima, refere-se às incertezas quanto à origem e composição da oferta futura e a volatilidade da demanda termelétrica.

A incerteza da demanda térmica é apontada como fator determinante dos riscos inerentes à cadeia do gás no Brasil, comprometendo a entrada efetiva de novos agentes. Neste sentido, a nova perspectiva de geração térmica mais frequente e duradoura no sistema elétrico pode contribuir para uma convergência efetiva entre os setores. Uma melhor alocação de risco pode viabilizar a sua gestão descentralizada, favorecendo a entrada de novos agentes e o melhor aproveitamento dos recursos domésticos. Entretanto, a harmonização entre os setores não dependerá de políticas e definições autônomas no âmbito da indústria do gás, mas da interlocução com o setor elétrico. As mudanças desenhadas para o setor elétrico, discutidas atualmente no P&D estratégico nº 20 da ANEEL ([Losekann e Romeiro, 2016](#)), determinarão, em grande medida, o grau de convergência entre as indústrias.

A redução da participação da Petrobras na indústria do gás ocorre em contexto de indefinição de oferta e demanda futura. O desenho de mercado para um novo ambiente competitivo deve levar em conta as restrições estruturais do setor e as limitações decorrentes da inexistência de mercado cativo próprio, reconhecendo os graus de liberdade existentes e a necessidade de maior interlocução com outras políticas setoriais, principalmente com o setor elétrico. Nesta direção, não se deve enxergar no protagonismo da Petrobras apenas entraves à concorrência, mas, ao contrário, devem ser reconhecidos e enfrentados os desafios regulatórios de garantir o suprimento em contexto de menor coordenação centralizada. Uma agenda de transição clara e objetiva é imprescindível para que os fluxos financeiros iniciais de curto prazo, restritos a transferências patrimoniais, se convertam em investimentos de longo prazo efetivos.

**REFERÊNCIAS:**

CLARA, Y. (2015). As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil. <https://infopetro.wordpress.com/2015/12/07/as-mudancas-no-marco-institucional-do-gas-na-bolivia-e-as-consequencias-para-o-brasil/>

COLOMER, M.; ALMEIDA (2016). Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras. <https://infopetro.wordpress.com/2016/06/29/industria-do-gas-natural-no-brasil-a-reforma-necessaria-para-a-saida-da-petrobras/>

HALLACK, M. (2016). Os tempos e os desafios das escolhas atuais da indústria de gás natural no Brasil. <https://infopetro.wordpress.com/2016/09/21/os-tempos-e-os-desafios-das-escolhas-atuais-da-industria-de-gas-natural-no-brasil/>

HEATHER, P. (2015). The Evolution of European Traded Gas Hub. Oxford Institute for Energy Studies – OIES Paper: NG 104.

LOSEKANN, L.; ROMEIRO, D. (2016). Questões centrais para a readequação do modelo institucional do setor elétrico Brasileiro. <https://infopetro.wordpress.com/2016/09/28/questoes-centrais-para-a-readequacao-do-modelo-institucional-do-setor-eletrico-brasileiro/>

MME (2016a). Gás para Crescer – Relatório Técnico e Anexos. [http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-abre-consulta-sobre-diretrizes-propostas-pelo-gas-para-crescer](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-abre-consulta-sobre-diretrizes-propostas-pelo-gas-para-crescer)

MME (2016b). 2ª Oficina de Trabalho. Gás para Crescer. Apresentação. Brasília, 21/9/2016. [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/20160921\\_GpC\\_2aOficina\\_vfinal.pdf/3049adcf-38b9-4629-a4e7-f08b3d281495](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/20160921_GpC_2aOficina_vfinal.pdf/3049adcf-38b9-4629-a4e7-f08b3d281495)

MME (2016c). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural Nº 114.

**Notas:**

[1] O autor se beneficiou de discussões suscitadas entre palestrantes e público presentes em debate na Rio Oil & Gas 2016, na mesa intitulada “Dilemas Regulatórios e Econômicos para o Desenvolvimento de um Mercado de Gás”, com a participação de Zevi Kahn, Álvaro Ferreira Tupiassú, Helder Queiroz Pinto Jr, Paulo Valois Pires e Marco Tavares.