

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

FEVEREIRO • 2016

02

OPINIÃO

Oswaldo Pedrosa / Antonio Corrêa

A crise do petróleo e os desafios do pré-sal

DESTAQUE

A geração de energia a partir de resíduos: uma possibilidade para o Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Mariana Weiss de Abreu

Michelle Bandarra

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Renata Hamilton de Ruiz

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

Estagiária

Julia Febraro F. G. da Silva

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

SUMÁRIO

▷ Opinião	
A Crise do Petróleo e os Desafios do Pré-Sal	04
▷ A Geração de Energia a Partir de Resíduos: Uma Possibilidade para o Brasil ..	15
▷ Petróleo	21
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	21
Derivados do Petróleo	24
▷ Gás Natural	26
Produção e Importação	26
Consumo	29
Preços	30
▷ Setor Elétrico	32
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade	32
Oferta	33
Demanda	33
Intercâmbio de Energia Elétrica	34
Estoque	34
▷ Mundo Contratual	
Oferta	35
Demanda	36
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	38
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	39
Tarifas de Energia Elétrica	39
Leilões	40
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	41



OPINIÃO

A CRISE DO PETRÓLEO E OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL

Oswaldo Antunes Pedrosa Jr.*
Antonio Cláudio de França Corrêa*

(*Pré-Sal Petróleo S. A. - PPSA)

A indústria petrolífera internacional vem convivendo com flutuações cíclicas do preço do petróleo desde seus primórdios, sendo que quedas abruptas foram sempre acompanhadas por grandes reestruturações do setor.

A partir do segundo semestre de 2014, os preços do petróleo passaram a declinar acentuadamente, tendo variado de US\$ 114 por barril em julho deste ano a US\$ 46 por barril em janeiro de 2015. As flutuações ao longo do último ano continuaram mostrando uma tendência de declínio, com o preço tendo chegado a US\$ 27 por barril em janeiro de 2016. Nesse novo contexto, todas as companhias de petróleo se engajaram numa

drástica revisão de suas estratégias de exploração e produção, resultando na repriorização de projetos e foco na redução de custos.

As consequências socioeconômicas logo se manifestaram através da redução significativa de investimentos, postergação de projetos e aumento do desemprego na indústria de petróleo em todo o mundo.

Particularmente no Brasil, predomina hoje uma visão pessimista sobre o setor petrolífero, contrastando significativamente com o entusiasmo vivenciado há alguns anos atrás com as perspectivas trazidas pelas grandes descobertas de petróleo no pré-sal.

O objetivo desse artigo é discutir os desafios para o pleno desenvolvimento do pré-sal brasileiro a partir de uma análise mais aprofundada da dinâmica da indústria internacional do petróleo.

A) OS CICLOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Estudos recentes [1] sobre a dinâmica das transações comerciais de commodities desde o final do Séc. XIX identificaram três longos ciclos de preços separados por elevados picos e flutuações menos acentuadas em cada um, com o quarto ciclo tendo sido identificado

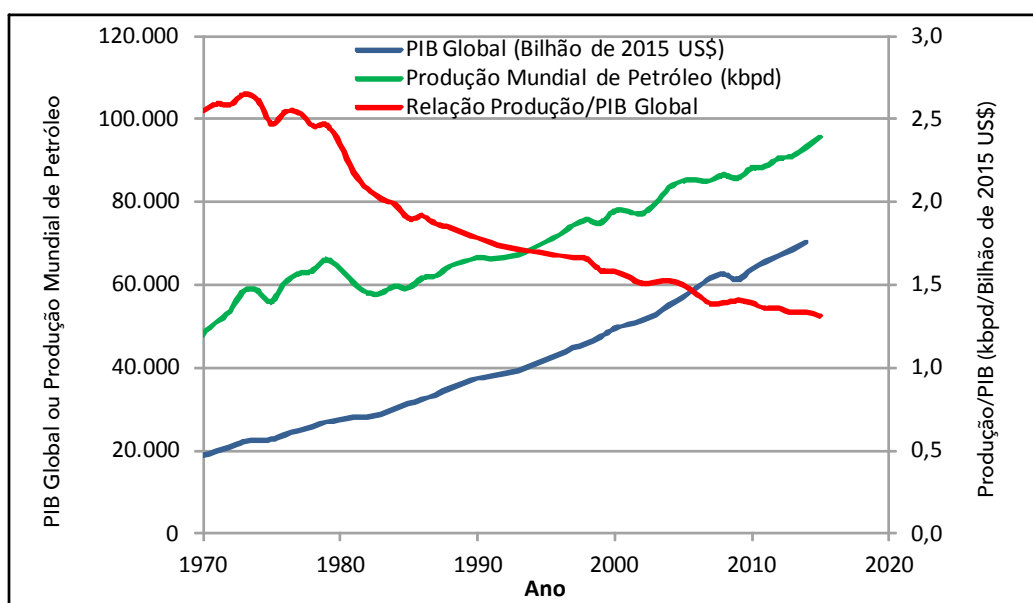
recentemente. Cada ciclo caracteriza-se basicamente por um longo período de preços mais baixos, refletindo um relativo equilíbrio entre demanda e oferta global, seguido de uma elevação de preços provocada por um forte crescimento de demanda não acompanhado no mesmo ritmo pelo aumento da capacidade de produção global. Observa-se invariavelmente que, quando a capacidade de produção ultrapassa a demanda global, ocorre uma abrupta queda de preços durante períodos relativamente curtos, caracterizando o início de um novo ciclo.

Particularmente no setor de petróleo, esses ciclos podem ser bem identificados, como pretendemos mostrar a seguir. Entretanto, a análise aqui formulada se baseia na evolução do valor da produção mundial de petróleo em relação ao Produto Interno Bruto

Global (PIB Global), aqui denominado índice de valor da produção mundial de petróleo. Entendemos ser este um parâmetro que permite uma melhor avaliação de tendências globais.

Primeiramente cabe registrar que a produção mundial de petróleo em relação ao PIB Global vem declinando continuamente desde meados da década de 70 (de 2,6 a 1,3 mil bpd por bilhão de dólares de PIB Global no período de 1974 a 2014), como pode ser observado na Figura a.1. A razão desse declínio de demanda relativa de petróleo pode ser atribuída a: (i) maior eficiência em processos industriais e meios de transporte; (ii) substituição do petróleo por outras fontes de geração de energia, notadamente o gás natural; e (iii) restrições ambientais ao uso do petróleo como fonte primária de energia em todo o mundo.

Figura a.1 – Relação da produção mundial de petróleo com o PIB Global.



O histórico da relação entre o valor da produção mundial de petróleo e o PIB Global é apresentado na Figura a.2 para o período de 1970 a 2015, abrangendo todo o terceiro ciclo de preços. Cabe registrar que o valor da produção foi determinado com base no preço internacional do petróleo ajustado pela inflação norte-americana até 2015. Observa-se que o ciclo está

aparentemente bem definido a partir de 1980 até o final de 2014.

Nessa figura, as áreas hachuradas englobam os períodos pré e pós a eclosão de uma crise do petróleo de grandes proporções, evidenciando o fim de um ciclo e o início de outro.

Os elementos essenciais que caracterizam uma mudança de ciclo podem ser entendidos como sendo:

► Elevação acentuada dos preços durante vários anos em decorrência do aumento da demanda provocada por um maior crescimento da economia mundial, iniciando-se num momento em que a indústria de petróleo não possuía capacidade adicional de produção para conter a elevação de preços.

► Aumento da capacidade produtiva dos países produtores, particularmente daqueles fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em decorrência de elevados investimentos em exploração de produção durante o período de alta.

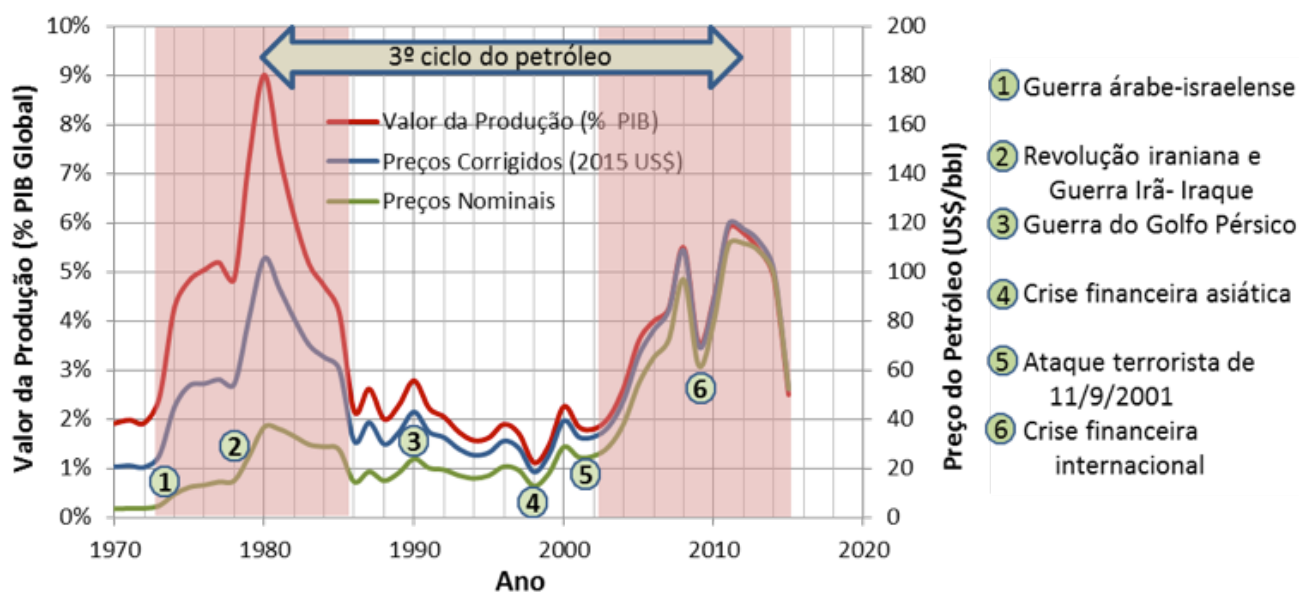
► Recessão econômica em escala mundial se iniciando quando a indústria de petróleo se encontra com excesso de capacidade de produção, provocando geralmente o colapso de preços e sua contínua trajetória descendente por alguns anos, a depender da extensão do processo recessivo.

Durante esses períodos, as causas principais para a volatilidade dos preços são de natureza essencialmente endógena ao próprio setor de petróleo, ou seja, dizem respeito a medidas de como a indústria responde a tendências de forte desequilíbrio entre oferta e demanda global. No entanto, a volatilidade pode ser acentuada por causas exógenas como eventos geopolíticos e financeiros em escala mundial.

Essas características se manifestaram durante as fases que antecederam as mudanças dos dois últimos ciclos, ou seja, final do segundo ciclo (1974-1981) e final do terceiro ciclo (2004-2012), como será comentado a seguir.

Cabe ainda salientar que, no período de preços relativamente estáveis, as flutuações ocorridas são invariavelmente atribuídas a eventos geopolíticos e financeiros de alcance mundial. Por suas próprias características, a recuperação de preços decorrentes desses eventos é de curta duração, geralmente de 12 a 18 meses [4].

Figura a.2 – Histórico do índice do valor da produção mundial de petróleo.



a) A grande crise de petróleo de 1974-1986

Após a Segunda Guerra Mundial o mundo conviveu com uma demanda crescente de petróleo e os preços se mantiveram baixos e relativamente estáveis (US\$ 3 por barril em valores históricos). Nesse período, a Texas Rail Road Commission, órgão regulador da indústria de petróleo norte-americana, exercia o controle da produção para garantir preços estáveis. A efetividade dessa política se esgotou a partir de 1971, quando a capacidade adicional de produção nos EUA deixou de existir [2].

O poder de influir decisivamente na formação dos preços de petróleo passou, então, para a OPEP, criada em 1960 e tendo a Arábia Saudita como seu membro mais influente. Esse poder ficou bastante evidenciado após a Guerra Árabe-Israelense (Yom Kippur), entre Egito e Síria de um lado e Israel do outro em outubro de 1973. Como os EUA e muitos países ocidentais apoiaram Israel, os países árabes e o Irã impuseram aos mesmos um embargo no fornecimento de petróleo que resultou num decréscimo líquido da produção mundial de 4 milhões de barris diários até março de 1974. A consequência imediata foi que o petróleo teve seu preço quadruplicado no final deste ano.

O preço do petróleo se manteve relativamente estável, em torno de US\$ 13 por barril de 1974 a 1978, porém declinante se ajustado pela inflação. Entretanto, de 1979 a 1981, houve uma aceleração abrupta provocada pela Revolução Iraniana seguida da Guerra Irã-Iraque, resultando no preço nominal médio de US\$ 37 por barril em 1980, equivalente ao valor da produção igual a 9% do PIB mundial.

A elevação do preço do petróleo até 1981 estimulou e incrementou significativamente os investimentos em exploração e produção em todo o mundo, notadamente nas regiões offshore do Golfo do México, Mar do Norte, Oeste da África e Brasil, como pode ser comprovado pelo incremento de produção de seis milhões de barris por dia proveniente dos países fora da OPEP no período de 1980 a 1986 em que o preço declinou consideravelmente, atingindo menos de US\$ 10 por barril em 1986.

A consequência imediata foi criar uma capacidade de produção bem superior à demanda que se consubstanciou nos anos seguintes. Nessa situação, como observado no mercado global de qualquer produto primário, os preços declinam consideravelmente por um longo tempo.

b) As flutuações de preços intrapicos

De 1986 a 2003 os preços nominais de petróleo se mantiveram numa faixa de US\$ 14 a US\$ 29 por barril (US\$ 31 a US\$ 37 por barril em dólar de 2015). As flutuações que ocorreram nesse período foram decorrentes de eventos geopolíticos e financeiros de alcance em escala mundial. Dentre eles, destacaram-se:

▷ Guerra do Golfo Pérsico (agosto de 1990 a abril de 1991) – invasão do Kuwait pelo Iraque em 1990, provocando uma reação dos EUA e aliados que se engajaram na guerra para evitar a anexação do Kuwait pelos iraquianos. A consequência imediata foi a elevação dos preços do petróleo durante o conflito e seu declínio contínuo até 1994.

▷ Crise financeira asiática de 1997-1998 – ocorrida na Coreia do Sul, Tailândia, Indonésia, Malásia e Filipinas que vinham experimentando acelerado crescimento econômico, interrompido por fortes saídas de capital e a consequente redução de suas reservas externas. Como esperado, os preços de petróleo declinaram durante a crise, porém tiveram uma rápida recuperação após 1999.

▷ Ataque terrorista de 11 de setembro de 2001 – embora o petróleo já tivesse seu valor em queda antes desta data, provocada por uma desaceleração do crescimento econômico mundial e o aumento da produção dos países fora da OPEP, os ataques terroristas aos EUA prolongaram o declínio, a despeito da ação da OPEP de reduzir a produção para conter a queda de preços.

É importante salientar que, durante todo o terceiro ciclo, a OPEP procurou exercer seu papel de controle dos preços através do estabelecimento de quotas de produção de seus membros, no intuito de atenuar as tendências de queda provocadas pelo aumento da capacidade de produção dos outros países fora da organização. Essa

política nem sempre teve efetividade, em parte devido à indisciplina de seus membros em cumprir as quotas, além de erros na condução da mesma [2].

Outro aspecto importante a destacar nesse período refere-se à recuperação da produção de petróleo da Rússia que declinou acentuadamente após o fim da União Soviética, porém teve crescimento acentuado de 1998 a 2011, quando a produção variou de menos seis milhões a mais de nove milhões de barris por dia. Cabe registrar que esse país foi o maior produtor de petróleo fora da OPEP de 2000 a 2007.

c) A nova crise do petróleo

A partir de 2003 a economia mundial passou a apresentar taxas elevadas de crescimento, com destaque para os EUA, União Europeia e países emergentes, notadamente a China e Índia, embora a contribuição de cada um tenha variado ao longo dos anos. Consequentemente, houve uma aceleração da demanda global de petróleo, provocando o aumento de preços a níveis que estimularam novos investimentos em exploração e produção. Projetos de desenvolvimento de campos gigantes em águas ultraprofundas no Golfo do México, Oeste da África e Brasil se tornaram viáveis. Entretanto, projetos dessa natureza exigem elevados investimentos e necessitam de desenvolvimentos de longo prazo para efetivamente expandir a capacidade de produção.

Os preços de petróleo continuaram em trajetória de crescimento acelerado até 2008, atingindo valores próximos a US\$ 100 por barril quando eclodiu a crise financeira internacional, iniciada nos EUA e provocando recessões em todo o mundo. A crise foi de curta duração e logo os preços voltaram a subir aceleradamente, em consequência do aumento significativo da demanda dos países asiáticos, com destaque para a China, e da ação da OPEP em cortar mais de quatro milhões de barris por dia no início de 2009.

Já em 2010 os preços excederam a US\$ 100 por barril e continuaram crescendo nos anos seguintes, tendo atingido picos de mais de US\$ 120 por barril em 2012. A partir daí, iniciaram uma trajetória ligeiramente descendente, porém ainda se mantiveram em níveis bem

elevados até o final de 2014 quando, então, colapsaram e se mantiveram em níveis surpreendentemente baixos até os dias de hoje, como já comentado na introdução deste artigo.

É importante destacar que, durante todo o período pós-crise financeira de 2008, os países produtores de petróleo aumentaram significativamente sua capacidade de produção, com destaque para o petróleo não convencional dos EUA cuja produção cresceu em cerca de 4,5 milhões de barris por dia de 2010 a 2014.

O colapso de preços no final de 2014 é uma consequência imediata do profundo desequilíbrio entre oferta e demanda global de petróleo em que um grande excesso de capacidade de produção contrasta com uma desaceleração acentuada da demanda. Acrescente-se a isso a recusa da Arábia Saudita e outros produtores da OPEP em continuar exercendo seu papel tradicional de regulador do balanceamento entre oferta e demanda de petróleo por meio de cortes na produção.

d) Evidências de um novo ciclo de preços

As características do comportamento dos preços nos últimos quinze anos permitem identificar fortes evidências de que um novo ciclo de preços baixos e relativamente equilibrados se avizinha. Confirmam-se, com isso, as tendências observadas no comportamento de outras commodities, principalmente no setor de mineração em que a trajetória declinante se iniciou em 2011 [3]. A manutenção de preços elevados de petróleo ainda por alguns anos pode ser atribuída à cartelização existente no setor que busca manter os preços relativamente estáveis antes do inevitável colapso.

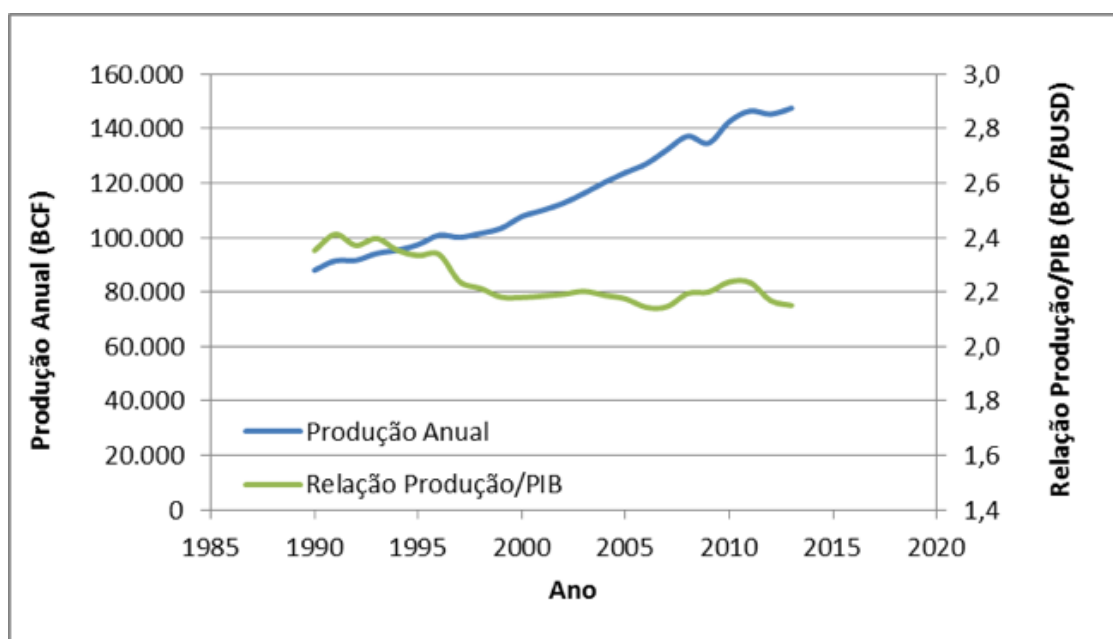
Retomando as questões relacionadas ao comportamento da produção e preços do petróleo ao longo do terceiro ciclo, vemos na Figura a.2 que o valor da produção mundial de 1986 a 2004 sequer atingiu 3% do PIB Global. Por analogia com o período anterior e considerando que a fase de descenso acentuado de um eventual quarto ciclo se complete em 2016, como esperado, podemos admitir que o índice de valor da produção se situe entre 2% a 3% até 2020. Logo, os preços nominais de petróleo nesse período deverão se manter na faixa de US\$42 a US\$63 por barril.

B) O IMPACTO DO GÁS NATURAL

Enquanto a utilização do petróleo está mais voltada ao setor de transportes, o gás natural tem seus principais usos na geração de eletricidade, na indústria e no aquecimento predial. Isto leva à necessidade de, por parte do consumidor, firmar contratos de longo prazo para a garantia de recebimento do gás e, pelo lado dos produtores, ter a venda assegurada, fazendo com que o preço do gás seja mais estável o longo dos anos. Outro aspecto importante é a pouca viabilidade do armazenamento do gás, seja por razões técnicas ou

econômicas, estabelecendo uma ligação direta entre o produtor e o consumidor. Quando o armazenamento existe, geralmente feito em jazidas subterrâneas, é realizado para aliviar efeitos sazonais do consumo ou para a formação de estoque estratégico. A proximidade de grandes reservas de gás permite a aquisição do insumo por preços mais competitivos, levando a uma vantagem econômica para os consumidores, principalmente no que tange ao preço da energia. Na Figura a.3 observa-se que, apesar da crescente produção, a relação entre produção global e o PIB mundial em bilhão de dólares de 2015 varia muito pouco nos últimos 20 anos.

Figura a.3 – Evolução da relação entre a produção de gás natural e o PIB mundial.



Os preços do gás natural não se correlacionam perfeitamente com os preços do petróleo, uma vez que o comércio do gás possui características regionais enquanto o petróleo é uma mercadoria com alcance comercial global. Porém, quando liquefeito, o gás natural tem seu preço atrelado ao petróleo. Isto tem levado a uma expansão do número de plantas de liquefação de gás, inclusive sobre navios em campos

marítimos, bem como a uma ampliação do número de terminais de regaseificação nos países consumidores.

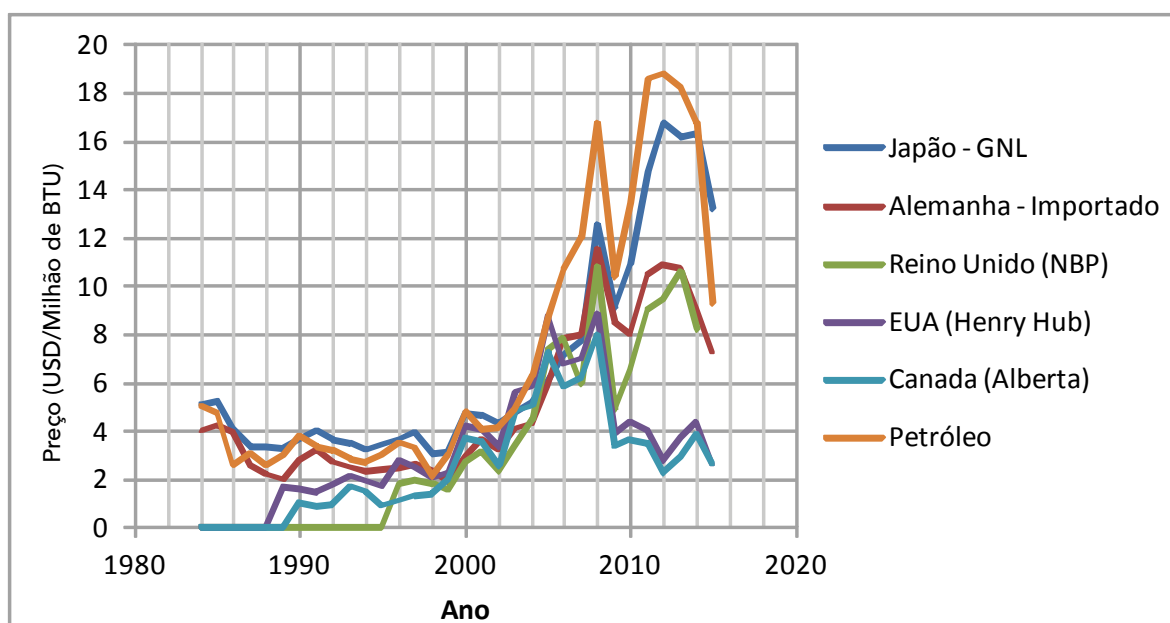
Em campos produtores exclusivamente de gás não associado, uma parte da corrente do poço se liquefaz ao atingir a superfície, agregando valor ao processo. Por outro lado, campos produtores de petróleo também produzem gás associado ao óleo, em volumes

que variam com a qualidade deste. No pré-sal brasileiro estima-se que cerca de 20% da energia produzida o seja na forma de gás natural.

O aumento das reservas de gás nos EUA e Canadá devido à introdução do gás de folhelho (shale gas) tem levado a um contínuo decréscimo do preço do gás norte-americano, propiciando uma redução

do custo da energia e alavancando o crescimento econômico. Na Figura a.4, podemos ver claramente o efeito da entrada do gás de folhelho no preço do gás norte-americano a partir de 2008. Cabe ressaltar que o Marcellus Shale, localizado na região nordeste dos EUA, produziu durante o ano de 2015 a expressiva média de 16 bilhões de pés cúbicos por dia (450 milhões de metros cúbicos por dia).

Figura a.4 – Preços do gás natural em diversos mercados [5].



Desde 1990 até meados da década passada, observa-se certa correlação entre os preços do petróleo e do gás natural nos diversos mercados analisados. Desde então, somente o preço do GNL asiático tem acompanhado integralmente o preço do petróleo. Enquanto o preço do gás europeu não cresceu na mesma proporção, o gás norte-americano teve comportamento oposto, ou seja, valores muito reduzidos causados pelo excesso de oferta do gás de folhelho.

C) A FORÇA DO PETRÓLEO NÃO CONVENCIONAL

Estima-se que dois terços dos recursos petrolíferos mundiais ocorram em jazidas não convencionais, assim denominadas por não permitir o escoamento natural do petróleo para os poços, a saber: areias betuminosas (extra heavy oil and bitumen), óleo de folhelho (light tight oil) e folhelhos betuminosos (kerogen oil or

oil shale). Os motivos residem nos seguintes fatos: o petróleo das areias betuminosas apresenta uma viscosidade tão elevada que necessita de aquecimento para fluir; o óleo de folhelho escoar facilmente porém a rocha é praticamente impermeável e necessita ser fraturada; e os folhelhos betuminosos além de impermeáveis contém óleo viscoso, necessitando ser minerados.

Dentre estes, o óleo de folhelho tem se mostrado mais viável economicamente e sua extração nos EUA é responsável pelo aumento a cada ano, a partir de 2012, de cerca de 1 milhão de barris por dia na produção de petróleo daquele país. Mantidas as condições de rentabilidade do óleo de folhelho, haveria um natural aumento da participação americana no mercado global do petróleo com a consequente perda de mercado dos países membros da OPEP. A relutância dos membros da OPEP em reduzir sua produção causou um excesso de oferta com a consequente queda no preço do petróleo. Dados recentes indicam que tal política afetou a economicidade do óleo de folhelho e a produção americana já apresenta uma ligeira queda.

Cabe ressaltar que a perfuração de um poço no folhelho é um processo muito rápido, e uma vez reestabelecida a estrutura de preços, o aumento da produção do óleo de folhelho será inevitável.

O petróleo e o gás são gerados em folhelhos existentes abaixo dos campos convencionais, daí se pode inferir que a tecnologia desenvolvida nos EUA será invariavelmente estendida a outros países para explorar o óleo e o gás trapeados nestas rochas. A temperatura, a pressão, o grau de soterramento e as características dos folhelhos definem os tipos de fluidos residentes e as condições de maior rentabilidade para sua extração. Estima-se que, com a tecnologia atualmente disponível, há sítios do folhelho Eagle Ford no Texas que são economicamente viáveis com o petróleo a US\$ 20 por barril [7].

Claramente o óleo de folhelho é o concorrente direto do petróleo proveniente de jazidas marítimas

em águas ultraprofundas, ou seja, acima de 1.500 metros de lâmina d'água, o que é o caso do pré-sal brasileiro.

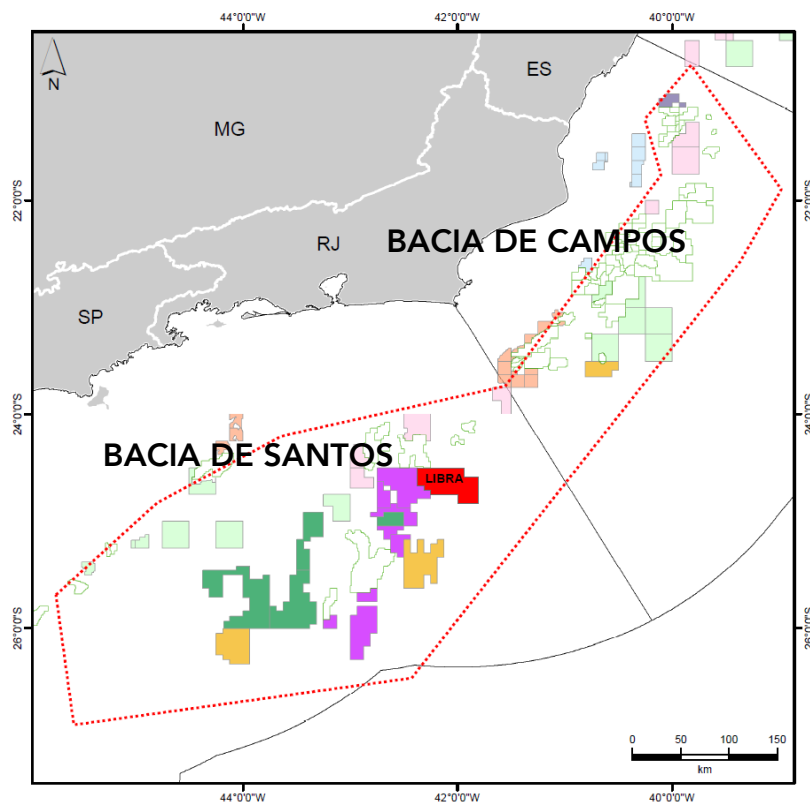
D) AS PERSPECTIVAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

A confirmação de recursos petrolíferos de potencial extremamente elevado no pré-sal brasileiro em 2006, com a descoberta de petróleo no prospecto de Tupi, hoje Campo de Lula, abriu perspectivas inusitadas para a indústria de petróleo do país. Abaixo de uma extensa camada de sal nas bacias sedimentares que vão da costa do Espírito Santo a São Paulo, encontra-se um sistema petrolífero com rochas argilosas (folhelhos) de grande capacidade de geração de hidrocarbonetos e rochas reservatórios de formação carbonática de alta qualidade. Nos anos seguintes, várias descobertas de campos supergigantes (recuperação final de hidrocarbonetos superior a um bilhão de barris) foram confirmadas no pré-sal da Bacia de Santos. Nos últimos dez anos, campos supergigantes foram descobertos somente no Brasil [6].

Essas descobertas passaram a ser avaliadas e desenvolvidas com intensidade pela Petrobras e companhias internacionais de petróleo em parceria, permitindo que a produção de petróleo do pré-sal atingisse hoje mais de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia.

Ao mesmo tempo em que o pré-sal se tornava uma realidade com o desenvolvimento e produção de campos em áreas de concessão, houve um intenso debate no país sobre o regime regulatório mais apropriado para redistribuir as novas riquezas. No segundo semestre de 2010, o Congresso Nacional alterou o marco regulatório do setor de petróleo, criando o regime de partilha da produção para ser aplicável a áreas não concedidas no entorno do polígono do pré-sal na costa sudeste do país, como representado na Figura a.5, e o regime de cessão onerosa, permitindo que o Governo Federal capitalizasse a Petrobras através da outorga de até cinco bilhões de barris de óleo equivalente em áreas do polígono. Esses dois novos regimes passaram a conviver com o regime de concessão para o restante das bacias sedimentares brasileiras.

Figura a.5 – Polígono do Pré-Sal.



Como o regime de partilha é caracterizado pelo compartilhamento da produção entre as empresas contratadas e o Estado, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi criada para representar a União nos novos contratos de partilha e nos acordos de individualização da produção que envolvam áreas não contratadas do polígono do pré-sal, bem como para gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural da União.

Uma característica marcante do desenvolvimento do pré-sal brasileiro é exigir empreendimentos de capital intensivo e uso de tecnologias avançadas para instalar unidades flutuantes em mais de 150 km da costa e perfurar poços em águas ultra profundas, penetrando por extensas rochas sedimentares e camadas de sal até atingir o horizonte dos reservatórios carbonáticos do pré-sal. Nessas circunstâncias, investimentos para desenvolver um módulo de produção se situam na faixa de 7,5 a 9 bilhões de dólares, sendo que a metade é devida à construção de poços. Entretanto, dado os elevados volumes recuperáveis, o investimento de capital unitário

não chega a ser muito grande, ficando geralmente entre 13 e 16 dólares por cada barril de petróleo equivalente recuperado (Capex em US\$/boe).

Quando o pré-sal brasileiro foi descoberto, o mundo encontrava-se em plena expansão econômica, acompanhada por um aumento expressivo da demanda global de petróleo e trajetória ascendente dos preços. Superada a crise financeira de 2008 que teve curta duração quanto aos impactos na indústria de petróleo, os preços do produto atingiram patamares bem superiores a US\$ 100 por barril, tornando os projetos do pré-sal cada vez mais atrativos. A reversão de expectativas veio a acontecer com o colapso de preços a partir do final de 2014.

Juntamente com a crise internacional, a indústria de petróleo no Brasil foi profundamente impactada pela situação da Petrobras, envolvida em escândalos de corrupção, como a Operação Lava-Jato, e vivenciando um quadro financeiro de elevado endividamento.

Consequentemente, empreendimentos do pré-sal acabaram sendo afetados pela redução de investimentos e a postergação de projetos.

Apesar da crise, os fundamentos da atratividade do pré-sal brasileiro se mantêm, ou seja, o gigantesco potencial de recursos recuperáveis remanescentes nas Bacias de Campos e Santos, da ordem de 76 bilhões de barris de petróleo [6]. A grande maioria desses recursos encontra-se em horizontes do pré-sal.

Uma vantagem comparativa expressiva a favor do pré-sal reside na produtividade significativamente elevada dos poços, em face da alta qualidade dos reservatórios carbonáticos e extensas zonas produtoras de grande espessura, resultando em menor investimento de capital por unidade de volume de petróleo recuperado.

Cabe ainda salientar que a grande maioria dos projetos do pré-sal, iniciados depois de 2010 e os que ainda estão por vir, terá seu pleno desenvolvimento ao longo da próxima década, quando os preços do petróleo deverão estar relativamente estabilizados e atrativos para a indústria, embora não mais em níveis superiores a US\$ 100 por barril como observado nos anos que antecederam o colapso de preços de 2014.

E) A IMPORTÂNCIA DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA

O ambiente de estresse econômico exige um contínuo esforço para a redução dos custos dos processos produtivos, façanha que requer o uso do conhecimento e da engenhosidade para introduzir melhoramentos nos processos existentes, levando ao desenvolvimento de novas tecnologias ou a adaptação de tecnologias já existentes em outros ramos da indústria. O aprimoramento de processos de gestão também auxilia no alcance das metas de redução de custos.

A indústria do petróleo é repleta de episódios onde a inovação permitiu que novas fronteiras exploratórias se tornassem técnica e economicamente viáveis. A partir da crise do petróleo da década de 1970 avanços nos métodos de exploração, na tecnologia de perfuração, na monitoração e gerenciamento de reservatório, em novos

materiais e em sistemas submarinos permitiram que a produção de petróleo, tanto em terra quanto no mar, avançasse para os elevados níveis atuais.

O caso do shale oil norte-americano é emblemático. Os engenheiros utilizaram a técnica de fraturamento hidráulico, aplicada há muitos anos na indústria petrolífera para a estimulação de poços em reservatórios convencionais, para, em associação com novos conhecimentos geológicos, mecânica das rochas e comportamento de materiais, extraírem óleo e gás de rochas praticamente impermeáveis e até então consideradas improdutivas. Some-se a isto o desenvolvimento de um processo industrial de construção de novos poços [8], gerando um elevado ganho de escala.

No caso específico da produção em águas ultraprofundas, algumas novas tecnologias já permitem uma transformação na indústria. Por exemplo, a técnica de perfuração com pressão controlada (MPD – managed pressure drilling), a qual permite a transposição de reservatórios carbonáticos de altíssima produtividade sem que haja o descontrole do poço e garante a segurança das operações, já vem sendo aplicada no pré-sal brasileiro.

Há, entretanto, desafios que ainda necessitam ser vencidos. Alguns campos do pré-sal possuem uma elevada concentração de contaminantes, notadamente o gás carbônico, que, por um lado é responsável pela alta produtividade e recuperação dos reservatórios, por outro lado exige custosos processos para purificação do gás natural associado. A redução dos custos destes processos é estratégica para o abastecimento do país com parte do gás natural do pré-sal, em oposição à exclusiva reinjeção do gás no reservatório, opção atualmente considerada.

Outro desafio, como já foi aqui exposto, é que metade dos investimentos em um sistema de produção refere-se à construção de poços. Daí que a redução do custo dos poços, mantida a produtividade dos mesmos, pode aumentar em muito a competitividade do pré-sal. Por exemplo, avanços na caracterização das rochas reservatório que permitam a construção de poços mais simples pode trazer uma redução dos investimentos nos sistemas de produção, bem como estender a vida

útil desses poços pela postergação da produção de água, aumentando inclusive a recuperação final dos reservatórios.

CONCLUSÕES

Se o quarto ciclo do petróleo for efetivamente confirmado, a indústria internacional de petróleo terá que conviver com preços do produto bastante inferiores àqueles que prevaleceram no boom das commodities dos últimos anos. Como já mostrado, nosso diagnóstico aponta para preços na faixa de US\$42 a US\$63 por barril de petróleo até 2020. Nos anos seguintes, espera-se um comportamento semelhante em que o valor da produção mundial se mantenha entre 2% e 3% do PIB Global, embora impactos significativos possam ser eventualmente causados por eventos geopolíticos e financeiros de alcance global. Se a trajetória for semelhante ao que ocorreu no terceiro ciclo, a recuperação dos preços não deverá ser prolongada nesses casos.

Ajustar-se a cenários de preços mais baixos é o principal desafio da indústria internacional do petróleo no curto prazo. Nesse sentido, esforços serão orientados necessariamente para a redução de custos de operação e investimentos e para a melhoria da recuperação dos reservatórios. Intrinsecamente relacionada com esses esforços estará a busca por novas tecnologias que resultem em ganhos expressivos para a economicidade dos projetos.

Em paralelo, diversos países que buscam atrair investimentos para o desenvolvimento de seu setor petrolífero serão orientados para construir um arcabouço regulatório que crie uma ambiência baseada em regras claras e transparentes, respeito a contratos e regulamentação favorável à atração de investimentos.

O longo histórico de controle de preços via cortes na produção não parece que chegou efetivamente ao fim. É provável que continue com a OPEP aliada a outros grandes produtores como a Rússia. No entanto, as medidas a serem adotadas deverão levar em conta a ameaça do petróleo não convencional norte-americano em abrir espaços para ampliar sua participação no mercado.

Todas as questões acima abordadas dizem respeito também ao pré-sal brasileiro. Em outras palavras, as empresas que operam no pré-sal, particularmente a Petrobras, deverão envidar esforços para a significativa redução de custos e maior retorno econômico para os projetos em cenários de preços baixos.

Revisões do arcabouço regulatório que reconhecidamente criam entraves para uma maior atração de investimentos são essenciais e já há indicações de que efetivamente serão implementadas. Assim, novas licitações de áreas no pré-sal poderão ser realizadas no curto prazo, abrindo uma nova fase de importantes investimentos em exploração e produção nesse ambiente.

REFERÊNCIAS

- ▷ [1] Canuto, Otaviano: "The Commodity Super Cycle: Is This Time Different?", *Economic Premise, The World Bank, June 2014, Number 150.*
- ▷ [2] Williams, James L.: "Oil Price History and Analysis", *WTRG Economics, 2011, www.wtrg.com.*
- ▷ [3] Wheeler, Sean, Forrest, Richard, Alberich, Jose e Gracia, Eduard: "Beware the Oil Price Super Cycle, AT Kearney."
- ▷ [4] "The Oil Price – Quo Vadis", *BCG Energy, February 2015.*
- ▷ [5] *BP Statistical Review of World Energy, London, UK, June 2015.*
- ▷ [6] "World Energy Outlook", *IEA – International Energy Agency, Paris, France, 2015.*
- ▷ [7] Murtaugh, Dan: "Texas Isn't Scared of \$30 Oil", *Blomberg Intelligence, February 2016, www.blomberg.com.*
- ▷ [8] Dale, Spencer: "New Economics of Oil", *Society of Business Economists Annual Conference, London, UK, October 2015.*



A GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE RESÍDUOS: UMA POSSIBILIDADE PARA O BRASIL

Publicada em 2010, a Política Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS¹ tem como principal objetivo a implementação de uma gestão integrada e sustentável dos resíduos gerados no Brasil. A adoção de metodologias limpas é incentivada para reduzir os impactos ambientais da gestão de resíduos sólidos no país. Foi estabelecida uma ordem de prioridade para a solução dos problemas relacionados com o lixo, baseada no conhecido “Princípio dos 3Rs” – Reduzir, Reutilizar e Reciclar².

Deve ser priorizada a **redução** da quantidade de resíduos gerados, uma iniciativa que pode ser tomada por qualquer pessoa através do consumo consciente - lembrando que a lei se aplica a todos os geradores diretos e indiretos

de resíduos sólidos do país. Em segundo lugar vem a **reutilização** de materiais que seriam jogados no lixo. A **reciclagem**, que envolve a transformação dos materiais usados em novos produtos por meio de processos industriais ou artesanais, vem em terceiro lugar na lista de prioridades. A reutilização é ambientalmente preferível à reciclagem, pois contribui para a redução na geração e não consome energia e novos recursos. A **compostagem**, uma técnica que permite a transformação de restos orgânicos (sobras de frutas e legumes e alimentos em geral, podas de jardim, trapos de tecido, serragem, etc) em adubo é considerada como a “reciclagem de resíduos orgânicos”³ e se enquadra nesta categoria. Em último caso, quando o aproveitamento material do resíduo não for possível, deve ser adotada a “disposição final ambientalmente adequada” dos rejeitos. Esta inclui o **aproveitamento energético** dos resíduos ou a sua **disposição em aterros sanitários**.

Na PNRS, o prazo para que fosse adotada a disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos estava previsto para agosto de 2014⁴. Porém, devido à incapacidade

¹ Lei 12.305 de 02 de agosto de 2010.

² <http://www.mma.gov.br/responsabilidade-socioambiental/producao-e-consumo-sustentavel/consumo-consciente-de-embalagem/principio-dos-3rs>

³ <http://www.mma.gov.br/endere%C3%A7os-importantes/item/7594-compostagem>

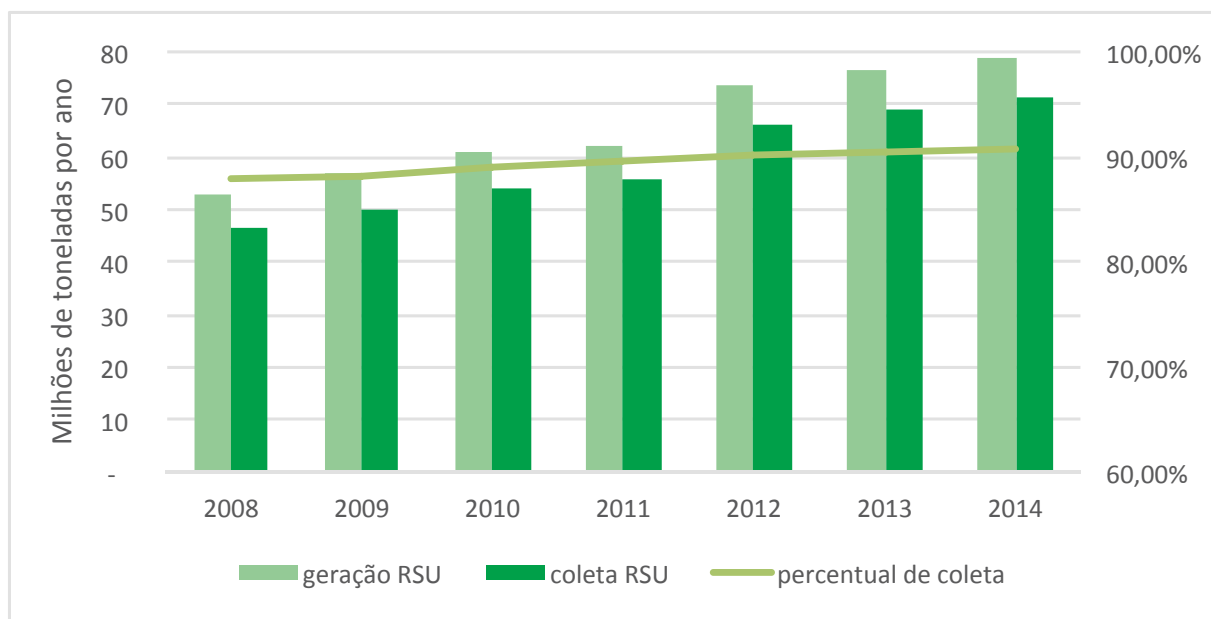
⁴ Artigo 54 da PNRS.

técnica e financeira dos estados e municípios de se adaptarem às regras impostas pela nova lei, está em tramitação na Câmara dos Deputados uma proposta⁵ que visa ampliar esse prazo até 2024 e obrigar a União a oferecer apoio técnico e financeiro⁶ aos demais entes federativos.

Atualmente, boa parte dos resíduos sólidos urbanos (RSU) produzidos no Brasil sequer é coletada. No ano de 2014, cerca de R\$ 9 bilhões foram alocados na coleta de RSU e, ainda assim, apenas 91% do lixo gerado no país foram coletados. Isso significa que

mais de 7 milhões de toneladas de rejeitos não foram coletadas neste ano, cerca de 20 mil toneladas de lixo por dia. O lixo não coletado em geral se acumula nas ruas, entupindo bueiros e dutos de coleta de esgoto (o que contribui para os alagamentos nas grandes cidades), ou vai para os corpos d'água, eventualmente chegando ao mar, onde causa uma série de desequilíbrios ambientais. Um dos temas mais discutidos na mídia internacional com relação às Olimpíadas de 2016 no Rio de Janeiro é a quantidade de lixo presente na Baía de Guanabara, que pode prejudicar os atletas durante a competição⁷.

Figura 1.1 – Geração e coleta de RSU no Brasil (2008 a 2014).



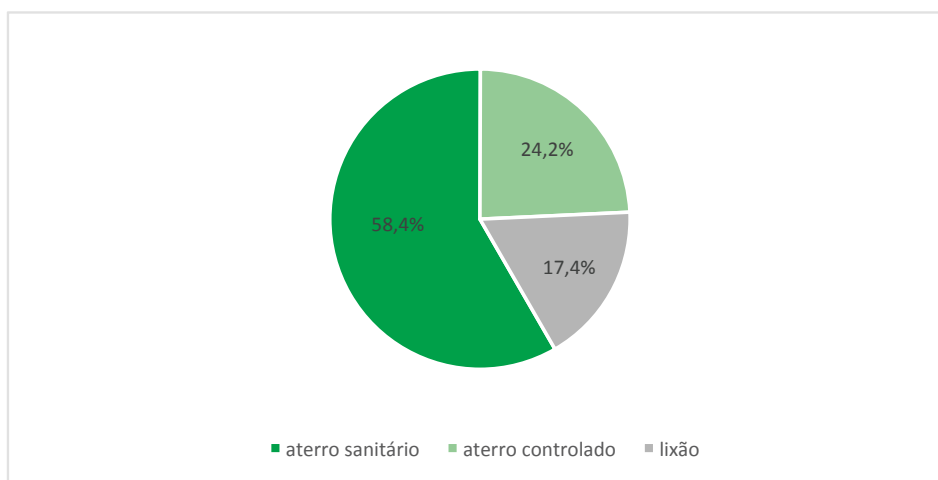
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABRELPE.

⁵ Projeto de Lei Complementar – PLP 14/2015.

⁶ <http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/MEIO-AMBIENTE/503947-PROJETO-PRORROGA-FIM-DOS-LIXOES-PARA-2024-E-PREVE-APOIO-TECNICO-E-FINANCIERO-DA-UNIAO.html>

⁷ <http://news.yahoo.com/ex-head-sailing-body-says-174431450.html>

Figura 1.2 – Destinação final do RSU coletado no Brasil em 2014.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABRELPE.

Das 71 milhões de toneladas de rejeitos coletadas em 2014, mais de 40% não teve destinação final considerada adequada. Os lixões, que receberam mais de 12 milhões de toneladas de rejeitos em 2014, são áreas onde os resíduos sólidos urbanos, hospitalares e industriais são dispostos in natura, sem qualquer tipo de tratamento, a céu aberto, o que possibilita a proliferação de vetores de doenças, como ratos e insetos. Não é feito nenhum controle da área – portanto, é permitido o livre acesso de pessoas, que, em alguns casos, vivem em meio ao lixo. A decomposição desses rejeitos emite gases do efeito estufa (GEE), que são liberados diretamente na atmosfera, e produz chorume, que penetra no solo.

Os aterros controlados são uma alternativa aos lixões, onde em geral cobre-se o lixo e proíbe-se a circulação de pessoas e animais. Já os aterros sanitários, considerados como uma destinação “ambientalmente adequada”, são obras de engenharia que envolvem altos custos de implantação e manutenção de modo a prevenir impactos ambientais. Os rejeitos que chegam

nos aterros sanitários são “enterrados” e, para evitar a penetração do chorume proveniente da decomposição do lixo no solo, este é impermeabilizado através da compressão e do uso de mantas. O chorume é coletado por uma rede de dutos e enviado para as estações de tratamento de esgoto. Também deve ser construída uma rede para coleta do gás metano, liberado durante o processo, pois o excesso deste gás sob pressão⁸ pode causar explosões. Além disso, os aterros sanitários ocupam extensas áreas, que são inutilizadas, nas quais os passivos ambientais precisam ser monitorados continuamente ao longo de décadas, mesmo após o encerramento das atividades.

Apesar dessas medidas de controle, o aterro sanitário Central de Tratamento de Resíduos – CTR Santa Rosa, localizado em Seropédica/RJ, que substituiu o lixão de Gramacho e recebe os rejeitos da região metropolitana do Rio de Janeiro desde 2011 teve, em fevereiro, por conta de chuvas, um vazamento de 50 mil litros de chorume que possivelmente atingiu um aquífero próximo⁹.

⁸ A liberação do metano e outros gases causa um aumento da pressão abaixo das camadas de solo que são dispostas sobre o lixo. O metano é um gás inflamável e seu excesso nessas condições pode ser arriscado.

⁹ <http://noticias.r7.com/rio-de-janeiro/apos-vazamento-de-50-mil-l-de-chorume-inea-deve-multar-empresa-que-administra-aterro-sanitario-23022016>

Uma das alternativas para diminuir a quantidade de rejeitos enviados aos aterros, prolongando sua vida útil, é a reciclagem, cuja importância é ressaltada na PNRS. Nos EUA, a reciclagem já representou lucro para alguns municípios, que vendiam seus resíduos para empresas especializadas. Porém, com a queda do preço das commodities, o preço dos produtos reciclados também caiu, diminuindo o poder aquisitivo dessas empresas e, conseqüentemente, o quanto elas pagam pelo lixo. Ainda assim, os municípios americanos preferem investir em programas de reciclagem que, mesmo que não gerem lucros, continuam mais baratos do que enviar os rejeitos para os aterros sanitários. O município de San Antonio, no Texas, por exemplo, teve em 2011 um lucro de US\$ 5,2 milhões com a coleta e venda de materiais recicláveis. Em 2015, este valor foi de apenas US\$ 305 mil, mas caso os rejeitos fossem enviados a um aterro sanitário teriam representado um custo de US\$ 2,1 milhões¹⁰.

Já no Brasil, este setor opera basicamente com iniciativas de cooperativas, muitas delas pequenas, e em níveis ainda baixos – apenas 3% de todo o lixo produzido¹¹. No país, a geração de resíduos vem crescendo anualmente, aumentando a demanda por serviços de logística e infraestrutura. A ABRELPE estima que, para cumprir as exigências da PNRS, o setor irá demandar investimentos da ordem de R\$ 11,6 bilhões até 2031, e cerca de R\$ 15 bilhões por ano para operação plena dos sistemas que serão implementados (ABRELPE 2015).

A gestão dos resíduos no Brasil representa por enquanto um alto custo e grandes impactos ambientais. Portanto, uma solução urgente deve ser tomada, independentemente de haver ou não a ampliação do prazo proposto na lei para a extinção dos lixões. Deve-se lembrar que um dos objetivos da PNRS também é incentivar o desenvolvimento de sistemas e gestão ambiental e empresarial voltados para a melhoria dos processos de reaproveitamento energético dos resíduos sólidos¹². As tecnologias visando à recuperação energética dos RSU – desde que comprovada sua viabilidade técnica e ambiental e com monitoramento da emissão de gases tóxicos – são previstas e incentivadas nessa lei e podem se tornar uma forma de ajudar a solucionar a questão do lixo e ao mesmo tempo contribuir para a descentralização da matriz energética brasileira.

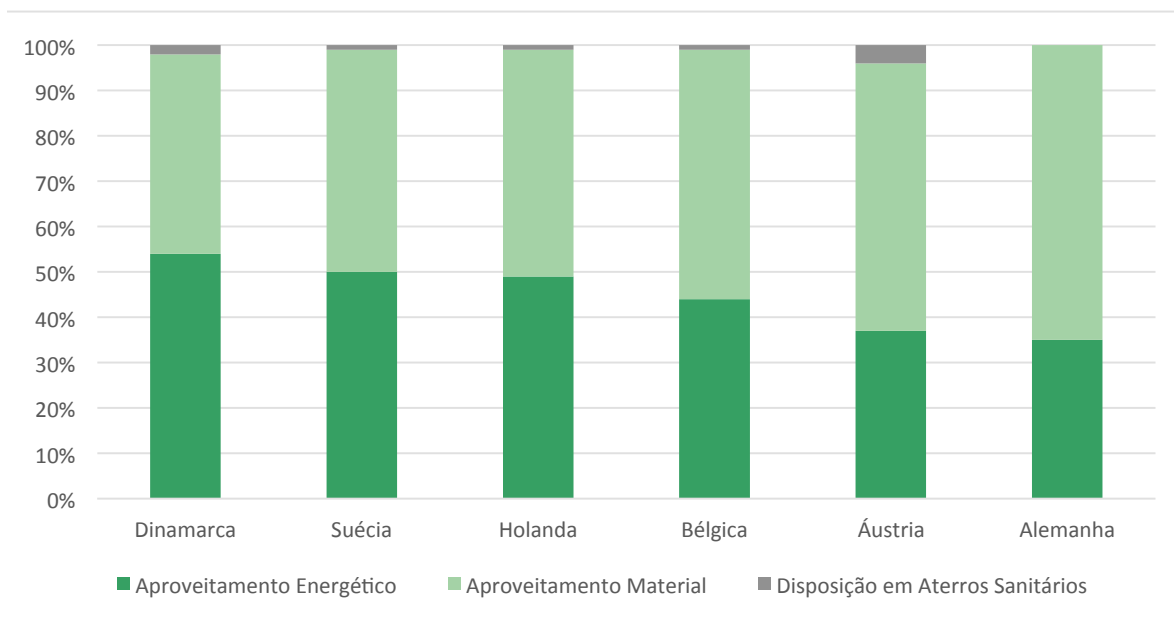
Enquanto o Brasil ainda luta para alcançar uma destinação correta do lixo em aterros sanitários, países da Europa já estão limitando o seu uso, e exigindo que o lixo seja totalmente reaproveitado. Países como Áustria, Bélgica, Dinamarca, Alemanha, Holanda e Suécia enviam 4% ou menos de seus rejeitos para aterros sanitários. Esses países atingiram essa meta através de restrições legais aos aterros e utilizam sistemas de gestão de resíduos que priorizam o reaproveitamento material, através de reciclagem, e energético, através de tecnologias como a incineração e a gaseificação. A Dinamarca e Suécia têm uma taxa de aproveitamento energético de seus rejeitos acima dos 50% (CEWEP 2015).

¹⁰ <http://www.nytimes.com/2016/02/13/business/energy-environment/skid-in-oil-prices-pulls-the-recycling-industry-down-with-it.html>

¹¹ <http://g1.globo.com/jornal-hoje/noticia/2015/04/apenas-3-de-todo-o-lixo-produzido-no-brasil-e-reciclado.html>

¹² Artigo 7º da PNRS.

Figura 1.3 – Destinação final do lixo em países selecionados da Europa.



Fonte: (CEWEP 2015)

O aproveitamento energético dos RSU cuja reciclagem não é viável é uma boa alternativa para a geração local de energia limpa, já que substitui o uso de combustíveis fósseis. Este tipo de geração produz na Europa eletricidade suficiente para abastecer 14 milhões de habitantes e evita a emissão de 22 a 43 milhões de toneladas de GEE por ano (CEWEP 2015).

Além de contribuir para a redução de emissão de GEE, a geração por resíduos também se enquadra na geração por fontes renováveis, já que boa parte dos rejeitos não recicláveis é composta por biomassa. Atualmente, apenas 13 usinas térmicas que aproveitam a energia dos rejeitos estão em operação no Brasil (BIG/ANEEL 2016).

Figura 1.4 – Ciclo de geração de energia através de resíduos na Europa, 2012.



Fonte: (CEWEP 2015)

A evolução na gestão de resíduos sólidos no Brasil tem sido bastante lenta (ABRELPE 2015). Enquanto na Europa já se proíbe a disposição em aterros sanitários, o país ainda batalha para extinguir os lixões. Ainda há aqui um enorme potencial para a introdução de processos já conhecidos como a reciclagem, a compostagem e o reaproveitamento energético. Por mais que isto implique em mudanças estruturais, estas representariam melhorias significativas na gestão de RSU – que podem ser conduzidas em conjunto com o setor privado – resultando em benefícios para a sociedade como um todo.

Existem diversas etapas que precisam ser cumpridas pelo Brasil a fim de que se possa idealizar um sistema de gestão de resíduos sólidos como o encontrado em países da Europa. Considerando-se a situação atual do setor elétrico brasileiro, na qual as hidrelétricas não garantem mais a segurança energética do país e as termelétricas atuais causam grandes aumentos nas tarifas, a geração de energia através dos rejeitos pode ser uma forma de ampliar a oferta descentralizada de eletricidade barata, contribuindo simultaneamente para a preservação ambiental e para o desenvolvimento econômico do país.

REFERÊNCIAS

- ▷ ABRELPE. *“Panorama dos resíduos sólidos no Brasil - 2014.”* 2015.
- ▷ BIG/ANEEL. *Capacidade de Geração do Brasil.* 2016.
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> (acesso em 16 de fevereiro de 2016).
- ▷ CEWEP. *“Energising waste: a win-win situation.”* Bruxelas, Bélgica, 2015.
- ▷ Vereda. *“Relatório de Impactos Ambientais CTR Santa Rosa.”* Seropédica, Brasil, 2007.

* Este texto não deve ser citado representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Mariana Weiss de Abreu, Michelle Bandarra, Mônica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira, Renata Hamilton de Ruiz e Tatiana de Fátima Bruce da Silva.



PETRÓLEO

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO

O mês de dezembro de 2015 apresentou aumento de 9,97% da produção em relação ao mês anterior, e aumento de 1,41% em relação ao mesmo mês de 2014. A produção diária de petróleo em dezembro foi de 2.532 mil barris, 6,42% superior à produção de novembro de 2.379 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em dezembro foi de aproximadamente 25,0 sendo 7,2% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 59,5% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 33,3% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em dezembro foram Lula (14,3 Mmmbbl), Roncador (9,90 Mmmbbl), Jubarte (6,39 Mmmbbl), Marlim (6,03 Mmmbbl) e Sapinhoá (5,54 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor), Argonauta da Shell (17º) Frade da Chevron (19º) produziram respectivamente 3,00, 0,87 Mmmbbl e 0,71 Mmmbbl.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

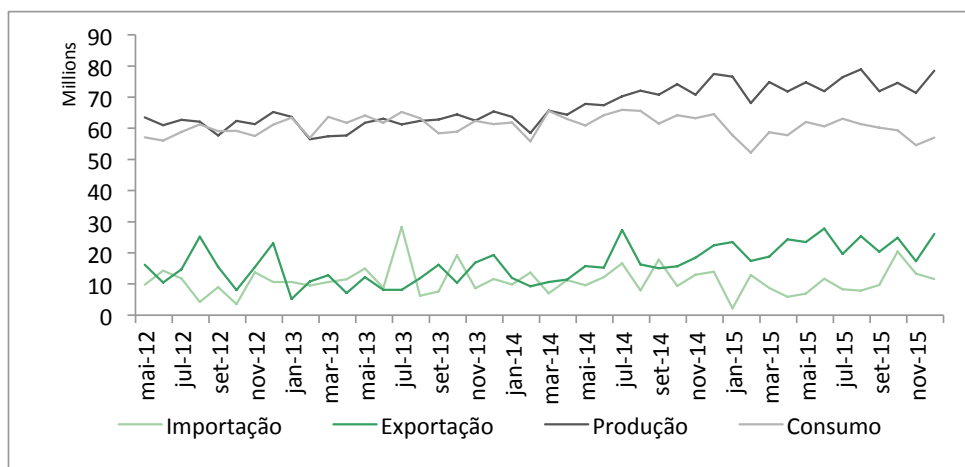
Agregado	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendência 12 meses	nov-15	dez-14
Produção	78.503.431	9,97%	1,41%		71.385.845	77.414.316
Consumo Interno	57.012.454	4,47%	-11,68%		54.572.138	64.554.946
Importação	11.617.354	-12,62%	-16,55%		13.295.199	13.921.767
Exportação	26.061.183	50,14%	16,40%		17.357.891	22.389.538

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, cresceu 4,47% em dezembro, na comparação com o mês anterior, mas caiu 11,68% na comparação anual. Na comparação mensal,

além da produção e do consumo, as exportações também apresentaram aumento, de 50,14%. As Importações seguiram tendência oposta, caindo 12,62% na comparação mensal, e 16,55% na comparação anual (Gráfico 2.1).

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).



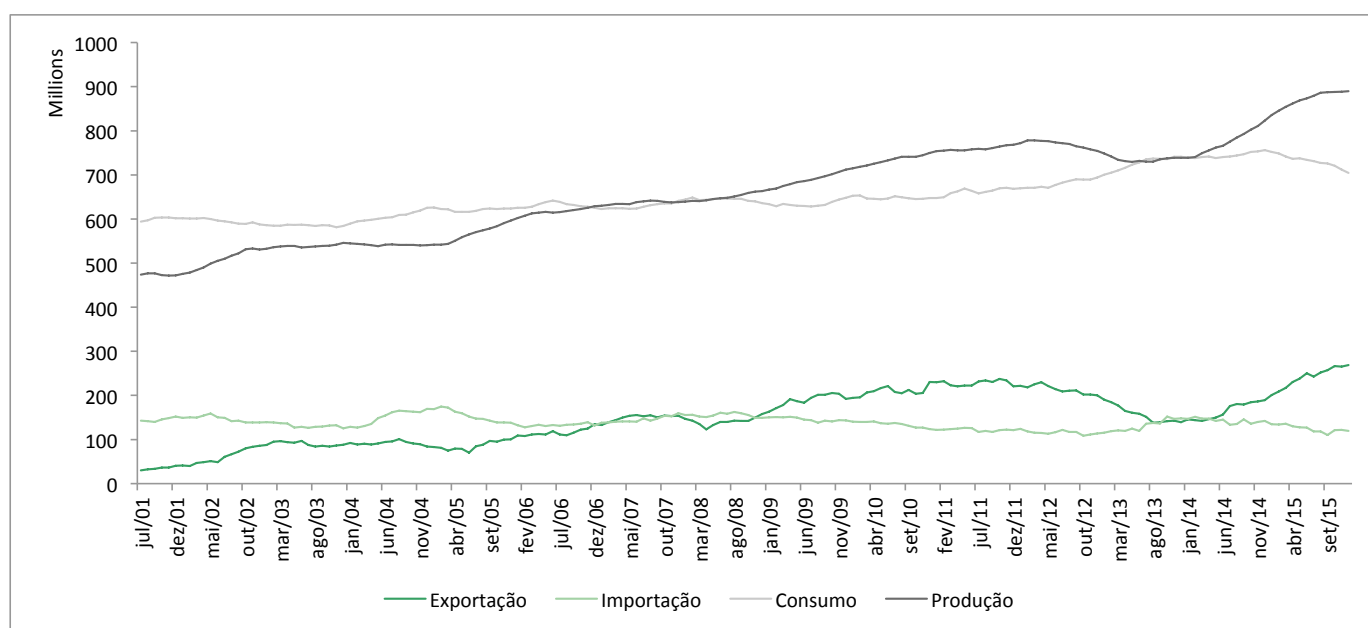
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, as exportações desaceleraram, ao mesmo tempo em que as importações mantêm a tendência de estagnação (Gráfico 2.2). Já a produção acumulada 12 meses de petróleo manteve a tendência de estagnação iniciada no mês anterior, e apesar desta mudança de comportamento, o saldo da balança de petróleo continua superavitário, principalmente devido à

tendência de queda cada vez maior das importações.

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 888,7 milhões de barris em dezembro, e as exportações atingiram 268,9 milhões de barris no mesmo período. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 704,4 milhões, e as importações ficaram em 119,4 milhões de barris.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O aumento da produção verificada no mês de dezembro no país foi puxado, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 72% do aumento na produção

no mês, em torno de 5,12 milhões de barris. Além do estado do Rio de Janeiro, o Espírito Santo também contribuiu com mais de 23% do aumento mensal da produção nacional (7,12 milhão de barris). (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

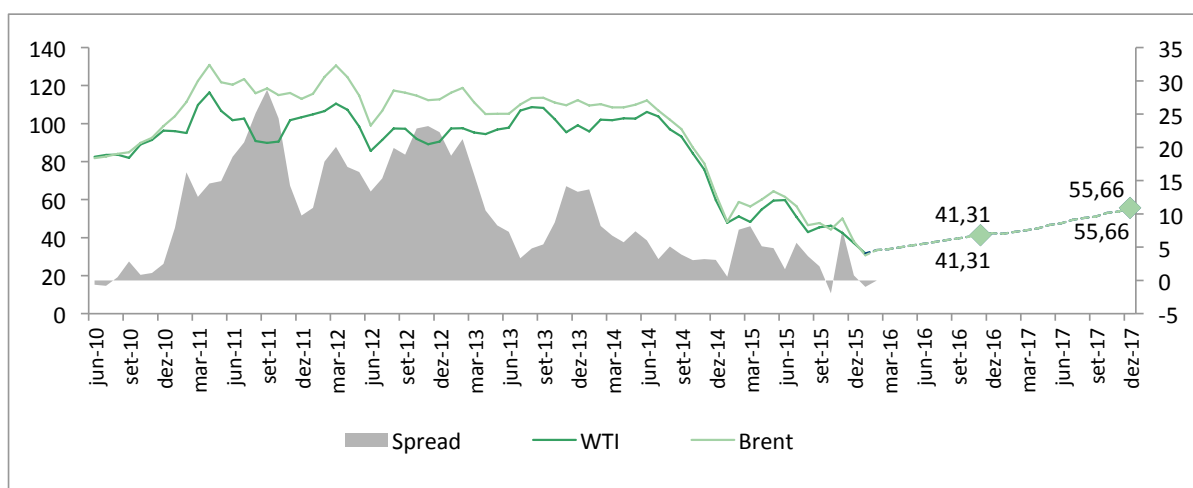
UF	Localização	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendência 12 meses	nov-15	dez-14
AL	Onshore	140.078	84,61%	24,54%		75.876	112.472
	Offshore	7.714	-0,47%	-16,71%		7.750	9.261
AM	Onshore	780.172	1,04%	-8,19%		772.111	849.749
BA	Onshore	1.155.287	10,73%	-12,02%		1.043.376	1.313.079
	Offshore	23.007	15,24%	11,61%		19.965	20.614
CE	Onshore	45.901	-4,88%	-7,21%		48.256	49.466
	Offshore	155.545	40,12%	-17,69%		111.005	188.983
ES	Onshore	438.841	-0,64%	0,13%		441.670	438.261
	Offshore	12.290.758	15,59%	-3,83%		10.632.701	12.779.778
MA	Onshore	260	-59,10%	-57,51%		636	612
RJ	Offshore	53.563.345	10,58%	3,27%		48.437.109	51.868.557
RN	Onshore	1.592.102	5,44%	4,25%		1.509.956	1.527.237
	Offshore	204.574	22,41%	-8,64%		167.119	223.909
SP	Offshore	7.157.771	-1,49%	4,82%		7.265.941	6.828.725
SE	Onshore	747.869	19,84%	-10,92%		624.067	839.525
	Offshore	200.208	-12,31%	-45,01%		228.304	364.088
Total		78.503.431	9,97%	1,41%		71.385.845	77.414.316

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a U.S Energy Information Administration, a média de preços do petróleo tipo Brent em janeiro de 2016 caiu US\$ 7,00/b em relação a dezembro de 2015, chegando a US\$31/b, a menor média mensal de preços da commodity desde dezembro de 2003. No ano de 2015, a média foi de US\$ 52,00/b, US\$ 47,00/b menor que a média de 2014. O aumento dos estoques

mundiais, que chegou a 1,8 milhões de barris por dia em 2015, continua pressionando os preços do petróleo tipo Brent para baixo. As projeções para o óleo tipo WTI estão em linha com os preços projetados para o Brent, para os anos de 2016 e 2017. Porém, os valores correntes dos contratos futuros, e de opção, sugerem alta incerteza para os cenários futuros. (Gráfico 2.3).

Gráfico 2.3: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Na comparação com novembro de 2015, em dezembro houve queda no consumo do diesel, do GLP e do óleo combustível. Estes três derivados também apresentaram

queda na comparação anual, além da gasolina e do QAV. Apesar da queda quando comparado com dezembro de 2014, o consumo de Gasolina apresentou aumento de 21,38% na comparação com novembro de 2015 (Tabela 2.3).

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

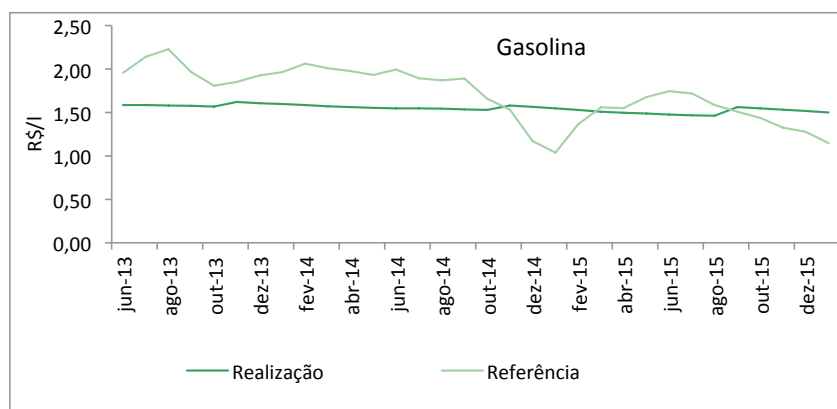
Combustível	Agregado	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendência 12 meses	nov-15	dez-14
Gasolina	Produção	14.369.916	5,93%	-3,40%		13.565.726	14.875.202
	Consumo	18.110.884	21,38%	-8,31%		14.920.789	19.751.873
	Importação	669.565	-28,00%	-36,40%		929.979	1.052.693
	Exportação	100.763	-70,21%	5,27%		338.272	95.720
Diesel	Produção	24.895.961	1,03%	1,03%		24.641.758	24.641.758
	Consumo	26.329.196	-1,24%	-4,43%		26.658.625	27.548.962
	Importação	24.895.961	1,03%	-6,57%		24.641.758	26.645.894
GLP	Produção	3.951.398	7,32%	0,45%		3.681.735	3.933.705
	Consumo	6.292.423	-3,13%	-12,87%		6.495.672	7.221.534
	Importação	1.342.109	-54,25%	-16,74%		2.933.495	1.611.942
QAV	Produção	2.845.553	7,49%	-11,71%		2.647.361	3.223.106
	Consumo	3.897.749	5,57%	-5,51%		3.692.037	4.125.138
	Importação	-	-	-		1.199.737	-
	Exportação	0	-	-100,00%		-	3.260
Óleo Combustível	Produção	6.723.002	-0,59%	-21,21%		6.763.065	8.533.146
	Consumo	2.380.637	-4,78%	-31,12%		2.500.067	3.456.449
	Importação	66.071	0,39%	-69,50%		65.816	216.626
	Exportação	2.186.039	60,41%	15,93%		1.362.742	1.885.600

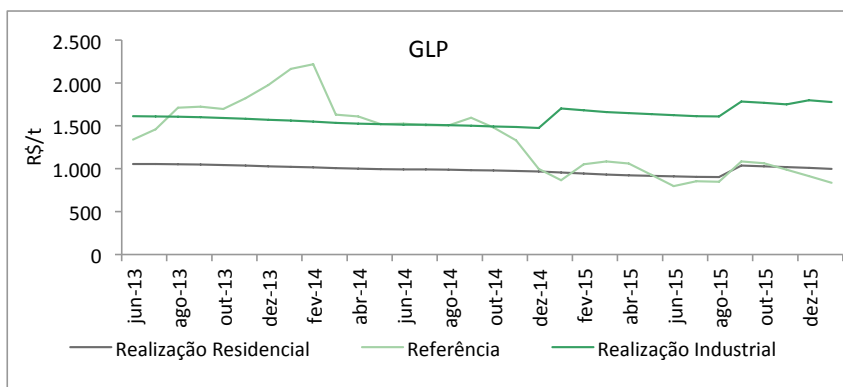
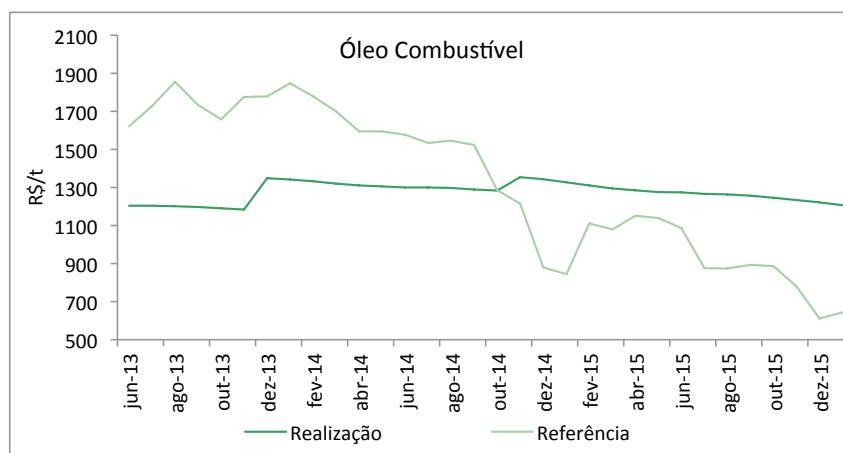
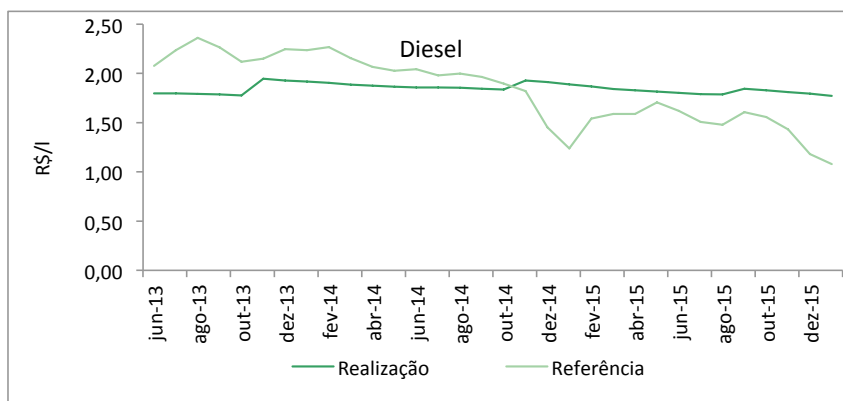
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em janeiro de 2016, para os principais derivados de petróleo, houve aumento na diferença registrada pelos preços de realização e suas respectivas referências internacionais, devido à contínua queda dos preços do

petróleo. Mantendo o padrão de dezembro de 2015, todos os principais derivados apresentaram preço de realização superior aos seus preços de referência internacional.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis¹ x referência internacional (R\$/l).





Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

¹ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação.



GÁS NATURAL

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de dezembro, o setor de gás natural registrou recorde de produção nacional bruta, no período de doze meses, alcançando uma produção média de 100,4 MMm³/dia, um aumento de 6,59% com relação ao mês anterior. Com relação à oferta de gás nacional disponível ao

mercado (produção líquida), houve alta de 13,86% frente ao resultado do mês anterior, no entanto a oferta de gás nacional permaneceu abaixo do máximo anual quando registrou 53,94 MMm³/dia no mês de março de 2015.

Após três meses de sucessivas quedas, o consumo mantém sua trajetória de retração, registrando variação negativa de 2,63% no mês e atingindo valor mínimo no ano com 90,25 MMm³/dia. Resultante da queda do consumo e aumento da oferta de gás nacional, houve queda de 18% das importações de gás natural no mês de dezembro.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

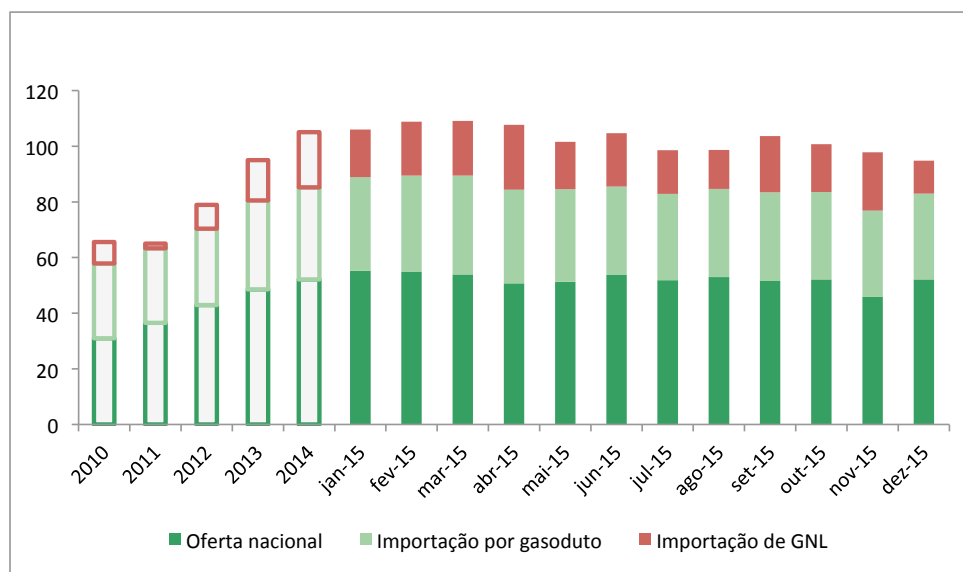
	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	6 meses	nov-15	dez-14
Produção Nacional	100,40	6,59%	-		94,19	-
Oferta de gás nacional	52,15	13,86%	-		45,80	-
Importação	42,64	-18,00%	-		52,00	-
Consumo	90,27	-2,63%	-		92,71	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

No Gráfico 3.1 é possível observar a retração das importações no mês de dezembro, puxadas pela necessidade de compensar o aumento da oferta nacional em meio a um cenário de queda de consumo.

Destaca-se a variação sofrida pelas importações de GNL que registraram queda de aproximadamente 10 MMm³/dia com relação ao volume importado no mês anterior.

Gráfico 3.1: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.2 podemos observar que a produção nacional indisponível sofreu ligeiro aumento de 0,58%, totalizando uma média indisponível ao mercado de 48,65 MMm³/dia no mês de dezembro. Dentre as componentes da produção indisponível, a absorção de gás em UPGN's foi a que sofreu maior variação relativa, aumentando 13,35% no mês. Equivalente a um aumento

de 0,43 MMm³/dia em termos absolutos com relação ao mês anterior. No entanto, houve retração de 3,11% ou -0,93 MMm³/dia no volume de reinjeções de gás natural. Houve também aumento de 2,11% na queima de gás e 5,78% no consumo interno em E&P. Ao todo, o saldo indisponível ao mercado assumiu valor máximo no ano, com 48,65 MMm³/dia na média mensal.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

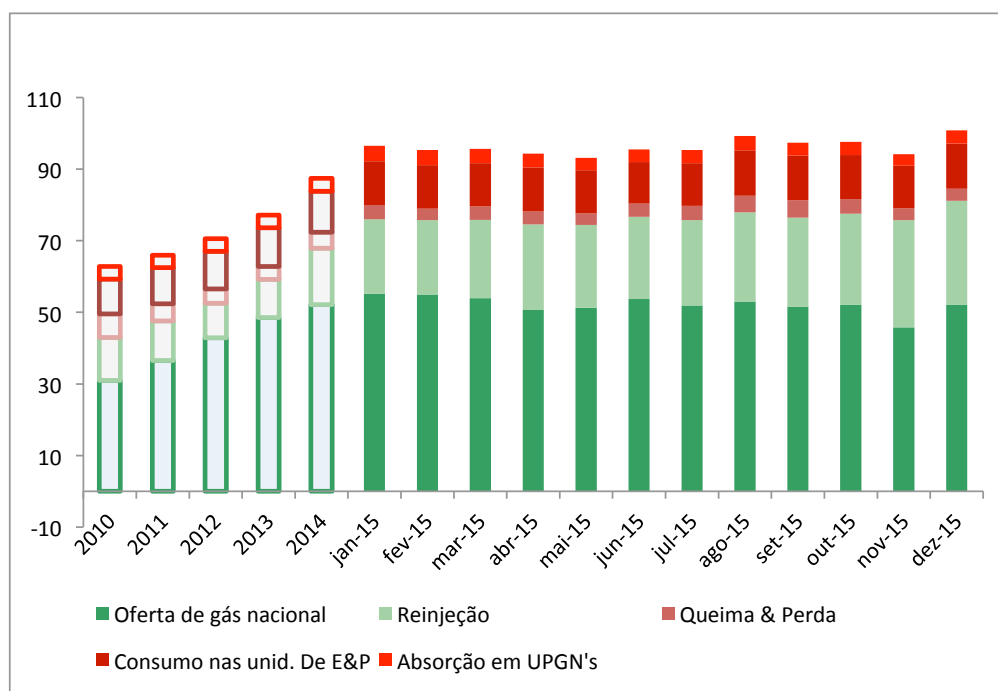
	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	6 meses	nov-15	dez-14
Prod. Nacional Bruta	100,40	6,59%	-		94,19	-
Reinjeção	28,99	-3,11%	-		29,92	-
Queima	3,39	2,11%	-		3,32	-
Consumo interno em E&P	12,62	5,78%	-		11,93	-
Absorção em UPGN's	3,65	13,35%	-		3,22	-
Subtotal	48,65	0,54%	-		48,39	-
Oferta de gás nacional	52,15	13,86%	-		45,80	-
Ofert nacional/Prod. Bruta	52%	6,82%	-		49%	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Apesar do aumento em números absolutos da produção indisponível, o avanço de 6,59% da produção bruta desse mês de dezembro superou o aumento das perdas e gerou

alta de 13,86% na oferta de gás nacional. O gás nacional disponível ao mercado representou 52% da oferta bruta revertendo o resultado negativo obtido no mês anterior.

Gráfico 3.2: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.3 observamos o resultado das importações de gás. Em dezembro houve queda de 18%, ou 9,36 MMm³/dia, na importação total. A quase totalidade dessa redução foi oriunda da redução das importações de GNL

que sofreram baixa de 43,42%, importando 9,11 MMm³/dia a menos que em novembro. Já as importações via gasoduto permaneceram acima de 30 MMm³/dia, apesar da queda de 0,81% no mês de dezembro.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	6 meses	nov-15	dez-14
Gasoduto	30,77	-0,81%	-		31,02	-
GNL	11,87	-43,42%	-		20,98	-
Total	42,64	-18,00%	-		52,00	-


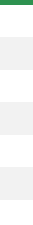
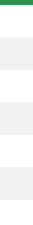
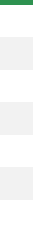
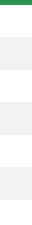

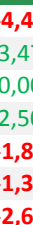
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

O mês de dezembro é o terceiro mês de queda do consumo total, que recuou 2,46 MMm³/dia, ou 2,65% com relação ao mês de novembro. Com esse resultado, o consumo registrou valor mínimo no ano. A retração do segmento industrial foi a mais significativa tanto

em termos absolutos quanto em termos relativos, o segmento registrou queda de 1,78 MMm³/dia consumidos, ou ainda 4,49% com relação ao mês de novembro. Também houve queda de 1,84% no segmento de geração de energia elétrica que consumiu um total de 42,48 MMm³/dia, mantendo-se como o maior mercado consumidor de gás natural no Brasil.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

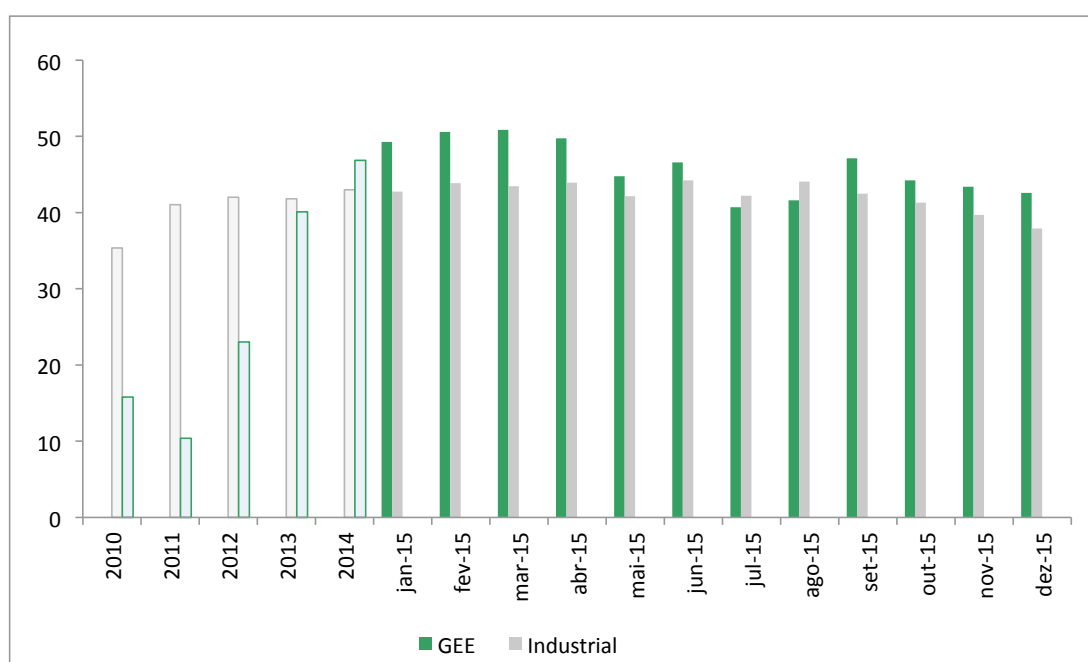
	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	6 meses	nov-15	dez-14
Industrial	37,90	-4,49%	-		39,68	-
Automotivo	5,07	3,47%	-0,39%		4,90	5,09
Residencial	0,97	0,00%	6,59%		0,97	0,91
Comercial	0,82	2,50%	2,50%		0,80	0,80
GEE	42,58	-1,84%	-		43,38	-
Cogeração	2,89	-1,37%	5,86%		2,93	2,73
Total	90,27	-2,63%	-		92,71	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Dentre os consumidores de gás de menor porte, o setor automotivo segue a trajetória de alta dos últimos três meses, superando em 3,47% o consumo do mês de novembro e atingindo, em dezembro, o

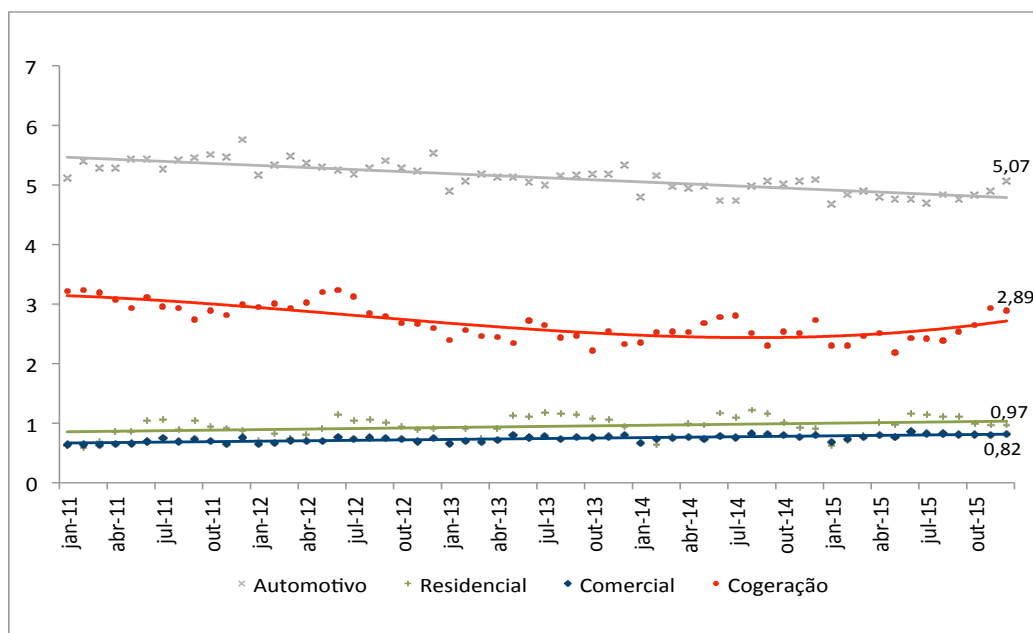
marco de 5,07 MMm³/dia, o maior valor registrado desde fevereiro de 2014. Tanto o consumo residencial quanto o comercial não sofreram variação no mês de dezembro.

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

C) PREÇOS

O mês de dezembro registrou queda em todos os preços de gás natural acompanhados por este boletim. Em partícula, no cenário nacional, houve queda de 3,37% no preço do gás no citygate, que foi comercializado a 5,91 US\$/MMBTU. Este valor representa uma queda de 51,71% com relação ao mesmo mês do ano passado, quando o gás no citygate era comercializado a 12,23 US\$/MMBTU.

Para o segmento industrial o gás foi comercializado entre 10,72 US\$/MMBTU e 12,33 US\$/MMBTU para os consumidores de até 50.000 m³/dia e até 2.000 m³/dia respectivamente. Com esse resultado, o gás é comercializado para o consumidor industrial com valor até duas vezes superior ao valor de compra da molécula pela distribuidora no citygate.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	6 meses	nov-15	dez-14	
Henry Hub	1,92	-7,45%	-44,46%		2,08	3,46	
Europa	6,10	-2,15%	-38,12%		6,23	9,86	
Japão	8,75	-2,78%	-44,09%		9,00	15,65	
PPT *	3,75	-2,00%	-20,65%		3,83	4,73	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate Sem desconto	5,91	-3,37%	-51,71%		6,11	12,23
	No City Gate Com desconto	5,91	-3,37%	-27,92%		6,11	8,19
	2.000 m³/dia **	12,33	-3,25%	-31,22%		12,74	17,92
	20.000 m³/dia **	11,01	-3,31%	-26,20%		11,39	14,92
	50.000 m³/dia **	10,72	-3,23%	-25,27%		11,08	14,34

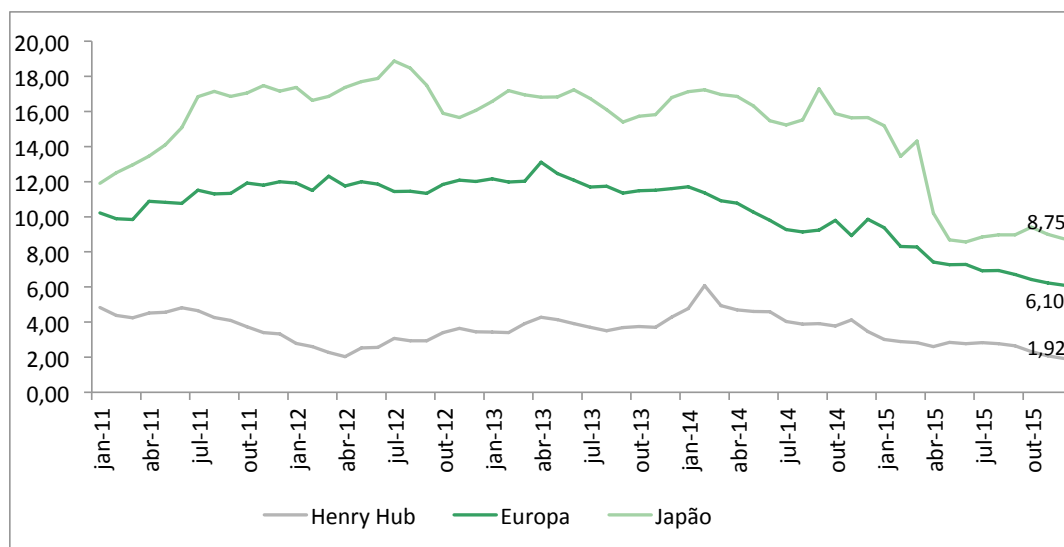
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial - Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha.

* não inclui impostos / ** preços com impostos em US\$/MMBTU

No cenário internacional, os preços seguem trajetória de queda, com especial destaque para os EUA onde o Henry Hub (HH) registrou baixa de 7,45% atingindo patamar abaixo dos 2 US\$/MMBTU, valor mínimo na

série histórica desde o ano 2000. Na Europa houve queda de 2,15% e no Japão 2,78%, registrando 8,75 US\$/MMBTU para o GNL comercializado no mercado asiático.

Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial - Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha



SETOR ELÉTRICO

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

Tabela 4.1: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jan-16		jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15		jan-15	
SE	79.702,00	127,07%	82,37%	271,29%		43.703,00	101,99%	21.466,00	38,05%
S	14.874,00	203,75%	-31,35%	-4,72%		21.667,00	293,51%	15.611,00	214,49%
NE	5.871,00	41,58%	104,64%	61,87%		2.869,00	28,16%	3.627,00	25,61%
N	4.995,00	30,16%	190,75%	-16,67%		1.718,00	29,17%	5.994,00	59,68%
Total	105.442,00	-	50,72%	125,80%		69.957,00	-	46.698,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluyente – ENA, aumentou substancialmente em janeiro deste ano em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, 50,72% na comparação mensal, como mostra a Tabela 4.1. Apesar da queda de 31,35% na região S, esta apresentou bons resultados, com mais de 200% da MLT, bem como a região SE, que cresceu 82,37% com a MLT de 127%. As regiões NE e N apresentaram boa recuperação em relação a ENA e elevaram 104,64% e 190,75%, respectivamente, apesar de terem apresentado baixa

MLT, 41,58% e 30,16%, respectivamente. Tais resultados refletem os impactos do fenômeno climático El Niño no SIN, sendo o vigente um dos mais fortes de um histórico desde 1950. Na comparação ano a ano, o total de ENA no SIN subiu 125,80%, mostrando que o verão do biênio 14/15 foi bem ruim em matéria de disponibilidade hídrica. SE aumentou 271,29%, diminuindo bastante o estresse hídrico que o sistema sofreu. A região S reduziu 4,72%, bem como N, com queda de 16,67%. Para NE, houve aumento de 61,87%.

b) Oferta

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
SE/CO	Hidráulica	20.752,56	13,16%	10,13%		18.338,42	18.844,36
	Nuclear	2.003,55	0,04%	2,81%		2.002,66	1.948,83
	Térmica	5.217,21	-15,78%	-23,10%		6.194,52	6.784,25
	Total	27.973,32	5,42%	1,44%		26.535,60	27.577,44
S	Hidráulica	11.238,15	-12,83%	-11,32%		12.892,13	12.673,17
	Térmica	775,77	17,89%	-48,51%		658,05	1.506,53
	Eólica	537,62	6,24%	174,46%		506,06	195,88
Total	12.551,54	-10,70%	-12,69%		14.056,24	14.375,58	
NE	Hidráulica	2.899,81	10,26%	-12,63%		2.629,86	3.318,82
	Térmica	3.217,62	-3,21%	-23,97%		3.324,50	4.231,79
	Eólica	1.204,77	-46,15%	-21,87%		2.237,41	1.541,94
	Total	7.322,20	-10,62%	-19,47%		8.191,77	9.092,55
N	Hidráulica	2.904,73	45,67%	-43,76%		1.994,00	5.164,60
	Térmica	2.004,14	-12,18%	-13,74%		2.282,07	2.323,50
	Total	4.908,87	14,80%	-34,44%		4.276,07	7.488,10
Itaipu	9.819,98	6,11%	13,90%		9.254,32	8.621,25	
Total	Hidráulica	47.615,23	5,56%	-2,07%		45.108,73	48.622,20
	Térmica	13.218,29	-8,60%	-21,30%		14.461,80	16.794,90
	Eólica	1.742,39	-36,49%	0,26%		2.743,47	1.737,82
Total	62.575,91	0,42%	-6,82%		62.314,00	67.154,92	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A geração total de energia elétrica em todo SIN cresceu marginalmente, 0,42%, comparando janeiro deste ano com o mês anterior (Tabela 4.2). Devido ao aumento da disponibilidade hídrica, como observado na Tabela 4.1, a geração de energia hidráulica total elevou 5,56%. Tal resultado se deve ao aumento na geração hidráulica de todos os subsistemas, SE/CO 13,16%, NE 10,26%, N 45,67%, conjuntamente com Itaipu, 6,11%, excetuando S, que registrou queda de 12,83%. Com o aumento da geração hidráulica, a geração térmica pôde ser reduzida, 8,60%, causando alívio para setor e diminuindo o preço da energia do mercado de curto prazo. Chegando ao fim do maior

período de geração eólica no SIN, normalmente entre setembro e dezembro, tal tipo de geração reduziu 36,49% sua contribuição. Já na comparação anual, a geração de energia elétrica reduziu 6,82%. Tal fato se dá pela redução da demanda de energia elétrica, muito pela queda da atividade econômica no país. Do total, a geração que mais reduziu foi a térmica, 21,30%, graças à redução do estresse sobre o SIN e o aumento da disponibilidade hídrica. A geração hidráulica também reduziu 2,07%. O aumento da geração eólica ainda na comparação anual se deve ao aumento da capacidade instalada através da entrada em operação de diversos parques eólicos.

c) Demanda

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

		jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
SE/CO		36.564,89	-0,25%	-9,95%		36.656,66	40.605,54
S		11.252,84	10,17%	-2,91%		10.214,04	11.590,45
NE		9.591,54	-4,70%	-3,83%		10.064,79	9.973,58
N		5.139,22	-4,49%	2,93%		5.380,96	4.992,72
Total		62.548,49	0,37%	-6,87%		62.316,45	67.162,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

De acordo com o boletim de carga do ONS de janeiro/16, o aumento da disponibilidade hídrica com a ocorrência de chuvas acompanhada de temperaturas amenas, bem como o baixo desempenho da atividade econômica tiveram impacto negativo no comportamento da carga do SIN que cresceu marginalmente na comparação mensal, 0,37% (Tabela 4.3). Os subsistemas SE/CO,

NE e N reduziram a demanda, 0,25%, 4,70% e 4,49%, respectivamente, sendo que somente S teve aumento, 10,17%. Na comparação ano a ano, a evidência na queda da carga foi maior, 6,87%. O subsistema que mais reduziu foi SE/CO, com 9,95%, seguido de NE e S, 3,83% e 2,91%, respectivamente. Somente N teve aumento, 2,93%, e foi devido a conexão do sistema Macapá ao SIN.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
S - SE/CO	1.296,23	-66,29%	-53,58%		3.844,67	2.792,49
Internacional - S	3,25	-231,58%	-144,16%		-2,47	-7,36
N - NE	0,00	-	-100,00%		0,00	704,17
N - SE/CO	-233,44	78,87%	-113,03%		-1.104,89	1.791,21
SE/CO - NE	2.289,72	22,25%	1194,72%		1.873,02	176,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O intercâmbio de energia de S para SE/CO reduziu 66,29% na comparação mês a mês, como expõe a Tabela 4.4, muito pelo aumento significativo da disponibilidade hídrica de SE/CO e redução e S (Tabela 4.1). Ocorreu intercâmbio

internacional de energia por S, chegando a 3,25 MWmed no mês de análise. Devido ao fato de que a geração de energia elétrica ficou abaixo da demanda de energia, SE/CO enviou 233,44 MWmed para N e 2.289,72 MWmed.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

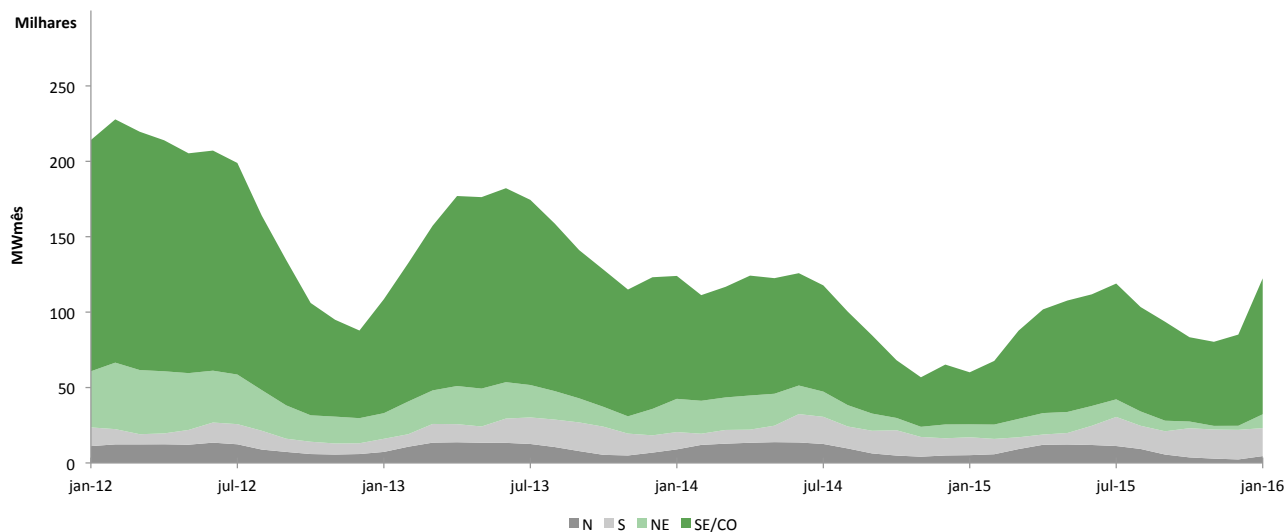
	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15		
SE/CO	90.138,00	44,43%	49,02%	161,16%	60.489,00	29,82%	34.515,00	16,84%
S	18.577,00	93,08%	-5,36%	56,08%	19.630,00	98,36%	11.902,00	59,58%
NE	9.116,00	17,60%	241,68%	7,11%	2.668,00	5,15%	8.511,00	16,41%
N	4.536,00	30,16%	96,02%	-11,75%	2.314,00	15,38%	5.140,00	34,70%
Total	122.367,00	42,24%	43,79%	103,71%	85.101,00	29,38%	60.068,00	20,60%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com o aumento da disponibilidade hídrica no verão do biênio 15/16 e com um crescimento mensal da demanda bem baixo (Tabela 4.3), os reservatórios do SIN aumentaram 43,79%, chegando a 42,24% do volume máximo. Excetuando S, com queda de 5,36%, todos os subsistemas elevaram o nível de seus reservatórios: SE/CO 44,43%, NE 241,68% e N 96,02%. Cabe ressaltar a expressiva recuperação de

NE, que apresentava 5,15% volume em dezembro/15 e chegou a 17,60% em janeiro/16, graças ao aumento da disponibilidade hídrica na região e a possibilidade de intercâmbio de energia elétrica entre os diversos subsistemas. Na comparação ano a ano, o nível dos reservatórios praticamente dobrou, com aumento de 103,71%, graças à manobra operativa adotada pelo ONS ao longo de 2015.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

A edição passada do Boletim de Conjuntura Energética, não apresentou as análises de Oferta de energia, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e Demanda

no Mercado Livre referentes ao mês de outubro. Nesses casos, será feita uma análise conjunta dos dados de outubro e novembro.

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Hidráulica > 30MW	40.553,34	-1,32%	0,62%		41.096,48	40.304,46
Térmica a Gás	6.677,04	-1,81%	-10,04%		6.800,41	7.422,40
Térmica a Óleo	1.720,96	1,23%	-41,89%		1.700,07	2.961,64
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	550,85	-5,14%	2,42%		580,73	537,85
Térmica a Carvão Mineral	1.686,56	-5,79%	-7,27%		1.790,12	1.818,75
Térmica Nuclear	1.816,09	185,61%	1,25%		635,86	1.793,74
Total Térmica Convencional	12.451,50	8,21%	-14,33%		11.507,19	14.534,37
Total Convencional	53.004,85	0,76%	-3,34%		52.603,67	54.838,83
Eólica	2.629,59	-17,80%	50,56%		3.199,03	1.746,57
Hidráulica CGH	84,39	19,39%	23,34%		70,68	68,42
Hidráulica PCH	2.415,91	12,38%	10,79%		2.149,83	2.180,57
Térmica a Biomassa	2.982,01	-19,73%	0,71%		3.714,75	2.961,05
Total Alternativa	8.111,89	-11,19%	16,61%		9.134,29	6.956,62
Térmica - Outros	449,87	-9,00%	28,02%		494,35	351,42
Total	61.566,61	-1,07%	-0,93%		62.232,31	62.146,87

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

* "Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.

A geração total do mês de outubro de 2015 foi de 62.232,31 MWmed, 2,18% a mais do que em setembro de 2015. Já em novembro, houve queda de 1,07% com

relação a outubro, totalizando 61.566,61 MWmed. Com relação a novembro de 2014, houve uma queda discreta de 0,93%.

A geração por fontes térmicas convencionais teve uma queda mensal de 9,44% em outubro, totalizando 11.507,19 MWmed. Esse resultado foi influenciado principalmente pela queda no desempenho das usinas nucleares no mês, quando geraram apenas 635,86 MWmed, uma redução mensal de 56,14%. Isso aconteceu porque a central de Angra 2, que representa 2/3 da capacidade nuclear instalada do país, esteve desligada entre os dias 26 de setembro e 27 de outubro para parada programada para reabastecimento de combustível e manutenção. A geração por essa fonte foi retomada em novembro, quando o crescimento mensal foi de 185,61% e anual de 1,25%. Em novembro de 2015, a geração térmica convencional teve aumento mensal de 8,21%. Já na comparação anual, houve queda de 14,33%, influenciada pelas quedas na geração a gás (-10,04%) e a óleo (-41,89%).

A geração hidráulica teve um aumento de 5,32% entre setembro e outubro, porém teve queda de 1,32% entre outubro e novembro. Este tipo de geração permaneceu relativamente constante na comparação anual. O início do período úmido em novembro traz uma expectativa de aumento dessa fonte, que se manifestou nas usinas a fio d'água. As PCHs seguem aumentando desde setembro, tendo atingido 2.415,91 MWmed em novembro de 2015, valor 12,38% maior do que no mês anterior, e 10,79% maior do que no mesmo mês de 2014.

A fonte eólica em novembro apresentou queda mensal de 17,80%, mas aumento anual de 20,56%. Já as térmicas a biomassa apresentaram queda mensal de 19,73%, influenciada pelo fim da colheita da cana de açúcar. A geração alternativa total teve queda mensal de 11,19%, mas um aumento anual de 16,61%, o que pode indicar uma priorização dessas fontes por parte do governo.

b) Demanda

Tabela 4.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Sistemas Isolados	Residencial	252,03	1,31%	9,57%		248,78	230,01
	Industrial	24,49	7,94%	-4,42%		22,69	25,62
	Comercial	102,63	6,08%	10,46%		96,75	92,91
	Outros	119,33	-1,39%	-3,30%		121,01	123,40
	Total	498,49	1,89%	5,62%		489,23	471,95
N	Residencial	1.147,42	3,44%	15,86%		1.109,26	990,35
	Industrial	1.748,07	-0,96%	-10,14%		1.765,01	1.945,39
	Comercial	568,53	-0,06%	5,89%		568,89	536,92
	Outros	487,27	0,51%	5,47%		484,78	462,00
	Total	3.951,29	0,59%	0,42%		3.927,94	3.934,66
NE	Residencial	2.672,18	4,92%	-0,32%		2.546,85	2.680,77
	Industrial	2.607,94	0,58%	-6,44%		2.592,78	2.787,37
	Comercial	1.529,56	6,11%	1,35%		1.441,46	1.509,23
	Outros	1.732,01	4,89%	5,09%		1.651,34	1.648,18
	Total	8.541,68	3,76%	-0,97%		8.232,44	8.625,56
SE/CO	Residencial	9.142,88	2,89%	-2,95%		8.886,14	9.420,44
	Industrial	11.346,22	2,03%	-7,73%		11.120,85	12.296,75
	Comercial	6.906,37	6,08%	-1,64%		6.510,47	7.021,43
	Outros	4.783,35	3,54%	0,14%		4.619,76	4.776,67
	Total	32.178,82	3,35%	-3,99%		31.137,22	33.515,29
S	Residencial	2.240,19	3,40%	-9,41%		2.166,55	2.472,86
	Industrial	3.581,40	4,99%	-8,64%		3.411,28	3.920,25
	Comercial	1.683,17	4,54%	-11,10%		1.609,99	1.893,38
	Outros	1.685,20	5,39%	-9,24%		1.599,08	1.856,81
	Total	9.189,96	4,59%	-9,40%		8.786,90	10.143,30
Total	Residencial	15.454,70	3,32%	-2,15%		14.957,57	15.794,44
	Industrial	19.308,12	2,09%	-7,95%		18.912,63	20.975,38
	Comercial	10.790,26	5,50%	-2,38%		10.227,57	11.053,86
	Outros	8.807,17	3,91%	-0,68%		8.475,97	8.867,07
	Total	54.360,24	3,40%	-4,11%		52.573,73	56.690,75

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

* Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio. Industrial: Cativo + Livre.

O consumo total de energia elétrica no Brasil em novembro de 2015 teve um aumento mensal de 3,40%, apesar da redução anual de 4,11%. O total foi de 54.360,26 MWmed, influenciado principalmente pelo resultado do subsistema SE/CO, o que apresenta maior consumo e apresentou tendência semelhante.

O consumo residencial total do país teve aumento mensal em todos os subsistemas. No país, o aumento mensal foi de 2,32%, porém houve redução anual de 2,15%. O setor industrial também teve um aumento mensal em todos os subsistemas, com exceção de N, totalizando um aumento mensal total de 2,09%. Na comparação anual, porém, a queda foi expressiva, de 7,95%. O setor comercial teve aumento mensal de 5,50% e queda anual de 2,38%.












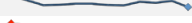

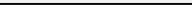


Segundo o Boletim de Carga do ONS¹, o comportamento da carga continua sob efeito do baixo desempenho da atividade econômica, taxas de juros e de desemprego elevadas e queda da renda real com o impacto da inflação.

O aumento das tarifas de eletricidade também tem impactado o consumo, especialmente nos subsistemas SE/CO e S.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV² mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI passou de 76,2 em outubro para 74,8 pontos em novembro de 2015. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI atingiu o mínimo histórico em novembro, ao chegar a 74,6%.

O consumo da classe industrial no mercado livre teve um aumento de 2,24% entre setembro e outubro de 2015, se estabilizando em novembro, quando teve um discreto aumento mensal de 0,39%. Na comparação anual, a queda foi de 1,58% entre novembro de 2015 e o mesmo mês do ano anterior. Apenas três setores tiveram aumento de consumo tanto na comparação mensal quanto anual: Metalurgia e Produtos de Metal, Extração de Minerais Metálicos e Bebidas.

Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.948,54	0,51%	1,13%		2.933,47	2.915,61
Químicos	1.570,74	-1,86%	-3,37%		1.600,47	1.625,51
Minerais Não Metálicos	869,07	0,24%	-12,85%		866,99	997,21
Madeira, Papel e Celulose	942,62	4,42%	-2,91%		902,70	970,86
Manufaturados Diversos	821,07	-0,20%	-7,80%		822,69	890,55
Alimentícios	852,41	-0,98%	0,88%		860,84	844,98
Veículos	490,90	-2,02%	-15,69%		501,04	582,26
Serviços	558,02	2,33%	-2,53%		545,33	572,52
Extração de Minerais Metálicos	830,21	3,22%	39,71%		804,31	594,24
Têxteis	393,26	-3,29%	-9,51%		406,64	434,59
Comércio	255,66	2,32%	-1,11%		249,87	258,54
Transporte	195,36	-2,05%	-4,92%		199,45	205,47
Bebidas	155,67	9,09%	2,99%		142,69	151,15
Saneamento	106,97	-4,77%	-9,14%		112,32	117,73
Telecomunicações	98,07	0,90%	-6,87%		97,20	105,31
Total Geral	11.088,58	0,39%	-1,58%		11.046,01	11.266,55

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

¹ Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal. Novembro/2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/index.aspx



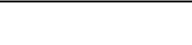
² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Novembro/2015. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

No mês de outubro de 2015, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 42.357,08 MWmed, o que representou 92,1% de sua garantia física. Esse foi o melhor resultado dos últimos 12 meses. Em novembro de 2015, a geração e garantia física permaneceram relativamente constantes, tendo sofrido variações de -0,81% e +0,04%. O Generation Scalling Factor – GSF foi de 91,3% nesse mês, uma redução de 0,86% na comparação mensal e um aumento de 4,09% na comparação anual.

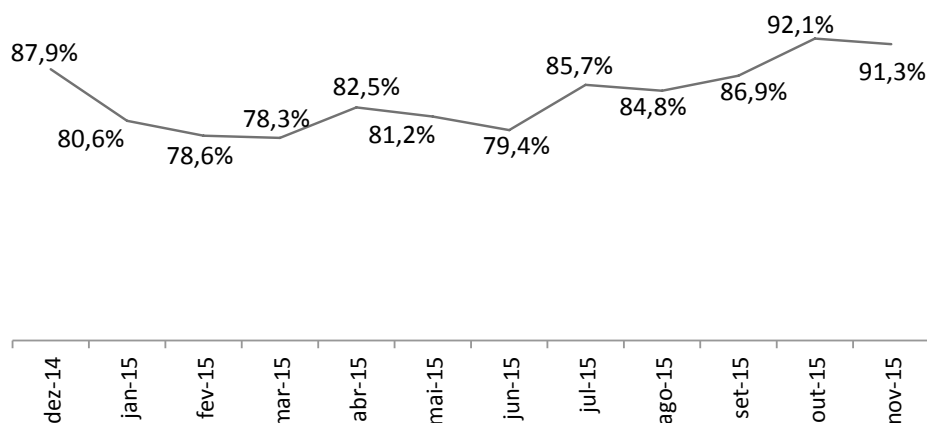
A MP688/2015 foi aprovada e convertida na Lei 13.203/2015, em dezembro de 2015. Até 14 de janeiro, 51 empreendimentos haviam aderido à proposta no ambiente regulado. No ambiente de contratação livre, nenhuma empresa aderiu à proposta. A adesão exigia que as empresas retirassem quaisquer ações judiciais, o que permitiu que as liquidações do Mercado de Curto Prazo – MCP fossem retomadas. As liquidações de outubro e novembro de 2015 aconteceram de forma conjunta nos dias 11 e 12 de fevereiro de 2016, com uma inadimplência de 60,9%. Do total, 58,66% estão relacionados a decisões judiciais referentes ao GSF. As liquidações de dezembro serão realizadas em março.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
Energia Gerada (MW med)	42.357,08	-0,81%	0,48%		42.703,66	42.152,86
Garantia Física (MW med)	46.379,19	0,04%	-3,47%		46.358,44	48.045,36
Geração/Garantia Física	0,913	-0,86%	4,09%		0,921	0,877

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE







Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

d) Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

No mês de dezembro de 2015, o PLD médio mensal teve queda em todos os subsistemas, SE/CO (-43,33%), S (-42,22%) e N (-35,83%) na comparação com o mês

anterior, com exceção do subsistema NE (+9,25%), onde o PLD aumentou por conta das baixas afluições. Os preços-limite foram atualizados, tendo o PLD máximo aumentado de R\$ 388,48/MWh em 2015 para R\$ 422,56/MWh em 2016, enquanto o PLD mínimo se manteve em R\$ 30,25/MWh.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
SE/CO	116,08	-43,33%	-82,55%		204,82	665,38
S	110,55	-41,22%	-83,39%		188,07	665,38
NE	303,22	9,25%	-54,43%		277,54	665,38
N	166,89	-35,83%	-74,92%		260,07	665,38

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

A ANEEL prorrogou o prazo de vigência das tarifas das distribuidoras do grupo CPFL que teriam suas revisões tarifárias em 3 de fevereiro: Companhia Luz e Força de Mococa (CPFL Mococa), Companhia Jaguari de Energia (CPFL Jaguari), Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Luz e Força Santa Cruz (CPFL Santa Cruz) e Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista). A manutenção das tarifas deve-se às

novas datas de aniversário dessas concessões, definidas nos contratos de concessão prorrogados ao final de 2015. A nova data para as movimentações tarifárias dessas empresas é 22 de março.

A concessionária Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A – EBO, que atende 204 mil unidades consumidoras no estado da PB teve um aumento de tarifa de 5,97% na alta tensão e 7,47% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 6,91%.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. (ex-CELB)	PB	6,91%	04/02/2016 a 03/02/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	15/mar
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	08/abr
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	08/abr
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	08/abr
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	08/abr
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/abr
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

f) Leilões

O preço da energia das 29 usinas hidrelétricas leiloadas no dia 25 de novembro do ano passado puxou para cima o custo médio da energia incluída no sistema de cotas, que aumentou 70,36%, passando de R\$ 35,82/MWh para R\$ 61,02/MWh, segundo cálculo divulgado pela ANEEL. Apesar de essas usinas estarem amortizadas, a decisão de cobrar pelas outorgas fará com que o custo da bonificação pago ao Tesouro seja diluído no custo médio da energia gerada e pago ao empreendedor ao longo dos 30 anos de concessão.

O Leilão A-5, marcado para 31 de março, prevê a entrega de energia a partir de 2021. Serão negociados

empreendimentos hidrelétricos na modalidade por quantidade e empreendimentos de geração a partir de termelétricas a biomassa, gás e carvão e eólicas na modalidade por disponibilidade.

O “mega leilão” de transmissão que estava previsto para março de 2016 será dividido em dois leilões.

O primeiro deles, o Leilão de Transmissão 13/2015 tem data prevista para 13 de abril. Serão leiloados 24 lotes com 6.500km de linhas de transmissão.

O Tribunal de Contas da União – TCU determinou que fosse recalculada a Receita Anual Permitida – RAP máxima dos lotes, para torná-los mais atrativos.

O valor das RAP máximas após o reajuste totalizou R\$ 2,5 bilhões. O segundo leilão de transmissão será realizado em julho.

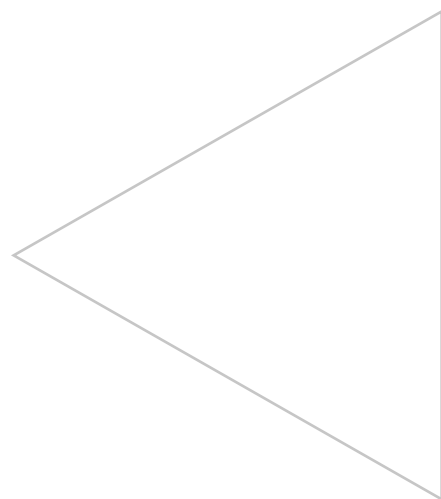
ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP	
	Descrição	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.	
	Etapas	Data	
	Cronograma de etapas	suspensão	

Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	Leilão de Energia Nova A-5	
	Descrição	Serão negociados empreendimentos hidrelétricos na modalidade por quantidade e empreendimentos de geração a partir de termelétricas a biomassa, gás e carvão e eólicas na modalidade por disponibilidade.	
	Etapas	Data	
	Publicação do Edital	Não divulgado	
	Realização	31/03/2016 (previsto)	
	Objeto	Leilão de Transmissão 013/2015	
	Descrição	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, pelo prazo de 30 anos.	
	Etapas	Data	
	Publicação do Edital	23/02/16	
	Realização	13/04/2016 (previsto)	
	Objeto	Sistemas Isolados	
	Descrição	Aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos sistemas isolados, para atendimento a mercados de concessionárias de distribuição da região Norte.	
Etapas	Data		
Publicação do Edital	Não divulgado		
Realização	Não divulgado		

Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 001/2016	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulação de investimentos em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 28/01/2016 a 28/03/2016	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 002/2016	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 676, de 25 de agosto de 2015, especificamente no sentido de disciplinar os requisitos de medição de irradiação solar, necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 04/02/2016 a 04/03/2016	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 004/2016	
	Descrição	Obter subsídios para aprimorar a Resolução Normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010, e a Resolução Normativa nº 453, de 18 de outubro de 2011, em relação ao tratamento de sobras involuntárias decorrentes da alocação de Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs) e aos efeitos sobre a apuração do montante de reposição.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 18/02/2016 a 08/03/2016	



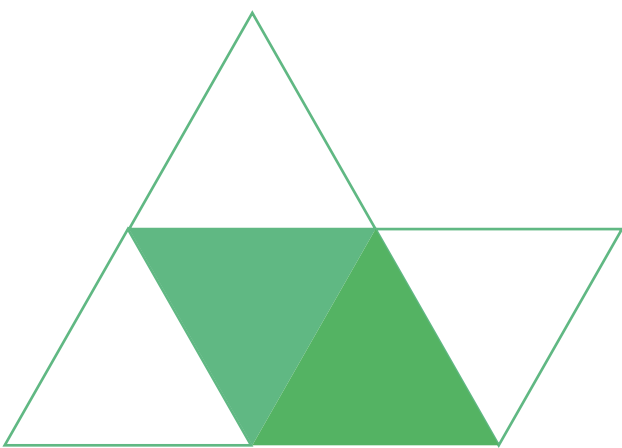
FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia



Mantenedores da FGV Energia:

