

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Novembro/Dezembro de 2016 – Ano 16 – n.5

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados cinco artigos:

O papel do Estado na inovação: o não convencional nos EUA e o Pré-sal no Brasil, por Yanna Clara Prade.

Uma OPEP travada pela Estrutura de Oferta do Petróleo: o que esperar da evolução dos preços?, por Helder Queiroz.

A energia do Brasil: Mas que Brasil?, por Ronaldo Bicalho.

Mudanças climáticas: discussões, decisões, dificuldades, dúvidas, determinações e dilemas, por Renato Queiroz.

Crise, instituições e setor elétrico, por Clarice Ferraz.

### **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**

## **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.

## **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.

## **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.

## **Ronaldo Bicalho**

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Yanna Clara Prade**

Doutoranda do Instituto de Economia da UFRJ.

# O papel do Estado na inovação: o não convencional nos EUA e o Pré-sal no Brasil

Por Yanna Clara Prade

Desde o início dos anos 2000, os Estados Unidos vêm experimentando uma revolução energética através da exploração e produção de recursos não convencionais. O *shale boom* se deve à melhoria de técnicas de perfuração e novas tecnologias, as quais tornaram os recursos não convencionais viáveis economicamente. Os recursos não convencionais vêm sendo estudados desde a década de 1970, mas apenas na virada do século a produção dos não convencionais ganhou escala devido ao sucesso das novas tecnologias, resultando em um significativo aumento da produção de petróleo e gás do país.

Em paralelo, temos outro caso de sucesso tecnológico na indústria de petróleo, com as descobertas dos recursos do Pré-sal em 2006, fruto da melhoria tecnológica das sísmicas, que permitiu a visualização dos recursos que se encontravam além da camada de sal, a profundidades jamais exploradas ou conhecidas. Com a descoberta de uma das maiores jazidas de petróleo do mundo, o Brasil e, mais especificamente, a Petrobras vem buscando superar as dificuldades tecnológicas de exploração em águas ultra profundas com as especificidades do Pré-sal, tornando-se um *case* de sucesso mundialmente reconhecido.

O objetivo do presente artigo é analisar o sistema de inovação dos EUA e do Brasil para traçar um paralelo entre as duas experiências recentes de inovações no setor de petróleo e gás. Desta maneira, a base teórica do artigo envolve o conceito de Sistema Nacional de Inovações e a importância da atuação do Estado neste sistema. Pela revisão da literatura iremos traçar o perfil do sistema de inovações no setor de petróleo e gás dos dois países em questão, buscando identificar semelhanças e distinções destes dois casos específicos. O objetivo é tentar identificar o papel do Estado e como este pode ter sido relevante nas inovações mais relevantes do setor, que culminaram nas duas experiências bem sucedidas de exploração de recursos na fronteira tecnológica.

## O Sistema Nacional de Inovação nos Estados Unidos e o papel do Estado

### *O desenvolvimento da tecnologia do shale*

A atual revolução energética proveniente da exploração dos recursos não convencionais tem seu início há décadas e teve como marco inicial dois eventos importantes: a escassez de gás natural no país e os choques de petróleo.

No início da década de 70, o mercado de gás natural norte-americano vivia uma crise devido a recorrente escassez do energético. Entre uma das principais razões para tal crise estava a política de preços vigente à época. O preço do gás

natural nos EUA era regulado e estava fixado em um valor abaixo do preço de equilíbrio, penalizando os produtores e estimulando o consumo. Analisando a trajetória das reservas de gás natural na década a partir da década de 70, se tornam evidentes as consequências da política de preços nocivas: em 1970 as reservas norte-americanas do energético se encontravam no patamar de 290 trilhões de metros cúbicos (tmc), para chegar ao início da década de 90 com apenas 170 tmc.

Em paralelo à crise interna do gás natural, a década de 70 foi marcada pelos dois choques de petróleo. Uma consequência importante da crise foi a busca pela autossuficiência energética nos países dependentes do petróleo importado, seja através de substituição de derivados, seja na diversificação das fontes de suprimento de petróleo (Pinto Jr. *et al*, 2016). Essa foi uma tendência entre os países importadores de petróleo que teve início no primeiro choque em 1973 e se intensificou no segundo choque do petróleo, em 1979.

Dado esse contexto de crise doméstica e internacional, em 1978 foi aprovada uma nova política para o gás natural (Natural Gas Policy Act), que removia o controle dos preços do energético e definia preços especiais para recursos considerados de alto custo, incluindo o gás não convencional. Em 1980, outra lei (Crude Oil Windfall Profit Tax Act), que buscava amenizar os efeitos da crise internacional do petróleo, definiu incentivos fiscais para produção de combustíveis não convencionais (Wang & Krupnick, 2013). Os produtores de gás natural deveriam escolher entre o incentivo de preços ou o incentivo fiscal. Diversos autores (Soot, 1991; Kuuskraa & Guthrie, 2002; Hass & Goulding, 1992; Kuuskra & Stevens 1995; *apud* Wang & Krupnick, 2013) sugerem que o estímulo via incentivos fiscais foi importante para o desenvolvimento do gás não convencional, apesar de ter influenciado de maneira limitada a empresa que mais se destacou no setor, a Mitchell Energy, como veremos a frente.

Nessa época, os recursos não convencionais já eram conhecidos e estudos apontavam para a possibilidade do país possuir grandes reservas de gás natural não convencional (NETL, 2007). O primeiro de uma série de estudos sobre o assunto foi elaborado pelo U.S. Federal Power Commission em 1973, seguido por outros diversos trabalhos elaborados pela National Academy of Science (NAS) e pelo Departamento de Energia (DOE), que se tornaram a base e incentivo para os esforços de P&D público e privado que se deram a partir de então (NETL, 2007).

Nesse mesmo contexto, em 1976 o Congresso aprovou o investimento em um programa de pesquisa sobre o gás não convencional liderado pelo U.S. Energy Research and Development Administration (ERDA), que posteriormente se tornou parte do Departamento de Energia – DOE (criado apenas em 1977). Esse programa de pesquisa foi primordial para o desenvolvimento de algumas das tecnologias que levaram à viabilidade da produção dos não convencionais. Foram ao menos três programas distintos que estudaram o gás não convencional nos diferentes tipos de rochas (*tight gas, shale gas e coalbed methane*), um programa de pesquisa dedicado à tecnologia de sísmicas e outro dedicado à tecnologia de perfuração de poços. Wang & Krupnick (2013) apontam que a atuação do DOE foi de grande importância para o desenvolvimento das tecnologias necessárias para a produção do não

convencional, porém atuando de maneira conjunta com a indústria e outras entidades de pesquisa.

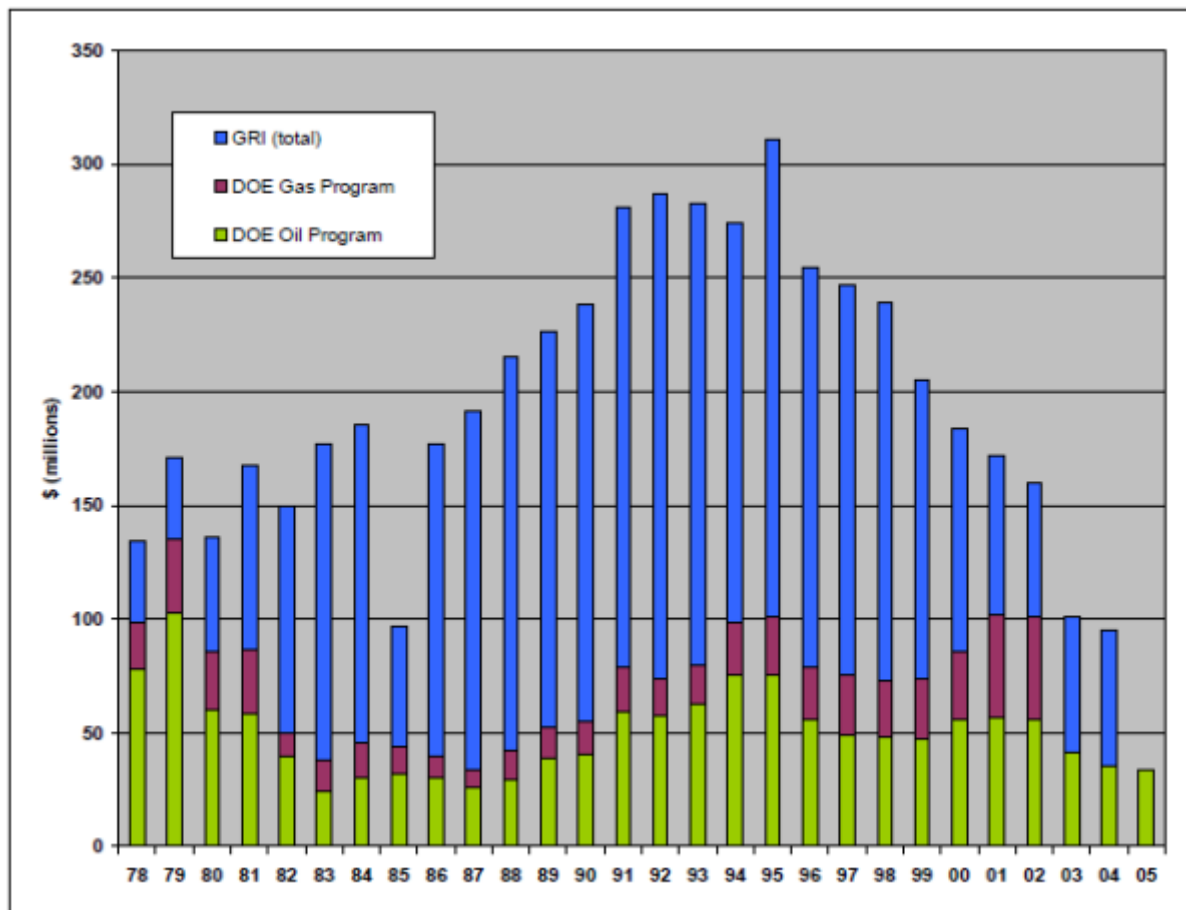
A título de exemplo, uma das importantes parcerias refere-se ao consórcio entre a General Electric e o ERDA que desenvolveu brocas de perfuração próprias para as rochas dos recursos não convencionais (Valle, 2014). De maneira geral, a interação e cooperação entre os institutos de pesquisa com a indústria foi de extrema relevância para o sucesso das pesquisas.

Os programas de pesquisa coordenados pelo DOE foram executados pelos Laboratórios Federais; laboratórios de pesquisa ligados e custeados pelo Departamento e, em sua maioria, associados a uma entidade privada que coordena o laboratório. O objetivo dos laboratórios é de cumprir a agenda de pesquisa criada pelo DOE, orientados pelas missões tecnológicas e científicas do governo. Algumas das tecnologias relevantes para o desenvolvimento do *shale gas* foram desenvolvidas nos laboratórios federais do DOE.

Outro ator importante no desenvolvimento das tecnologias em questão foi o Gas Research Institute – GRI, uma organização sem fins lucrativos, estabelecida pela indústria de gás em 1976. A instituição possuía diversos programas de P&D em todos os segmentos da indústria de gás, que eram financiados através de um sobretaxa nas vendas interestaduais de gás natural. A sobretaxa foi aprovada pelo Federal Power Commission, com a justificativa de que a indústria de gás não investia suficientemente em melhorias tecnológicas (Wang & Krupnick, 2013).

De acordo com NETL (2007), existia grande cooperação e coordenação entre os programas de pesquisa do DOE e do GRI. Ademais, as linhas de pesquisa eram bastante complementares: enquanto o programa de pesquisa do Departamento era mais focado em pesquisa básica, o GRI estava mais concentrado nas aplicações das tecnologias. Na Figura 1 abaixo, podemos observar o nível de recursos financeiros dos programas de pesquisa do DOE e GRI desde o início dos programas, na década de 70, até 2005. O orçamento do GRI cresceu fortemente na década de 90, alcançando uma média de US\$ 200 milhões por ano. Durante esse período, aproximadamente US\$ 30-35 milhões por ano eram direcionados para as pesquisas de exploração e produção de gás natural, incluindo os recursos não convencionais.

**Figura 1 – Recursos financeiros dos programas do Departamento de Energia e GRI – 1978 – 2005**



Fonte: NETL (2007)

Na esfera privada, uma empresa específica teve papel de destaque no desenvolvimento tecnológico que viabilizou os recursos não convencionais. A Mitchell Energy é uma empresa privada que atua no setor de gás natural norte-americano e investiu pesadamente na perfuração da formação de Barnett, localizada no Texas e uma das maiores áreas produtoras atualmente de *shale gas*. A empresa, na época de sua primeira perfuração em Barnett em 1981, era uma das maiores produtoras de gás do Norte do Texas (Wang & Krupnick, 2013).

Alguns fatores foram responsáveis pela iniciativa da Mitchell Energy em investir em P&D dos não convencionais. Primeiramente, o principal incentivo da empresa se devia à necessidade de encontrar uma nova fonte de gás natural para alimentar suas plantas de processamento gás e cumprir seu contrato de longo prazo com a Natural Gas Pipeline Company of America (NGPL), uma companhia de transporte de gás interestadual. Este contrato trouxe uma segurança importante para a empresa, dado que os preços acordados eram maiores que os preços de mercado, o que se configurava como uma vantagem financeira permitindo que a empresa pudesse assumir os riscos de investir em P&D (Trembath *et al*, 2012).

Ademais, parte da exploração pioneira de recursos não convencionais na formação de Barnett não foi exatamente de risco. A empresa já produzia no local e realizou testes nas rochas não convencionais, através dos poços já produtores de gás natural, apenas aprofundando a perfuração. Dessa maneira, o custo e o risco de perfuração exploratória foram bastante reduzidos (Wang & Krupnick, 2013).

A Mitchell Energy trabalhou em cooperação com o DOE e o GRI para aprimorar os conhecimentos e técnicas, mas apenas na década de 90. A empresa decidiu manter certo afastamento inicial com o GRI e o DOE para não atrair atenção de concorrentes, o que poderiam prejudicar o processo de aluguel das terras em Barnett[1] (Wang & Krupnick, 2013).

A partir dos anos 2000, após longo período de aprimoramento das técnicas de perfuração e das tecnologias de mapeamento geológico, a produção do *shale gas* se tornou viável. A produção deste recurso ganhou escala e se tornou um dos energéticos mais importantes da matriz norte-americana. Em 1990 a produção de shale gas no país foi de 7,6 bilhões de metros cúbicos (bmc) e em 2009, a produção alcançou 93 bmc, correspondente a 14,3% da oferta total de gás natural do país (Pinto Jr. *et al*, 2016). As técnicas, pensadas inicialmente em viabilizar apenas a produção do gás natural, mostraram-se aptas para explorar igualmente os recursos petrolíferos não convencionais.

Diante do exposto, podemos concluir alguns pontos sobre a atuação do Estado no desenvolvimento das tecnologias. O impulso inicial nas pesquisas foi dado por iniciativa do Governo, como um investimento para buscar a autossuficiência energética, tão almejada nos tempos de crise do petróleo. O sucesso das pesquisas, que gerou o conjunto de inovações do *shale boom*, se deu graças à atuação conjunta e em cooperação do DOE, GRI, Mitchell Energy e Universidades.

## **O Sistema Nacional de Inovação no Brasil e o papel da Petrobras**

### *A ruptura tecnológica do Pré-sal*

A indústria brasileira de petróleo e gás natural tem como agente principal a empresa estatal Petrobras. Desde sua criação, em 1953, a empresa possui papel chave no setor, não apenas explorando recursos petrolíferos, mas também investindo em toda cadeia do petróleo e induzindo o desenvolvimento de uma rede de fornecedores e tecnologias locais.

O objetivo aqui é buscar identificar a trajetória tecnológica brasileira que permitiu as descobertas do Pré-sal. Possivelmente, da mesma maneira que no caso do *shale gas* americano, pode-se identificar como marco inicial desta trajetória os choques do petróleo da década de 70. Leite (1997) aponta que o primeiro choque de petróleo, em 1973, foi o impulso final necessário para que a Petrobras “ousasse enfrentar os riscos do mar”. Até então, a exploração dos recursos petrolíferos havia se concentrado nos campos em terra, porém os resultados se mostraram pouco promissores.

Dessa maneira, a partir de 1973 intensificaram-se as pesquisas e o esforço exploratório em mar. Inicialmente, as sondas possuíam a limitação de 200 m de profundidade, porém a esse patamar os resultados foram insatisfatórios. Apesar deste insucesso inicial, a busca por recursos ampliou e aprimorou o conhecimento geológico da região, chegando-se a conclusão de que os recursos promissores se encontravam a uma maior profundidade (Leite, 1997).

Apesar de o impulso final ter sido a crise gerada pelo choque do petróleo, já existia um interesse nacional em desenvolver mais intensamente os recursos petrolíferos. Esse interesse estava traduzido nos incentivos criados durante a década de 60 e 70 para as pesquisas e desenvolvimento do setor. Nesse sentido, o governo federal dispôs de recursos financeiros para que a estatal investisse na busca por novas reservas de petróleo, provenientes da vinculação do imposto único sobre preços dos derivados do petróleo. O imposto foi definido pela Lei nº 4.452, de novembro de 1964 e direcionava parte da arrecadação para incremento de capital da Petrobras e parte para um fundo perdido para pesquisas. Em março de 1970, a Lei foi alterada através do Decreto-lei nº 1.091 e incluía uma parcela sobre o preço de realização de alguns combustíveis que seria destinada à Petrobras com objetivo de amortizar investimento em pesquisa na busca por novas reservas (Leite, 1997).

Na tabela abaixo (Tabela 1), é possível visualizar os montantes de recursos do Tesouro Nacional destinados à pesquisa no setor de petróleo e a contribuição para o capital da Petrobras. Importante notar o salto de recurso disponível após a mudança na tributação em 1970 e o incentivo gerado nos investimentos realizados. No entanto, nota-se que por diversos anos o investimento realizado em pesquisas ficou aquém dos recursos disponíveis, se intensificando apenas após o primeiro choque do petróleo.



**Tabela 1 – Recursos do Tesouro Nacional e Investimentos realizados pela Petrobras – US\$ milhões (moeda corrente)**

	Capital	Fundo Perdido	Parcela Decreto lei nº 1.091	Total de Recursos do Tesouro	Investimentos realizados	Investimento/recursos
1966	28,4			28,4	45,9	162%
1967	55,3			55,3	46,9	85%
1968	59,3			59,3	54,9	93%
1969	66,8	12,5		79,3	63,1	80%
1970	53,3	15,6	10,9	79,8	77,5	97%
1971	55,1	38,1	29,9	123,1	67,7	55%
1972	60,7	23,3	39,7	123,7	82,7	67%
1973	38,0	34,1	61,0	133,1	112,8	85%
1974		103,9	108,3	212,2	183,7	87%
1975		107,2	137,2	244,4	238,6	98%
1976		76,7	159,3	236,0	326,0	138%
1977			238,3	238,3	296,2	124%
1978			298,4	298,4	289,3	97%
1979			232,8	232,8	389,9	167%

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Leite (1997).

A identificação de recursos *offshore* em maiores profundidades se configura como um dos primeiros desafios tecnológicos que a estatal enfrentou. Como pontuado por Alveal (1994), até então, inserido no contexto de industrialização por substituição de importações, a tecnologia era desenvolvida com adaptação criativa da tecnologia importada. Porém, o avanço em águas mais profundas era uma barreira tecnológica na indústria petrolífera como um todo e, portanto, demandaria esforço e pioneirismo de pesquisa, jamais vivenciados pela estatal. A autora conclui:

“Assim, após a fase inicial de importação maciça de tecnologia na área de *off-shore*, a primeira tarefa das lideranças da Petrobrás seria reestruturar a aliança com a indústria naval e a indústria nacional de bens de capital e engenharia consultiva. No entanto, dado que a produção *off-shore* requer o desenvolvimento da inovação tecnológica, o jogo cooperativo da estatal alargou e redefiniu não apenas as relações com as empresas e instituições nacionais, porém também com as empresas e instituições estrangeiras.” (Alveal, 1994, p. 191-192)

No caso específico do setor de petróleo e gás, o dinamismo da indústria e a constante necessidade de enfrentar as diversas barreiras tecnológicas faz com que a inovação tenha papel chave. Em especial, “não é possível o avanço na produção em águas profundas, assim como na exploração, sem a permanente conquista de novos conhecimentos tecnológicos e inovações” (Morais, 2013).

Podemos concluir que neste momento cria-se a necessidade pelo pioneirismo tecnológico da estatal, principalmente após a descoberta de Albacora e Marlim

na década de 80 em águas profundas (mais de 400 metros de lâmina d'água). Diante dos desafios, a Petrobras buscou se capacitar tecnologicamente através da criação de programas de investimento em P&D.

O Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP) foi o meio pelo qual a Petrobras iniciou seu esforço de especialização em águas profundas, a partir de 1986. O objetivo do programa era de capacitar tecnologicamente a Petrobras, seus fornecedores nacionais e estrangeiros; e institutos de pesquisa, com o intuito de viabilizar a produção dos campos em grande profundidade (Morais, 2013). Foram desenvolvidos três programas ao longo de 15 anos, cada um com objetivo de alcançar a viabilidade da produção em águas cada vez mais profundas: PROCAP 1.000, para 1.000 metros de lâmina d'água; PROCAP 2.000 e PROCAP 3.000.

Um ator chave no desenvolvimento tecnológico da Petrobras é o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES). Criado em 1966, o CENPES tem o objetivo de concentrar as atividades de P&D e engenharia básica da Petrobras, seguindo as estratégias tecnológicas indicadas pela empresa em seu Plano de Negócios. O CENPES desenvolve as tecnologias de acordo com seu planejamento bienal de inovação, chamado “Focos Tecnológicos”, no qual são definidos os desafios tecnológicos que o Centro deve focar seus esforços de pesquisa. O modelo estratégico do CENPES inclui ainda as “Redes Temáticas”, redes colaborativas entre a Petrobras e as universidades e instituições de pesquisa; e os “Núcleos de Competência”, núcleos criados em parceria com uma instituição de ensino e pesquisa em sete regiões nas quais a Petrobras realiza atividades, buscando desenvolver as tecnologias demandadas nestas regiões específicas.

Na Figura 2 abaixo, está o histórico de investimento em P&D da Petrobras, ilustrando o massivo investimento realizado em pesquisa desde a descoberta do Pré-sal em 2006, alcançando o ápice em 2011 com investimentos de US\$ 1,4 bi em P&D. Em comparação com outras empresas do setor, a Petrobras é uma das empresas de petróleo e gás que mais investe em P&D no mundo, ficando entre as dez maiores investidoras em ranking mundial, de acordo com dados da empresa (Fachetti, 2016).

**Figura 2 – Investimentos em P&D da Petrobras – 2001 a 2014***Investimentos em P&D da Petrobras*

Fonte: Petrobras (2015).

Em parte, o investimento em P&D se deu por iniciativa própria da empresa e em parte pela obrigatoriedade de investir 1% da receita bruta gerada em jazidas com alta produtividade em P&D. A cláusula foi inserida nos contratos da ANP a partir de 1998 e tinha como objetivo incentivar o crescimento sustentável do setor. De acordo com Rocha (2015), a cláusula tinha como principal objetivo garantir que a Petrobras iria manter seus investimentos em P&D e o CENPES após o fim do monopólio. De fato, a Petrobras foi capaz de manter os investimentos em pesquisa e sua liderança tecnológica.

O autor argumenta ainda que a cláusula de P&D pode estar incentivando outras empresas a construírem centros tecnológicos e laboratórios no país, quando os gastos obrigatórios com P&D se tornam muito elevados. Este parece ser o caso da BG que decidiu investir em um laboratório no Centro Tecnológico do Fundão, dada a obrigatoriedade de investir cerca de US\$ 200 milhões em P&D (Rocha, 2015).

Pinto Jr. *et al* (2016) argumenta que as mudanças trazidas pela Lei 9.478/1997, no que diz respeito à abertura do mercado para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, levaram a um forte investimento privado na aquisição de dados geológicos. Com base nessas novas informações, a ANP vislumbrou a possibilidade de oferecer blocos na Bacia de Santos a águas mais profundas nas rodadas de licitação em 2000 e 2001. Os blocos foram arrematados por consórcios envolvendo a Petrobras e diversas outras petroleiras.

Com a exploração intensa destes blocos foram descobertos os recursos do Pré-sal. Em 2005, foi feita a primeira perfuração que ultrapassou a camada de sal, até então nunca perfurada, e indicou a existência de hidrocarbonetos em tais reservatórios. Em 2006, foi perfurado o prospecto de Tupi, hoje chamado campo de Lula, e concluiu-se se tratar de campos extremamente promissores. A descoberta trouxe uma nova perspectiva para a produção de petróleo e gás no

país, configurando-se como a maior descoberta do século e trazendo consigo uma gama de desafios tecnológicos.

Além da questão ligada à profundidade das jazidas, outros importantes desafios tecnológicos precisariam ser enfrentados para viabilizar a produção do Pré-sal. A estratégia da Petrobras foi o de envolver seus fornecedores estrangeiros em um esforço de co-desenvolvimento de tecnologias para o Pré-sal, convidando-os a instalar laboratórios de pesquisas no Brasil (Furtado, 2013). Algumas empresas, como Schlumberger, Baker Hughes, a FMC, a Siemens, dentre outras, instalaram laboratórios no Parque Tecnológico do Fundão, local onde se encontra o CENPES e a Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Para Rocha (2015), o estabelecimento dos laboratórios dos fornecedores da Petrobras com maior perfil inovador no Brasil tinha dois objetivos: um de estar próximo e garantir a dedicação em linha com os interesses tecnológicos da empresa; e outro, de mais longo prazo, de aumentar a capacidade de absorção do país.

O esforço tecnológico desenvolvido pela Petrobras e seus fornecedores, levou ao sucesso na exploração dos recursos petrolíferos do Pré-sal, alcançando a marca de mais de um milhão de barris de petróleo diários em menos de 10 anos[2]. Além da alta produtividade dos campos, a Petrobras recebeu o prêmio máximo de tecnologia da indústria petroleira na Offshore Technology Conference – OTC[3] em 2015, pelo conjunto das 10 principais inovações que foram desenvolvidas para o Pré-sal.

De acordo com o exposto, podemos chegar a algumas conclusões com relação às inovações relativas ao Pré-sal. O desenvolvimento das tecnologias só foi possível devido ao *know-how* da Petrobras sobre exploração e produção em águas profundas e ultra profundas. Esse conhecimento e experiência vêm se desenvolvendo desde a década de 70, momento no qual a estatal aceitou os desafios da produção *offshore*. Neste momento, o Estado, tanto por atuação própria como, principalmente, pela atuação da estatal, teve papel chave no desenvolvimento pioneiro de tecnologia para águas em grandes profundidades. Mais especificamente, o desenvolvimento das tecnologias do Pré-sal se deu pelo esforço do CENPES, coordenado pelo plano estratégico da Petrobras, em conjunto com Universidades e empresas fornecedoras.

## Conclusões

O objetivo do presente artigo foi analisar os sistemas de inovação dos Estados Unidos e Brasil, criando um paralelo entre as duas recentes revoluções tecnológicas de extrema importância para o mercado de petróleo e gás. As tecnologias desenvolvidas em ambos os casos são inovações que modificaram radicalmente o mercado do petróleo, tanto em questões geopolíticas (neste caso, apenas o caso do *shale boom*) como em conhecimento geológico e tecnológico acumulado através das pesquisas.

Inicialmente, é importante enfatizar a importância da atuação do Estado como empreendedor e vetor chave nas inovações. Pela análise da literatura, podemos concluir que o governo tem bastante a contribuir na busca por inovações,

liderando as pesquisas e possuindo visão estratégica sobre a tecnologia. Nos dois casos estudados no presente artigo, podemos chegar à mesma conclusão: a participação do Estado foi essencial para o desenvolvimento das novas tecnologias. No caso dos Estados Unidos, o governo está representado pelo Departamento de Energia e seus inúmeros projetos de P&D sobre os recursos não convencionais. Já no caso brasileiro, a própria Petrobras representa a atividade do Estado e seu esforço tecnológico mundialmente conhecido.

Nos dois casos, não podemos deixar de notar outro ponto em comum da atuação do Estado. Diante da necessidade de desenvolver novos recursos na década de 60/70, tanto os Estados Unidos quanto o Brasil se utilizaram de incentivos explícitos para o setor de petróleo e gás. Nos Estados Unidos, com o *Natural Gas Policy Act* e o *Crude Oil Windfall Profit Tax Act*, foram criados preços especiais e incentivos fiscais para os não convencionais. Já o Governo brasileiro direcionou verbas para o desenvolvimento de pesquisas no âmbito da Petrobras, que tornaram a estatal apta ao desenvolvimento de camadas cada vez mais profundas de exploração.

Outra semelhança nos dois casos foi o efeito de incentivo gerado pelos choques do petróleo da década de 70. Ambos os países sentiram os efeitos da crise por serem, à época, grandes importadores do energético. Como uma tentativa de diminuir a dependência externa do energético, as políticas se voltaram para incentivar a substituição do petróleo e/ou encontrar outra fonte de suprimento, com o objetivo final de alcançar autossuficiência energética.

As duas experiências foram lideradas por uma empresa principal que atuou como empreendedor na pesquisa e desenvolvimento necessários para as inovações. Nos Estados Unidos, este papel foi assumido pela Mitchell Energy, empresa pioneira no uso das tecnologias de exploração não convencional. Já no Brasil, a Petrobras, empresa estatal com conhecido *know-how* em tecnologias de águas profundas e ultra profundas.

Apesar das semelhanças encontradas, os processos e atores são totalmente distintos. O desenvolvimento da tecnologia do *shale gas* se deu em um processo mais amplo, envolvendo diversas entidades de pesquisa, empresas, universidades e a coordenação do Departamento de Energia. Foram décadas de pesquisa básica sobre as diferentes rochas e técnicas possíveis de extração, para chegar finalmente, na virada do século, na produção do gás natural em massa.

Por outro lado, o desenvolvimento da tecnologia necessária para o caso do Pré-sal se deu por um processo mais direcionado e dinâmico. A Petrobras como consumidora das tecnologias, coordenou as pesquisas em cooperação com as universidades e empresas fornecedoras, alcançando os resultados necessários em pouquíssimo tempo.

Como reflexão final, relevante notar que, em processos e dinâmica absolutamente distintos, foi possível gerar inovações que ultrapassaram importantes barreiras tecnológicas do setor petrolífero. Fica claro que não é possível apontar *benchmarks* e *best practices* de maneira a generalizar o processo de inovação, como conclui Cassiolato e Lastres (2005). Cada local e setor possuem suas especificidades e, como consequência, as soluções devem

ser pensadas regionalmente e de maneira dinâmica, adaptando-se às constantes mudanças de cenários.

## Bibliografia

ALVEAL, C. (1994). Os Desbravadores: A Petrobras e a construção do Brasil industrial. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994.

CASSIOLATO, J. E. & LASTRES, H. M. M. (2005). Sistemas de inovação e Desenvolvimento: as implicações de política. São Paulo em Perspectiva, v. 19, n.1, p. 34-45, jan/mar 2005.

FACHETTI, A. (2016). Sistema Tecnológico da Petrobras: Uma Visão de P&D. Seminário sobre INOVAÇÃO E TECNOLOGIA – APIMEC: Rio de Janeiro, 24 de maio de 2016.

FURTADO, A. T. (2013). Pré-sal, Desenvolvimento Industrial e Inovação. REVISTA PARANAENSE DE DESENVOLVIMENTO, Curitiba, v.34, n.125, p.79-100, jul./dez. 2013.

LEITE, A. D. (1997). A energia do Brasil. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MORAIS, J. M. (2013). Petróleo em Águas Profundas – Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY – NETL (2007). DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976 – 1995: An Archive of Important Results. U.S. Department of Energy. Washington, DC. 2007. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf>. Acesso em: 2 de julho de 2016.

PETROBRAS (2014). Relatório de Tecnologia Petrobras 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/relatorio-de-tecnologia/>. Acesso em: 01 de julho de 2016.

PINTO JR. H. Q. *et al* (2016). Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial – 2ª edição – Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

ROCHA, F. (2015). Recursos Naturales como alternativa para la innovación tecnológica: petróleo y gas en Brasil. – 1ª edição – Chile: Cieplan/CAF, 2015.

TREMBATH, A. *et al* (2012). Where the Shale Gas Revolution came from – Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale. Breakthrough Institute, Maio 2012. Disponível em: [http://thebreakthrough.org/blog/Where\\_the\\_Shale\\_Gas\\_Revolution\\_Came\\_From.pdf](http://thebreakthrough.org/blog/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From.pdf). Acesso em: 17 de agosto de 2016.

VALLE, A. (2014). Da Revolução do Gás Não Convencional nos EUA tendo como Substrato uma Interferência Governamental Persistente, no Estímulo a

Atividade Econômica e no Fomento as Inovações Tecnológicas Afetas ao Setor. Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas. Mestrado Profissional em Administração Pública. FGV EBAPE – Rio de Janeiro: 2014.

WANG, Z.; KRUPNICK, A. (2013). A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What Led the the Boom? Resources for the Future. Discussion Paper. Washington, DC: Abril 2013.

[1] Nos Estados Unidos, a propriedade dos recursos do subsolo é do dono da terra, não da União (como no caso do Brasil). Dessa maneira, o aluguel/compra de terras com potencial de exploração torna-se um negócio produtivo, podendo-se vender contratos a maiores preços no futuro, caso se encontre e/ou viabilize novos recursos.

[2] A título de comparação, a estatal levou 45 anos desde a sua criação para alcançar a marca de um milhão de barris produzidos diariamente.

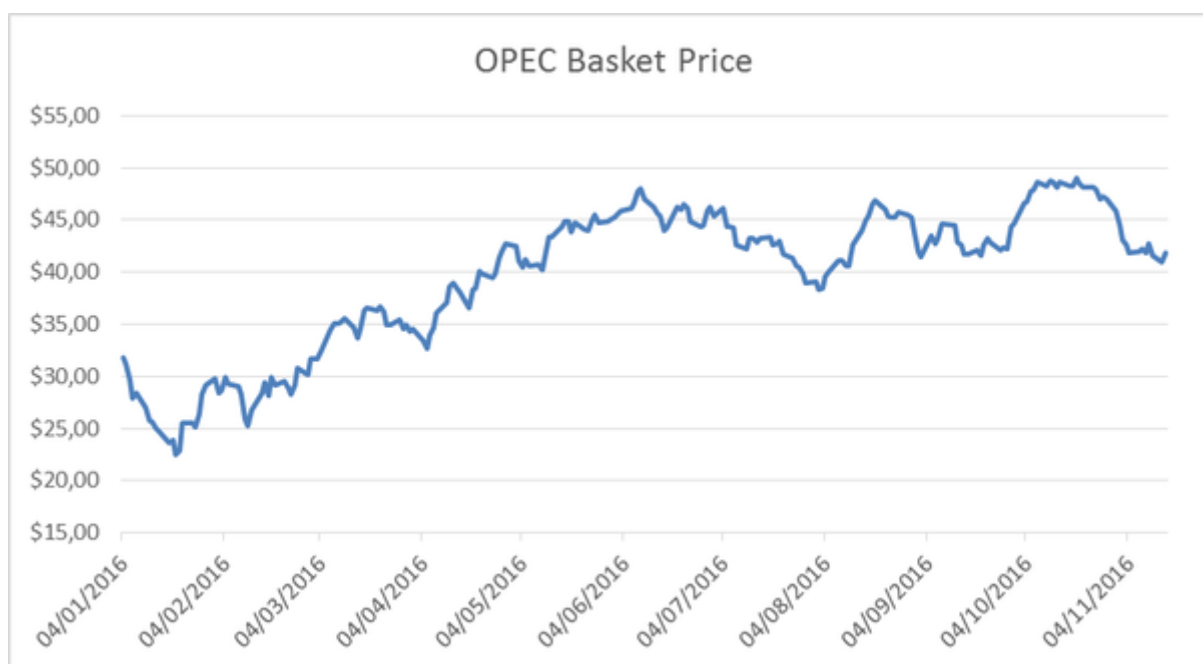
[3] A OTC é o maior evento mundial dedicado à área de exploração e produção de petróleo. A Conferência premia anualmente a Companhia, Organização ou Instituto que mais se destacou nos desenvolvimentos tecnológicos do setor. A Petrobras recebeu três prêmios de reconhecimento pelo esforço em águas profundas, um prêmio em 1992 e outro em 2000, e por último em 2015, pelas tecnologias do Pré-sal.

## Uma OPEP travada pela Estrutura de Oferta do Petróleo: o que esperar da evolução dos preços?

Por Helder Queiroz

O mercado do petróleo voltará a atrair a atenção internacional neste final de ano. A esperada reunião da OPEP marcada para a última semana de novembro visa sinalizar uma ação concertada dos países exportadores com relação à decisão de controle da produção. Historicamente, o consenso no âmbito da OPEP nunca foi facilmente obtido. Dessa vez a decisão envolve outros países não-membros, em particular, a Rússia no intuito de evitar que os preços voltem a cair para os níveis observados, por exemplo, no início deste ano (Gráfico 1).

**Gráfico 1- Evolução do Preço Internacional do Petróleo – 2016**



Como já foi destacado em outros textos, a queda recente de preços desde 2014 foi muito acentuada, saindo de US\$ 100 por barril, em julho de 2014, para o patamar para cerca de US\$ 25 em janeiro de 2016.

Isto representou a perda de mais de 350 mil empregos na indústria e uma redução forte dos programas exploratórios.

Cabe recordar que sinais estruturais da oferta e demanda de petróleo já podiam ser observados há alguns anos. O aspecto central desta mudança estrutural diz respeito ao aproveitamento econômico das chamadas jazidas não-convencionais. Elas foram fundamentais para o abastecimento de gás natural nos EUA, com as jazidas de *shale gas*, mas também para o mercado de petróleo,



em particular *tight oil*, transformando o mercado doméstico e influenciando o mercado internacional.

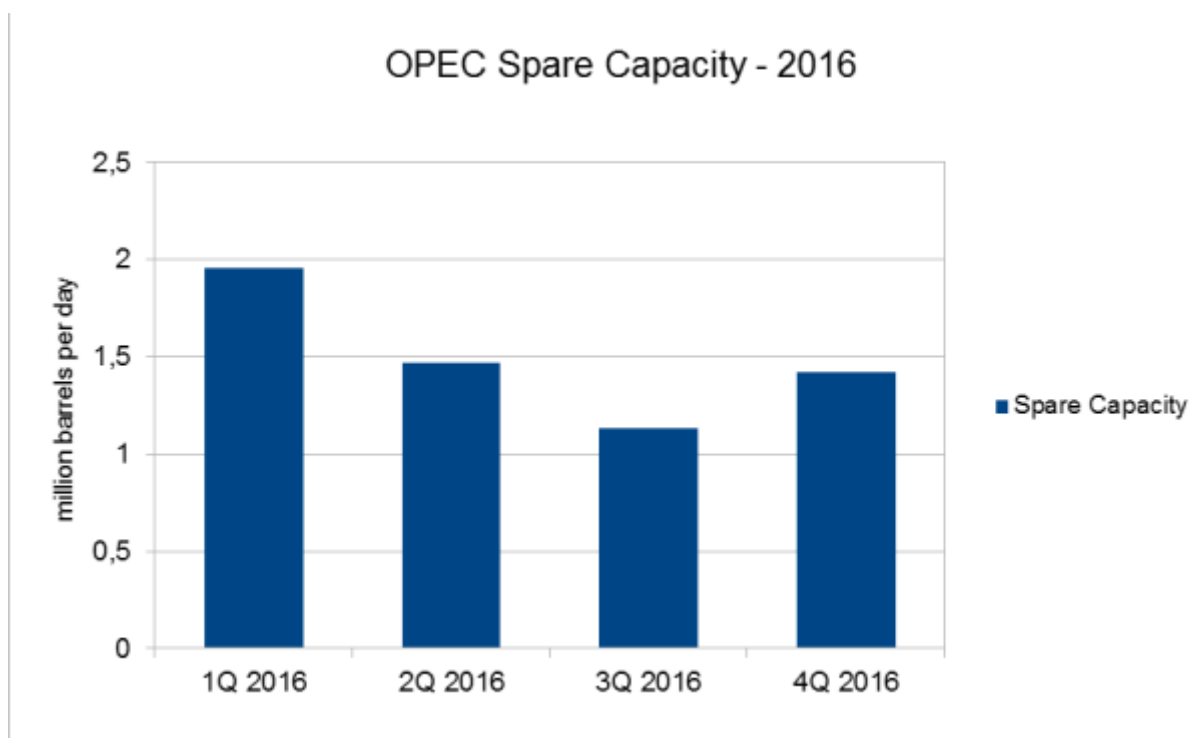
Tal movimento alterou sobremaneira as estruturas de consumo e o comércio internacional de petróleo, pois o ritmo de crescimento das importações mundiais de petróleo sofreu forte desaceleração. A acentuada queda de preços deixou claro que, apesar de sempre existirem problemas de coordenação, os países da OPEP passam a ter cada vez mais dificuldade de atuar de forma concertada. A estratégia de cortes de produção visando a manutenção de patamares mais elevados de preços é dificilmente obtida via o estabelecimento de um consenso entre os países membros. E talvez isto não volte a acontecer tão cedo devido à acirrada disputa pela manutenção do *market share* de cada um dos países produtores.

Porém, é inegável que o grande susto passou. As empresas de petróleo em todo mundo readequaram seus planos de negócios e seus portfólios de projetos produtivos para uma nova realidade de preços. Desde o primeiro semestre todas as companhias, já operam considerando o novo patamar que parece tender a oscilar dentro da faixa de US\$ 40 e 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.

A disputa por *market share* continua no centro da cena geopolítica e econômica da indústria mundial do petróleo. Este aspecto tem orientado as ações estratégicas e está na raiz da multiplicação das reuniões entre produtores. A OPEP deixou explícito o objetivo de busca de um acordo em torno dos níveis de produção, destacando sua importância para a estabilidade do mercado. As dificuldades para a promoção de um acordo dessa natureza são consideráveis. A liderança da Arábia Saudita neste movimento estava ancorada na estrutura de custos mais baixos. Mesmo que, por um lado, tal movimento suscitasse uma apropriação menor da renda petrolífera, ele implicaria no deslocamento da parcela da oferta de produtores com custos mais elevados, garantindo a manutenção do *market share*.

Vale destacar que a busca de um preço de equilíbrio que garanta, simultaneamente, a apropriação da renda petrolífera pelos governos dos principais países produtores e a rentabilidade e sustentabilidade dos investimentos nada tem de trivial. Isto decorre de dois fatores principais. *Primeiro* porque depende de acordos de difícil negociação dentro da própria OPEP acerca dos níveis de produção dos países membros. A capacidade ociosa de produção do petróleo na OPEP diminuiu ao longo de 2016 (gráfico 2), refletindo o aumento de produção da maioria dos países membros. De acordo com o MOMR a produção que em 2015 foi de 32,1 milhões de barris/dia saltou, em outubro de 2016, para 33,6 milhões de barris/dia[1].

## Gráfico 2- Capacidade Ociosa de Produção de Petróleo nos países da OPEP



Fonte: EIA/DOE

Entretanto, O OPEC Bulletin colocou notas otimistas nesta direção, chamando atenção para a importância da ação coletiva dos produtores[2] e ressaltando o avanço das negociações no encontro realizado na Argélia em setembro passado.

Um novo encontro entre países produtores ocorreu no fim de outubro, buscando em particular a adesão de países produtores no que concerne os limites de produção. O Brasil também foi convidado e participou da reunião, o que revela a importância crescente da produção nacional para a composição da oferta mundial. A posição sinalizada, corretamente, pelo Brasil, foi de que uma decisão governamental de limite de produção não encontra amparo nos marcos legal e regulatório existentes no país.

*Segundo* porque preços muito acima de US\$ 50 por barril tendem a trazer rapidamente de volta para o mercado os produtores norte-americanos de jazidas não convencionais, bem como produtores que operem em áreas de estruturas de custo mais elevadas. Ademais, a produção norte-americana de *shale oil* e *tight oil* tem se revelado mais resiliente ao contexto de preços baixos do que a expectativa dos países da OPEP, em particular graças aos ganhos de produtividade observados.

Pelo lado da demanda, não há sinais de uma retomada econômica significativa dos principais países da OCDE e a China, por sua vez, devido a problemas de poluição local nas grandes cidades, tem implementado programas de eficiência energética que podem limitar o ritmo de suas importações de petróleo.

Nos EUA, o movimento de redução das importações de petróleo também deverá prosseguir. Cabe recordar que, na última década, os EUA , em função do aumento de produção doméstica, reduziu suas importações em mais de 6 milhões de barris/dia.

É possível afirmar que a Administração Trump não terá todos os graus de liberdade para, no curto prazo, promover uma inflexão significativa da política energética norte-americana. Mas é de se esperar que incentivos à produção nacional de petróleo bruto se ampliem, permitindo a continuidade da redução das importações, em particular dos países da OPEP. Este aspecto parece coerente com a visão mais nacionalista desenhada pelo novo governo norte-americano.

Sob tais circunstâncias a reunião da OPEP, marcada para a última semana de novembro, terá imensa dificuldade de terminar com um acordo crível de cortes de produção. O “acordo possível” pode ser desenhado em torno de limites à expansão da produção, o que poderia, em tese, limitar a volatilidade e novas quedas bruscas e acentuadas. Isto conduziria à manutenção da faixa de preços entre US\$ 40 e 50 por barril, com a qual o mercado operou ao longo dos últimos seis meses.

A história do petróleo permanece sendo tributária do jogo entre os fundamentos técnicos, geológicos, geopolíticos e econômicos que contribuem para explicar as flutuações de preços. Mas, no momento, o peso da dimensão geopolítica parece estar seriamente travado pelas condições de mercado, em especial pelas características técnico-econômicas que presidem a atual estrutura de oferta.

### **Referências:**

[1] OPEC Monthly Oil Market Report, novembro 2016, tabela 5.7, p.57

[2] “The Need for Decisive, Collective Action”, OPEC Bulletin Commentary, October 2016

# A energia do Brasil: Mas que Brasil?

**Por Ronaldo Bicalho**

As instituições desempenham um papel crucial na evolução do setor de energia e, somadas à tecnologia, estruturam esse conjunto de atividades essenciais para o desenvolvimento econômico e o bem-estar das sociedades modernas.

Essa crucialidade da função institucional introduz a presença do Estado no setor de forma incontornável, quer produzindo, quer regulando, quer definindo políticas públicas. Da atuação direta via estatais até ações externas para garantir a segurança energética, passando por uma ampla gama de ações, o Estado é um jogador fundamental no jogo energético.

Pode-se afirmar, sem sombra de dúvida, que o setor de energia é um dos setores econômicos nos quais a presença do Estado, direta ou indiretamente, é mais forte. Portanto, não é à toa o grande espaço ocupado pela dimensão político-institucional no debate energético.

Nesse sentido, as relações entre as esferas pública e privada percorrem toda a cadeia energética. Da concessão de uma licença ambiental para a construção de uma planta de geração à definição de tarifas, passando pela elaboração de políticas de incentivos/penalizações que envolve o executivo e o legislativo, assim como o recurso ao judiciário para a arbitragem de conflitos de natureza legal, as interações entre agentes públicos e privados pululam no universo da energia.

O reconhecimento da legitimidade e, principalmente, da legalidade desse mundo de interações entre o público e o privado constitui a fundação sobre a qual será erigida o aparato institucional que sustentará a operação e a expansão do sistema energético. Em outras palavras, o mundo da energia se sustenta em uma institucionalidade que se legitima a partir da percepção de que um dado conjunto de relações entre agentes públicos e privados é aceitável, legal e legítimo.

Em situações nas quais essa legitimidade é colocada em xeque, a institucionalidade construída a partir dela se fragiliza e, em consequência, o suprimento energético passa a estar em risco.

Uma das leituras possíveis da crise brasileira dá ênfase a dimensão institucional dessa crise, colocando a criminalização das relações público-privado tradicionais do capitalismo brasileiro, operada pelo Consórcio Ministério Público – Mídia, com a condescendência do judiciário, no centro dinâmico gerador da contínua e incontrolável instabilidade por trás do desastre brasileiro.

Se essa interpretação está correta, os horizontes para o setor energético são extremamente preocupantes.

No livro “A Energia do Brasil”, o professor Antonio Dias Leite apresenta a construção do sistema energético brasileiro. No duro processo de superação dos

desafios tecnológicos, econômicos, institucionais e políticos envolvidos nessa construção, está implícito um projeto de industrialização do país, que necessita da energia fornecida por esse sistema para a sua realização.

Assim, pode-se afirmar que o sistema energético brasileiro foi construído em resposta às necessidades do processo de industrialização do país. Esse último demandava energia em quantidade e preço condizentes com sua sustentabilidade econômica que, no limite, implicava energia abundante e barata para o setor industrial nascente.

Se, pelo lado da demanda, a disponibilidade farta e a baixo custo desse insumo impulsionava as atividades econômicas intensivas em energia, pelo lado da oferta, a construção de uma cadeia de fornecedores de equipamentos e serviços, com níveis variados de conteúdo local, impulsionava o surgimento de um conjunto de atividades exercidas em distintos graus por agentes econômicos nacionais.

Com diferentes graus de soberania e autossuficiência, esse projeto se desenvolveu ao longo do tempo e de diversos governos. Há um fio condutor que estrutura o desenvolvimento energético brasileiro a partir dos anos 1930s que não se rompe com os militares em 1964, tampouco com os “neoliberais” dos anos 1990s. Independentemente das distintas colorações políticas, o país construiu um sistema energético robusto, capaz de suportar condições extremas de estresse técnico, econômico e institucional sem se desestruturar completamente, mantendo o suprimento energético necessário à atividade econômica e social do país.

Pode-se afirmar que uma parcela significativa do capitalismo brasileiro se desenvolveu em torno do setor energético, tanto pelo lado da demanda quanto pelo lado da oferta.

No centro desse desenvolvimento é possível encontrar uma determinada relação entre as esferas pública e privada que sintetiza a institucionalidade brasileira que suporta a evolução do capitalismo pátrio.

Neste ponto, algumas considerações são importantes. A primeiras delas diz respeito ao necessário reconhecimento de que a relação entre o público e o privado no capitalismo é uma zona cinzenta, cuja tonalidade varia enormemente ao redor do mundo, em função da diversidade econômica, institucional, cultural e política existente entre os países.

Dessa maneira, cada país, a partir das suas especificidades econômica, institucional, cultural e política, define os limites no interior dos quais irão evoluir as relações entre o público e o privado.

O que importa aqui é manter o controle sobre as distorções que surgem a partir da relação entre as esferas pública e privada sem ameaçar os interesses nacionais. São esses interesses, definidos no âmbito dos Estados Nacionais, que estabelecem de fato o controle sobre as relações público/privada no capitalismo.

Embora haja, pela sua própria natureza, sempre a possibilidade de criminalizar essa relação, os limites desse processo devem ser sempre analisados com cuidado, na medida em que o avanço nesse processo de criminalização pode colocar em risco a segurança do Estado Nacional. Servindo muitas vezes a interesses externos que ameaçam a soberania e a autodeterminação dos países.

A criminalização indiscriminada da relação público/privado pode ser um poderoso mecanismo de destruição que tem o potencial de implodir as instituições de um país; liquidando suas empresas, suas cadeias produtivas, sua infraestrutura econômica, ou seja, as bases produtivas, econômicas e sociais sobre as quais repousam qualquer projeto autônomo de desenvolvimento.

Na medida em que a lógica que preside o processo é a da destruição, toda a adesão a ele é feita baseada na possibilidade de usá-lo para destruir o competidor, o adversário político, o desafeto, etc.. Dessa maneira, há uma retroalimentação natural que fortalece cada vez mais o mecanismo e amplia exponencialmente o círculo de destruição. Embora cada membro do consórcio destruidor acredita que controla o processo, ao fim e ao cabo, a destruição alcançará a todos, porque esta é a sua lógica definidora. Por isso, a única racionalidade de um processo “insano” como esse só pode ser encontrada nos interesses externos e naqueles que internamente os representam.

Mecanismos como o descrito acima não são fáceis de montar e implementar. A existência de anticorpos institucionais básicos, em geral, é suficiente para deter este tipo de contaminação. São necessárias condições adversas de degradação institucional muito particulares para que uma contaminação como essa ocorra, se alastre e destrua todo o organismo institucional.

A questão que se coloca é se esse tipo de mecanismo foi montado e está operando no país. No caso de uma resposta afirmativa, a desestruturação institucional seguirá adiante e com ela a insegurança e a incerteza irão se ampliar de forma acachapante. Em um contexto como esse o enfrentamento da pesada agenda energética torna-se impossível.

Em suma, a questão colocada para sucessivas gerações de brasileiros que atuaram no setor de energia do país sempre foi a busca da energia do Brasil; contudo, face o desenrolar dos acontecimentos, esta questão está sendo substituída pela pergunta sobre que Brasil é esse para o qual está se buscando uma solução energética. Ou seja, se até ontem buscávamos a energia para o Brasil, hoje o que estamos buscando é o próprio Brasil. Sem responder a essa última pergunta não há como responder a primeira.

# Mudanças climáticas: discussões, decisões, dificuldades, dubiedades, determinações e dilemas

Por Renato Queiroz

Dois importantes eventos ocorreram no mês de novembro de 2016 que podem levar a indústria de energia global a reavaliar suas estratégias em face dos compromissos assumidos por diversos países na busca de conter as emissões de poluentes. O primeiro evento foi a 22<sup>a</sup> Conferência das Partes (COP 22) sobre mudanças climáticas, no Marrocos. Essa conferência teve por objetivo implementar o Acordo de Paris sobre o aquecimento global.

Vale lembrar que a COP 21, que foi realizada em dezembro de 2015 em Paris, após várias discussões entre os representantes dos países presentes, aprovou um acordo que entrou em vigor no dia 04/11/2016 em âmbito global. O Acordo traçou ações para limitar o aumento da temperatura média no globo a 2°C até 2100, a partir de planos nacionais de redução de emissões, chamados de INDCs – Intended Nationally Determined Contribution. O Acordo de Paris definiu um processo com metas individuais de cada país para a redução de emissões de gases de efeito estufa.

Na COP 22 os representantes de quase 200 países se reuniram durante duas semanas, entre os dias 07 e 17 de novembro do presente ano, na cidade de Marrakesh, para regulamentar o Acordo de Paris. A declaração da secretária executiva da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), Patricia Espinosa, na abertura, deu o tom da Conferência: “As metas anunciadas pelos países precisam ser incorporadas às políticas nacionais”.

O segundo evento que despertou a atenção dentro do mesmo tema foi o conjunto de declarações do novo presidente eleito dos Estados Unidos, Donald Trump, em 09 de novembro. Ele vem afirmando, desde o início da sua campanha, que a mudança climática é uma farsa e que vai rasgar o Acordo de Paris e ainda quer acabar com os fundos de contribuintes dos EUA, voltados a programas da Organização das Nações Unidas ([ONU](#)) contra o aquecimento global. Também pretende incentivar o uso do carvão mineral.

Será que esse fato pode trazer retrocessos após os avanços nas COP 21 e COP 22? Será que o futuro presidente americano pode alterar as estratégias das indústrias de energia no mundo? Afinal, se as prioridades tecnológicas na geração de energia mudarem no País que dita tendências do uso das tecnologias energéticas, esse mercado pode sofrer algumas guinadas. As matrizes energéticas de muitas nações já foram influenciadas quando os países centrais optaram por determinadas fontes de energia.

Mas deve ser também destacado que, enquanto as declarações do presidente eleito americano pairavam no inconsciente coletivo, em Marrakesh, o presidente da COP 22, Salaheddine Mezouar, declarava que “Nós continuamos

a traçar o nosso curso”. Também Ségolène Royal, que presidiu a COP 21 afirmou que a COP 22 seria mais do que uma conferência de definições de ações, e sim a COP da confiança, da determinação e da irreversibilidade. Enfim, foram declarações para combater qualquer indecisão face aos discursos de Donald Trump.

Interessante analisar o caso americano. Os Estados Unidos se comprometeram a reduzir as emissões de carbono em 25% até 2025. E através do aumento do uso do gás natural, um combustível fóssil, já tiveram um decréscimo significativo das emissões de Gases de Efeito Estufa. Segundo o programa de segurança energética desenvolvido pela Fundação Luso-Americana, que é uma Instituição privada de cooperação científica entre os Estados Unidos e Portugal, mais de 40 % do consumo energético americano é, hoje, de baixo carbono devido à forte participação (30 %) do gás natural. Atualmente o setor industrial americano consome fortemente o gás natural. Já as renováveis, na matriz americana, participam com 12 % na produção de eletricidade.

Uma conclusão que nos chama a atenção é que o referido Programa denominado Low Carbon Energy Security Navigator indica que o *shale gas* americano levou a uma diminuição das emissões pelos americanos, substituindo o carvão mineral. No entanto, é de conhecimento que a exploração do gás não convencional traz impactos ambientais. Segundo ambientalistas, a grande quantidade de água, areia e produtos químicos no processo de recuperação parcial dessa mistura, na exploração, polui o lençol freático. O aumento da exploração do gás não convencional pode sofrer reveses em razão desses impactos, trazendo mais exigências para a autorização da exploração. Mas, de fato, mesmo substituindo combustível fóssil por outro combustível fóssil menos emissor de gases de efeito estufa, as emissões caem, como foi o caso americano.

Na Europa, a Alemanha, país que sempre tomou decisões de impactos quando se trata de Mudanças Climáticas, tem também suas dúvidas e seus dilemas. As usinas de carvão produzem mais de 40 % da eletricidade do País. A própria chefe, Christiane Averbeck, da Climate Alliance Germany ((Klima-Allianz Deutschland), que comanda uma grande rede de cidades do mundo dedicada à ação climática, constantemente tem declarado que o País não está em um caminho certo, quando o assunto é redução das emissões. Christiane é uma ferrenha crítica do uso do carvão mineral. As condições mais favoráveis de importação do carvão americano, com o advento do gás de xisto, trouxe custos mais acessíveis da energia aos alemães e empregabilidade. O próprio partido conservador-liberal da chanceler Angela Merkel, CDU (Christlich Demokratische Union Deutschlands), tem dificuldades em debater planos que afetem os empregos dos trabalhadores da indústria do carvão. Assim, a Alemanha se comprometeu a reduzir as suas emissões em 40% até 2020 em relação a 1990. No entanto, as suas metas andam mais lentas do que os ambientalistas alemães previram. Esse é um calcanhar de Aquiles que a Alemanha enfrenta, quando o tema é acelerar a queda das emissões.

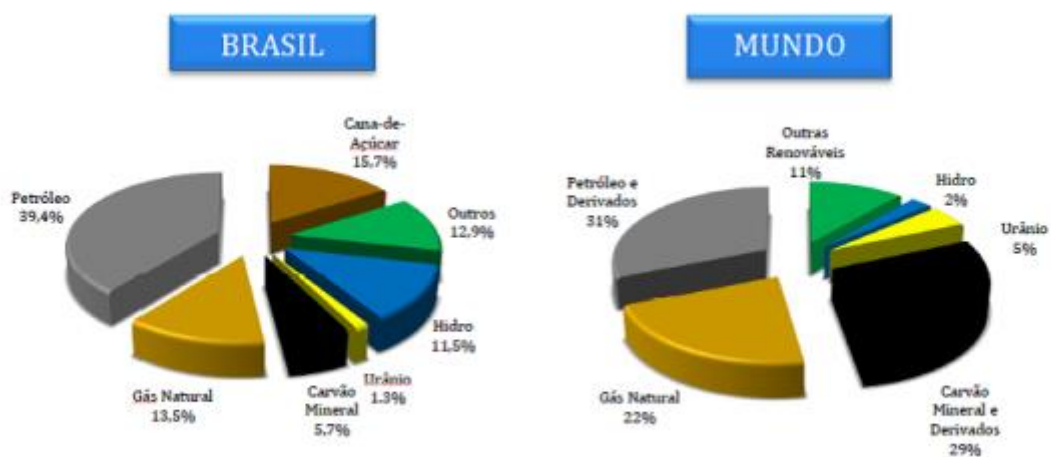
No setor de transporte há menos pressões. Os avanços são importantes. A população cada vez mais vem deixando na garagem ou compartilhando seus carros e usam bicicletas. Há um forte desenvolvimento de veículos elétricos,



células-combustíveis, uso de biocombustíveis etc. Há, no entanto, metas anunciadas que deixam dúvidas entre os próprios alemães; como o país ter 1 milhão de veículos elétricos rodando nas estradas em 2020. Na prática essas transformações exigirão, ainda, outras ferramentas regulamentares e fiscais.

A China também entrou no caminho da redução das emissões. Segundo o Sr. Xuedu Lu, conselheiro do Departamento de Desenvolvimento Sustentável e Mudança Climática, do Banco Asiático de Desenvolvimento, a China está entre os países que adotaram com firmeza o Acordo de Paris sobre Mudança do Clima. A meta é reduzir até 2030 as emissões de CO<sub>2</sub> por unidade do PIB entre 60 e 65%, em comparação a 2005. Pretende ainda aumentar a quota de fontes não fósseis no consumo de energia primária para cerca de 20%. Em adição aumentar os volumes de estoque florestal de 4,5 mil milhões de metros cúbicos em comparação a 2005, segundo Xuedu Lu ( OCDE, 2016)

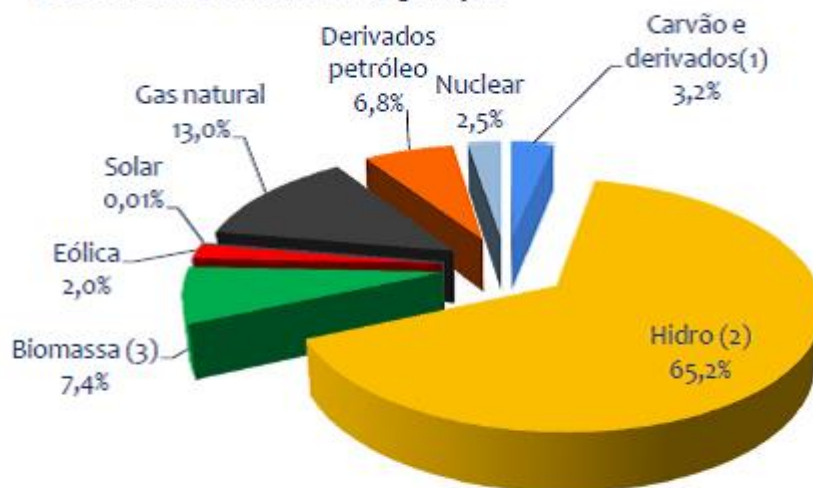
O Brasil assumiu, na COP 21, o compromisso de redução das emissões de gases de efeito estufa, em 2025, em 37 % abaixo dos níveis de 2005. Em 2030 o compromisso é de reduzir em 43 %. O Brasil está na 12<sup>a</sup> posição entre os países em relação às emissões de gases do efeito estufa (GEE) na produção de energia ( IEA cit, in EPE 2016). Em 2012 o mundo emitiu 30 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e o Brasil 440 milhões. As participações relativas da energia hidráulica e dos derivados da cana –de- açúcar (biomassa) na matriz energética colocam o Brasil nessa posição, conforme figura abaixo ( EPE, 2016).



Fonte: EPE, 2016

Em relação à geração de energia elétrica, as emissões representam 13 % da média mundial . A participação das renováveis na matriz elétrica é bem superior à do Mundo, ou seja 78,2% e 22,2% respectivamente ( EPE, 2016). Ver gráfico abaixo.

2015: Matriz brasileira de geração



Fonte: EPE (BEN 2016)

**Total geração elétrica: 615,9 TWh**

Fonte: EPE, 2016

Há desafios para o País alcançar os compromissos no setor de energia estabelecidos na COP 21. Afinal o consumo de energia elétrica, segundo estudos da EPE, deve dobrar em 2030, comparado a 2014. Para tal, as metas que atenderão aos referidos compromissos são: i) a matriz elétrica chegará a 23 % de participação de energias renováveis, excluindo hidrelétricas em 2030; ii) A participação da fonte hídrica na geração de eletricidade vai alcançar 66 % , hoje esse percentual é de 65,2 %; iii) O setor de energia vai chegar a ganhos de eficiência de 10 % também nesse horizonte (SOARES , Jeferson 2016).

Acontece que o setor elétrico vai passar por transformações nos próximos anos. O setor tem tido uma perda gradativa do grau de regularização dos reservatórios das hidrelétricas. Há um deplecionamento anual cada vez maior, demandando geração térmica mais recorrente para garantir o suprimento e para recompor os níveis de armazenamento. A hidroeletricidade, com um grande potencial a ser explorado sobretudo na região Norte e amazônica, vai , no entanto, cada vez mais enfrentar dificuldades de cunho ambiental, econômico, social e político. A participação termelétrica que foi planejada para complementar a geração hídrica é superior a 20% na matriz elétrica brasileira; os combustíveis fósseis respondem por 13% da potência instalada, sendo o gás natural a fonte mais importante. Cabe registrar que a geração eólica e de bagaço de cana-de-açúcar também participam da complementaridade da geração hidrelétrica, pois a maior incidência de vento e a colheita da cana ocorrem no período em que a geração hídrica está reduzida.

Embora o sistema elétrico brasileiro já disponha de elevada “flexibilidade intrínseca”, favorecendo a penetração da geração intermitente com as chamadas novas fontes renováveis, a oferta de eletricidade terá que adicionar flexibilidade

térmica ao sistema, como fonte de back-up para um regime hidrológico em períodos críticos. Afinal o desenvolvimento em larga escala das plantas Eólicas e Solar, que se caracterizam por aportar energia aos sistemas elétricos com elevada incerteza, introduzem uma dimensão inédita desses atributos à oferta de energia (ROMEIRO, 2014). Hoje a reserva hídrica no sistema ainda é administrada exclusivamente para maximizar a geração da energia hidráulica, minimizando gastos com combustíveis de outras fontes. Uma nova configuração do setor elétrico já é consenso dentro do governo. O Ministério das Minas e Energia já coloca entre seus estudos de planejamento a necessidade de uma maior integração entre as indústrias de gás e eletricidade, na perspectiva de maior geração através de usinas térmicas a gás natural inflexíveis. O parque térmico selecionado hoje nos Leilões de Energia é praticamente todo flexível.

Nesse cenário de Mudanças Climáticas cabe uma avaliação sobre qual o fator de capacidade necessário de térmicas a gás em ciclo combinado operando na base com o mesmo fator das térmicas em ciclo aberto que terão a função de operação na “ponta”. Com isso busca-se comparar com as emissões do parque térmico a gás que vem operando ultimamente na base em momentos críticos de hidrologia. Esse exercício daria uma avaliação importante se essa nova configuração exigiria outras compensações para diminuir as emissões. Vale citar o caso americano em que a substituição do carvão mineral na sua matriz energética por outro combustível fóssil, o gás natural, trouxe menor emissão de carbono. Assim, o Brasil pode, com mapeamento quanto as emissões, trocar as tecnologias na geração a gás na base em ciclo combinado na curva de carga do sistema por térmicas em ciclo aberto que são menos eficientes solucionando as questões do setor elétrico .

Os desafios são muitos e não param no setor de energia, quando o assunto é diminuir as emissões. O setor denominado “Mudanças no uso da terra e florestas” que inclui o desmatamento e as queimadas como causadores de emissões e o desmatamento para agropecuária representa cerca de 42 % da parcela brasileira das emissões, segundo o Sistema de Estimativa de Emissão de Gases Estufa-SEEG[1] do Observatório do Clima, uma rede de 37 entidades da sociedade civil brasileira formada com o objetivo de discutir as mudanças climáticas no contexto brasileiro. O SEEG aponta também que 23 % das emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil tem origem na agropecuária. Assim, esses dois setores chegam a 66 % .

Vale também considerar que atualmente as áreas urbanas representam cerca de 70% das emissões globais de poluentes. Nesse sentido a mobilidade urbana necessita de redes de transporte eficientes e um planejamento de habitações sustentáveis.

O Brasil na COP 22 lançou a Plataforma do Biofuturo que é uma coalizão de 20 países para incentivar a produção e a comercialização de combustíveis avançados de baixo carbono. O etanol de 2ª geração, 2G, baseado em materiais lignocelulósicos, como resíduos agrícolas e florestais e outras tecnologias inovadoras, poderão ter uma aceleração no desenvolvimento da bioeconomia. O etanol 2G parece estar se concretizando com o início de operação das primeiras plantas em escala comercial. No Brasil fala-se de um aumento potencial de 30 a

40% da produção para uma usina que aproveite os resíduos de palha e bagaço ( BOMTEMPO,J.V 2014).

Em tempos de Mudanças Climáticas muitas ações no Brasil terão que ser desenvolvidas por cada setor da economia. As áreas governamentais de planejamento do País, seja econômico, urbano, energético, de transporte etc. deverão trabalhar em conjunto para que suas ações de políticas públicas incorporem o processo irreversível de diminuição das emissões.

## Bibliografia

BOMTEMPO, J.V ( 2014). 16). Bioeconomia em construção III – A chegada do etanol 2G: um passo importante para a inovação na bioeconomia. Jose Vitor Bomtempo, Blog Infopetro, GEE/IE/UFRJ , 20/09/2014. <https://infopetro.wordpress.com/2014/09/22/bioeconomia-em-construcao-iii-a-chegada-do-etanol-2g-um-passo-importante-para-a-inovacao-na-bioeconomia/#more-5588>. Acessado em 26 /11/2016

EPE ( 2016). O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. Empresa de Pesquisa Energética , EPE , junho 2016 .

OCDE (2016)- Fórum Anual de Combate ao Clima – OCDE

<http://www.oecd.org/fr/forum/annuel-ocde/combat-climatique-chine.htm> , acessado em 23/11/2016

ROMEIRO, D. L. (2014), “Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: o Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil”. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia da UFRJ.

SEEG (2014). Sistema de Estimativa de Emissão de Gases Estufa- SEEG do Observatório do Clima. <http://www.valor.com.br/brasil/4322222/emissoes-brasileiras-de-gases-de-efeito-estufa-caem-09-em-2014> , acessado em 23/11/2016.

SOARES, Jeferson ( 2016). A Matriz Elétrica Brasileira e o papel do armazenamento de energia. Apresentação no Fóruns Geração Distribuída e Armazenamento de Energia,realizado em 23 de novembro de 2016 no auditório de Furnas Centrais Elétricas S A, Rio de Janeiro.

VERDÉLIO,Andreia (2016). Desmatamento na Amazônia sobe 24% em 2015, mostram dados do Inpe. Agência Brasil , 05/10/2016 .

<http://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2016-10/desmatamento-na-amazonia-sobe-24-em-2015-mostram-dados-do-inpe>.

Acessado em 26/11/2016

## Notas

[1] O SEEG – Sistema de Estimativa de Emissão de Gases Estufa produziu estimativas de emissões do GEE especificamente para o Brasil abrangendo o período de 1990 até 2012. O sistema identificou variações no setor de mudanças de uso da terra e florestas, no qual são computadas as emissões relativas ao desmatamento. Segundo o relatório do SEEG o registro mais alto ocorreu em 2004, com um total de emissões de 2,48 GtCO<sub>2</sub>e. Desde então os totais vieram caindo, acompanhando a expressiva redução do desmatamento da Amazônia. No entanto em 2015 o SEEG apontou que as emissões de GEE se elevaram 3,5% em 2015 em comparação com a 2014 devido ao desmatamento na Amazônia que cresceu 24% . As emissões por mudança de uso da terra, que consideram todos os biomas brasileiros, cresceram 12%.

# Crise, instituições e setor elétrico

Por Clarice Ferraz

Os acontecimentos políticos vivenciados ao longo das últimas semanas não deixam dúvidas quanto a perpetuação da desestruturação institucional do País, e da insegurança e da incerteza que ela engendra (Bicalho, 2016).

Nesse cenário de desestruturação institucional, o setor precisa se reorganizar. A agenda do regulador é reflexo disso e está repleta de questões relevantes a serem discutidas. Contemplando apenas as chamadas para os projetos de P&D estratégicos capitaneados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, vemos uma para o “Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro” e outra para tratar de “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”.

As duas iniciativas revelam o grau de incerteza que atinge os setores elétricos de todos os países diante dos impactos das novas tecnologias de geração e estocagem sobre seus sistemas e seus impactos sobre suas sociedades. Some-se a isso, a degradação de nosso ambiente institucional, a incerteza setorial no Brasil atinge níveis jamais enfrentados anteriormente.

Disponibilidade de eletricidade e desenvolvimento econômico são variáveis indissociáveis. Conseqüentemente, a confiabilidade do fornecimento de energia constitui peça central das políticas de desenvolvimento econômico dos países. O debate sobre as questões energéticas mundiais tem sido pautado pela evolução da produção e do uso das fontes de energia.

Em um contexto dinâmico de crescimento da demanda e de variabilidade dos preços de insumos energéticos, o futuro do setor é objeto de políticas que visam a atingir simultaneamente três objetivos: (i) a segurança do abastecimento energético; (ii) a redução da dependência energética dos Estados nacionais; e (iii) a diminuição dos impactos das mudanças climáticas associadas à emissão de gases de efeito estufa, em especial oriundos da queima de combustíveis fósseis. A compatibilização desses objetivos, porém, representa um enorme desafio no processo de busca de soluções factíveis e sustentáveis do ponto de vista ambiental, social e econômico.

As estruturas de oferta e demanda são organizadas em mercados de energia, orientados por preços formados pelo resultado da interação de produtores e consumidores, e das balizas colocadas pelos formuladores de política energética, como os subsídios e as quotas, entre outros instrumentos. A variação destes preços reflete em grande medida fatores como o nível de exaustão dos recursos, estrutura das cadeias energéticas, da concentração da produção, de especulação, de choques de demanda e da geopolítica da energia.

As indústrias energéticas apresentam, em graus distintos, especificidades que as afastam das condições de concorrência perfeita. A presença de custos fixos

elevados resulta em número limitado de grandes atores, existência de monopólios naturais e possibilidades limitadas de entrada e saída desses mercados. Por estas razões, o Estado cumpre um papel fundamental na definição de diretrizes de política energética incluindo instrumentos econômicos, fiscais, regulatórios e políticos para mitigar as externalidades negativas e garantir o abastecimento energético, contornando falhas de mercado e direcionando o desenvolvimento do setor. Se o Estado não é capaz de exercer esse seu papel essencial as consequências são nefastas.

Questões como as de especificidade dos ativos e intensidade de capital investido são particularmente delicadas do ponto vista dos projetos, pois ampliam as incertezas e reduzem o espaço de ação dos atores envolvidos. Essas características comuns em indústrias de rede podem gerar problemas contratuais que excedem a capacidade de correção dos mecanismos de mercado. Assim, cabe às autoridades públicas desenvolver e garantir uma estrutura de governança que permita o bom funcionamento de suas operações

Note que uma estrutura de governança pressupõe o estabelecimento de hierarquias e procedimentos. As instituições, portanto, desempenham um papel crucial no estabelecimento das organizações e regras que regem o mercado. A organização determina e condiciona o potencial de desenvolvimento e influi nas decisão de investimento no setor. Ao mesmo tempo, como o suprimento de produtos e serviços energéticos é estratégico para a economia e essencial para o bem-estar social ele é objeto de política pública.

Assim, problemas que afetem o nível de investimento em infraestrutura, sobretudo no que se refere à oferta de energia, possuem consequências extremamente negativas para toda a economia e, conseqüentemente, para toda a sociedade. É preciso que as instituições voltem a funcionar a contento para que as reformas de que carece o setor elétrico possam ser realizadas com responsabilidade. A indústria precisa de eletricidade a preços competitivos e os pequenos consumidores cativos precisam ter acesso a energia que lhes garanta um nível adequado de desenvolvimento humano.

### **Referências:**

Bicalho, R, “A energia do Brasil: Mas que Brasil?”, In: Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 16, n. 5, 2016

Ferraz, C. e Botelho, F. “Economia, Indústria e Geopolítica Energética”, no prelo.