



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

EDITORIAL

O mercado de derivados de petróleo no Brasil: a falta que a concorrência faz

OPINIÃO

Sérgio Leal da Costa

Transporte Intermodal Doméstico de Passageiros - Uma Solução

Tamar Roitman e Tatiana Bruce da Silva

Concorrência interenergética e intermodal no setor de transportes: possibilidades para o Brasil

Isabella Vaz Leal da Costa

Sequestro geológico de CO₂ no Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Isabella Vaz Leal da Costa

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vanderlei Affonso Martins

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – fgv.br/energia

SUMÁRIO

EDITORIAL

O mercado de derivados de petróleo no Brasil: a falta que a concorrência faz	04
---	----

OPINIÃO

Transporte Intermodal Doméstico de Passageiros - Uma Solução	09
Concorrência interenergética e intermodal no setor de transportes: possibilidades para o Brasil	15
Sequestro geológico de CO ₂ no Brasil	24

PETRÓLEO30

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	30
Derivados do Petróleo	35
Política de preços de derivados.....	37

GÁS NATURAL38

Dados Gerais	38
Produção e Importação.....	39
Consumo	41
Preços	41
Prévia – Maio 2018	43
Futuro	43

BIOCOMBUSTÍVEIS.....45

Produção.....	45
Preços	47
Consumo	48
Importação e Exportação de etanol.....	49

SETOR ELÉTRICO.....51

Disponibilidade.....	51
Demanda	59
Oferta	60
Balanco Energético	62
Estoque.....	63
Custo Marginal de Operação – CMO	64
Micro e Minigeração Distribuída.....	64
Expansão	66
Tarifas de Energia Elétrica.....	66
Leilões	67

ANEXO68



EDITORIAL*

O mercado de derivados de petróleo no Brasil: a falta que a concorrência faz

Nos últimos meses, a balança comercial brasileira tem sido desequilibrada pelas importações de derivados de petróleo. O aumento das importações de gasolina e óleo diesel, juntamente com o aumento das importações de óleo cru, demonstram o momento delicado que o setor de *downstream* no Brasil atravessa.

Paralelo a isso, a nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também entre os consumidores finais. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados conforme variações do mercado internacional e do câmbio. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 15% e, por mais que a Estatal brasileira coloque que a sua intenção seja a de aumentar a competitividade da companhia e incentivar a entrada de investidores no país, principal-

mente no setor de *downstream*, sabe-se que existem desafios relevantes atrelados a esta política. Diante desse cenário e, culminado com a greve dos caminhoneiros em maio de 2018, o governo e a Petrobras tomaram medidas¹ que podem ter colocado em risco as margens do setor, possivelmente afetando a oferta de combustíveis nos próximos meses (FGV Energia, Boletim de Conjuntura 2018).

Apesar de a Petrobras ter anunciado em maio o seu modelo de desinvestimento no setor de refino, com a busca de parceiros para as refinarias Abreu e Lima (RNEST), Landulpho Alves (RLAM), Alberto Pasqualini (Refap) e Presidente Getúlio Vargas (Repar), o processo foi suspenso pelo STF no início de julho. A decisão do Tribunal vai de encontro à decisão do Cade de dar fim ao monopólio do refino no país pela Petrobras. Essa é a discussão em pauta no momento e que gera grandes incertezas aos possíveis investidores dispostos a entrar nesse mercado.

¹ Entre essas medidas, o governo federal anunciou uma redução no preço do óleo diesel rodoviário de R\$0,46/litro, alcançada por meio da redução de tributos e subvenção paga pela União. Desse total, R\$0,16 correspondem a uma diminuição de impostos e a união subsidia os outros R\$0,30/litro. A Petrobras não subsidiará o preço do diesel nem incorrerá em prejuízo pois será ressarcida pela União. A redução será mantida por 60 dias e, após o prazo, ajustes no preço do diesel serão mensais (Petrobras, 2018).

Para analisar a configuração do mercado atual vale destacar que o parque de refino brasileiro tem algumas características peculiares. Em primeiro lugar, ele é majoritariamente controlado por uma única empresa, que também é a principal produtora de petróleo do país – a Petrobras. Desta feita, a lógica para a construção de refinarias da Petrobras (17 no total) foi a de minimização do custo do abastecimento nacional com a integração do sistema produtivo de óleo ao de refino (Szklo e Uller, 2008). Além disso, segundo os mesmos autores, o parque de refino nacional é focado em destilados médios, especialmente diesel, muito em função do peso do modal rodoviário dentro do setor de transportes.

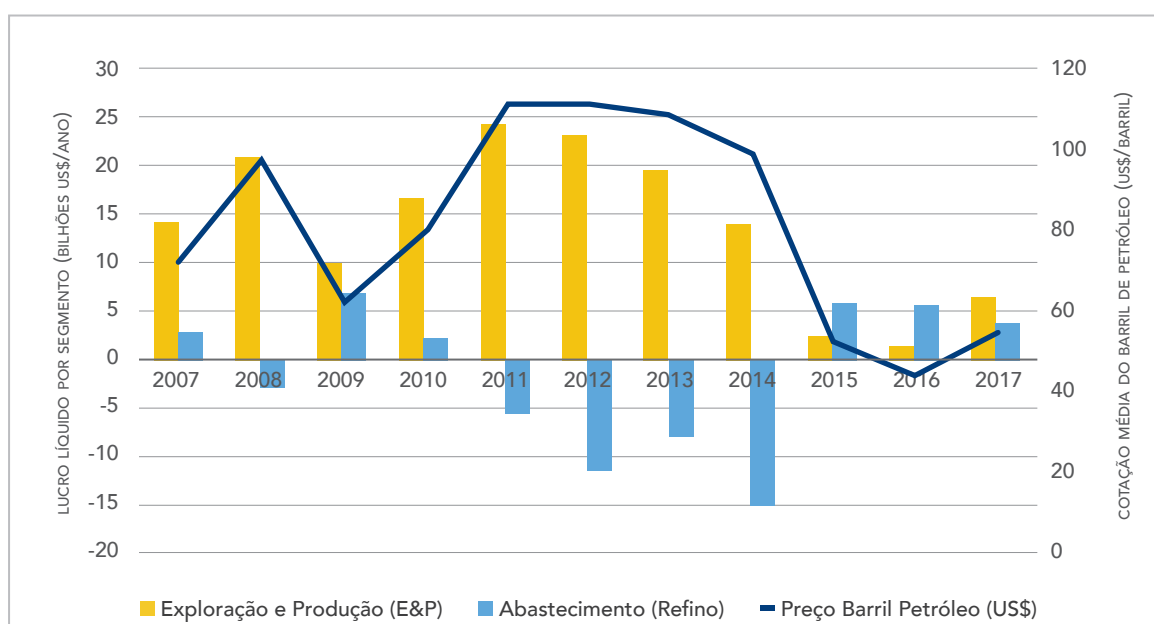
Grande parte do parque de refino instalado no Brasil foi concebido nas décadas de 1960 e 70 em um contexto muito diferente do atual. Com esquemas de refino voltados à produção de gasolina e preparadas para o processamento de petróleos leves, a alteração do perfil do mercado consumidor para diesel e a descoberta de petróleos intermediários e pesados no país demandaram a implan-

tação de uma maior capacidade de conversão de frações pesadas em derivados mais leves (unidades de fundo de barril) e também de novas unidades para atender às especificações mais restritivas de derivados, o que acabou aumentando a complexidade do parque (Szklo e Uller, 2008).

Recentemente, no período de 2011 a 2014, a Petrobras registrou prejuízo líquido acumulado de 41 bilhões de dólares no segmento de refino. Isso porque a demanda por combustíveis era crescente ao mesmo tempo em que o custo do petróleo (insumo necessário à produção de diesel e outros derivados) aumentou substancialmente no mesmo período. A cotação média do barril de petróleo, que em 2009 era de 61 dólares, passou para 110 dólares em 2011. Entre 2011-2014 as cotações do barril de petróleo se mantiveram acima dos 100 dólares por barril.

Entretanto, com a queda dos preços no mercado internacional (Figura 1) a partir de 2014, percebeu-se o maior estrangulamento das margens de refino, e o setor passou a ter seus prejuízos

Figura 1: Lucro líquido E&P e Refino Petrobras e cotação média do barril de petróleo de 2007 a 2017.



Fonte: FORM 20-F Petrobras

Como dito, depois de muitos anos de preços controlados, a Petrobras adotou, em julho de 2017, uma nova política de preços para os combustíveis de suas refinarias. Na visão dos especialistas, a medida visa tornar a produção de derivados no Brasil mais atraente para outros concorrentes refinadores. Ela afasta as decisões políticas da mesa e traz uma garantia de que eles não precisarão, em algum momento, vender o produto abaixo do preço de custo e inviabilizar seu negócio só para acompanhar a empresa líder.

Segundo Queiroz (2018)², é correto perseguir o alinhamento dos preços domésticos com relação aos internacionais. Os preços devem estar alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais, e revisados com periodicidade pré-determinada, visando transparência tanto para as decisões dos consumidores quanto para as decisões de investimento das empresas no *downstream*. Sem transparência e previsibilidade com relação ao comportamento dos preços, inviabiliza-se a possibilidade de uma empresa entrante estabelecer um cálculo econômico que aponte uma taxa de retorno adequada num investimento tão intensivo em capital e de longo tempo de maturação, como é o requerido na indústria do refino. Logo, não é por acaso que este segmento, sua infraestrutura e logística para movimentação de produtos permanecem fortemente concentrados com monopólio da Petrobras. A incerteza histórica com relação ao comportamento dos preços domésticos inibe a entrada de outros agentes (QUEIROZ, 2018).

Não cabe no escopo deste artigo discutir os equívocos e os acertos da política de preços da Petrobras,

mas vale destacar que o aumento da frequência destes reajustes, que se tornaram diários nos últimos meses, minou a resistência do mercado ainda mais quando, simultaneamente, os preços do petróleo no mercado internacional subiram com mais vigor. Preços são instrumentos de política energética e envolvem o uso da estrutura tributária, presente nos preços de derivados de todos os países, que têm sempre fins redistributivos, sejam entre os diferentes agentes econômicos, sociais ou regionais. Apesar da carga de tributos elevada, não existe no Brasil uma política funcional de preços dos derivados e, portanto, a arrecadação serve primariamente às necessidades fiscais.

“Todos os Estados nacionais, inclusive os mais ardentes defensores do liberalismo econômico, se preocupam com o abastecimento energético”³. No plano internacional, não faltam exemplos, em países industrializados e emergentes, que revelam que problemas ou rupturas dos fluxos de suprimento de energia costumam ter impactos econômicos e sociais graves, com repercussões significativas e negativas para as autoridades governamentais. A concentração de mercado hoje existente no setor de refino no Brasil; o fato de que a existência dessa exige um tratamento específico e excepcional, enquanto persistente essa situação de monopólio de fato; adicional as constantes alterações do preço do petróleo e da taxa de câmbio, quando repassadas diariamente ao consumidor final, geram incerteza, insegurança e instabilidade para o mercado e os consumidores.

No caso específico do diesel, por exemplo, avaliando-se a produção de 2009 a 2013 nas refinarias, observa-se que ela ocorreu mediante aumento

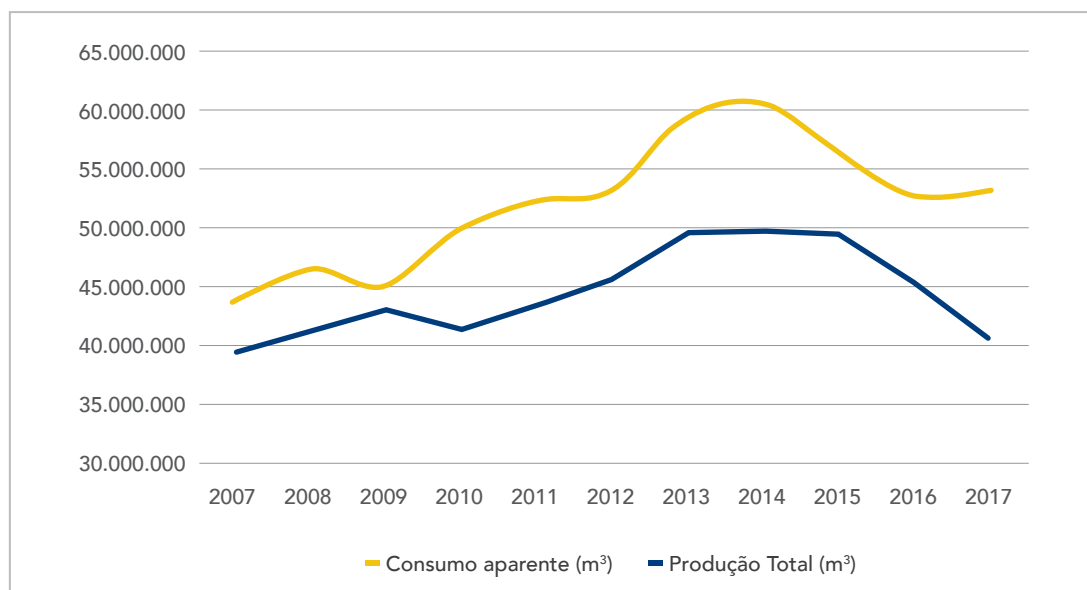
² Blog Infopetro, 2018

³ Professor Jean-Marie Martin na primeira frase do seu livro sobre economia e política da energia.

das cargas de petróleo e ajustes operacionais que permitiram tal acréscimo de produção. O teto de produção foi observado entre 2013-2015, quando o parque de refino operou próximo da sua capacidade máxima, e nos permite inferir que a capa-

cidade de produção de diesel nas refinarias é próxima dos 50 milhões de m³/ano (se considerarmos a entrada em operação da RNEST em 2014, o limite máximo estimado é de 53 milhões de m³ de diesel/ano).

Figura 2: Consumo e Produção de Diesel no Brasil 2007-2017



Fonte: Elaboração própria com dados ANP, 2018

A análise dos dados nos permite concluir, então, que as refinarias brasileiras não têm capacidade de suprir o mercado de diesel nos próximos anos, pois a demanda é maior do que a capacidade instalada para produção há quase duas décadas pelo menos. Até início de 2018, não havia previsão de investimentos em novas refinarias ou de ampliações das unidades existentes. Projetos como as refinarias Premium I e II (refinarias que seriam erguidas no Maranhão e Ceará, respectivamente) foram abandonados pela Petrobras e as obras do segundo trem da RNEST e da refinaria do COMPERJ (Itaboraí-RJ) foram retomadas de forma lenta. Chega-se à conclusão, dessa forma, que se recorrerá cada vez mais à importação.

Em suma, para ampliar a oferta doméstica de diesel, e do demais combustíveis, são necessários vários movimentos conjuntos no setor de *downstream* no país como:

- Ampliação das atuais refinarias (bem como a conclusão das novas unidades em construção)⁴;
- Abertura efetiva do mercado buscando a concorrência entre refinadores no setor⁵;
- Estabelecimento de um período mínimo para repasse do reajuste (o que não significará interferência na formação do preço, que continua sendo livre);
- Intervenção regulatória, necessária enquanto houver o monopólio de fato por configurar uma

falha de mercado, ou, pelo menos, até que haja alteração no atual modelo tributário;

- Aumento da mistura de biodiesel (que hoje é 10% do diesel vendido nos postos de abastecimento), por ser uma forma de atenuar a necessidade de aumento da produção do combustível fóssil;
- Incentivo ao consumo de etanol, fazendo-se mister a concorrência interenergética, antecipando-se até a entrada em larga escala dos veículos elétricos no país;
- Mudanças no modal logístico, com maior investimento em ferrovias, por exemplo.

A política de preços da Petrobras continuará sendo alvo de muita discussão, dado que a estatal concentra 98% da capacidade de refino do país e tem alta influência nos preços do mercado brasileiro. Aumentos na cotação do barril de petróleo e/ou desvalorização do real frente ao dólar tenderão a acirrar a discussão política a respeito do papel da estatal no mercado de combustíveis. É premente e imperiosa a necessidade de se criar um ambiente mais aberto, dinâmico e competitivo, garantir acesso a terceiros na infraestrutura, harmonizar os programas de desenvolvimento, reestruturar a atmosfera regulatória e rever a carga tributária brasileira e sua aplicação para a manutenção do bem-estar econômico do país.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.

OPINIÃO

Transporte intermodal doméstico de passageiros - uma solução

Sérgio Leal da Costa *

A Logística, ciência que trata da “Previsão e da Provisão” de bens e serviços, tem despertado especial interesse nas áreas pública e privada. Até então, o desenvolvimento desta “ciência” estava restrito à área militar.

A presteza na obtenção e na disponibilização dos referidos bens e serviços certamente chamou a atenção dos responsáveis pelas funções logísticas e suas atividades, que vão da determinação de necessidades à distribuição (disponibilização).

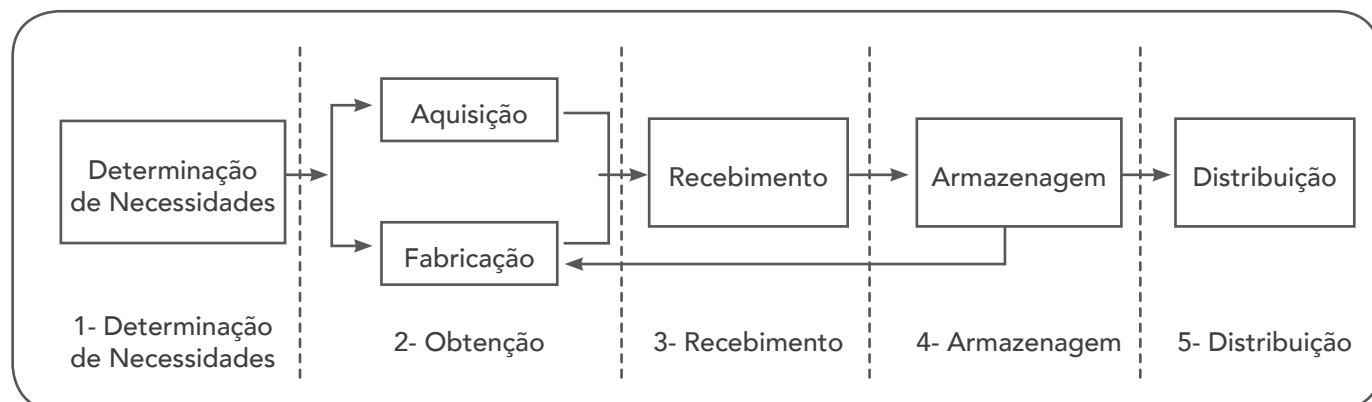
Basta recordar que os Romanos, em suas incursões na Europa e Norte da África, já elaboravam

o planejamento das necessidades de suas legiões, inclusive do transporte, com vistas às campanhas bélicas que empreenderam. O termo Logística era tratado por “Logisticus”.

Ainda como exemplo, podemos citar a campanha da Normandia, quando foram disponibilizados suprimentos, cuja relação era de 26 toneladas por combatente.

Aproveitando a oportunidade, julgou-se pertinente ilustrar o tema com a apresentação do “fluxo logístico de suprimento”, a fim de que se possa identificar as funções que participam desse fluxo (Figura 1):

Figura 1: Fluxo Logístico de Suprimento



Considerando o recente contato das áreas pública e privada com a “cultura logística”, é compreensível que a função distribuição (disponibilização) e suas atividades venham prendendo a atenção dos interessados.

Realmente, as atividades logísticas relacionadas a tal função (distribuição) afloram, em primeira instância, como se tivessem importância máxima, o que não é verdade.

Entretanto, a disponibilização de bens e serviços assume papel extremamente relevante para os destinatários (usuários).

É possível citar o exemplo da montadora de veículos Toyota, que instituiu a “filosofia *just-in-time*” em suas linhas, posto que estas dependem da presteza no atendimento às suas necessidades de autopeças.

A partir deste ponto, concentraremos nossa exposição na função distribuição, cujo planejamento destina-se:

- a) À seleção do modal (terrestre/ aquático / aéreo) que mais se adequa ao transporte de cargas e pessoas;
- b) À escolha do veículo, no qual serão acomodadas tais cargas e pessoas, investigando, inclusive, a produtividade de tal veículo ($P = \text{Ton.} \times \text{Km} / \text{H}$), relacionada à sua capacidade de transporte e
- c) Ao estudo das vias, através das quais serão feitos os deslocamentos.

As considerações iniciais não serão prolongadas, mesmo que julgadas oportunas para difusão da “cultura logística”, posto que o objetivo neste

artigo é a apresentação de uma solução para o transporte intermodal doméstico de passageiros.

Tal solução foi concebida em 2007 e, proposta com detalhes, após exaustivas análises, em Tese de Doutorado, do Autor, em Engenharia de Produção, na COPPE/UFRJ, em 2012.

INFLUÊNCIAS SOBRE O ACESSO A UM AEROPORTO

O fator tempo guarda íntima relação com o transporte aéreo de passageiros.

As frequências de voos são previamente programadas e há absoluta necessidade de cumprimento dos horários pré-fixados para os mesmos, os quais não oferecem tolerância aos usuários.

Portanto, o atendimento aos horários dos voos depende, essencialmente, das condições de acesso aos aeroportos, os quais, via de regra, se situam em locais afastados dos centros urbanos.

O crescimento urbano desordenado, principalmente quando há aumento considerável da densidade demográfica, culmina por causar congestionamento das vias de acesso aos aeroportos.

A situação se agrava quando há concentração populacional em suas adjacências (dos aeroportos), e em razão de a expansão urbana não ocorrer de forma planejada.

Os aspectos abordados neste tópico refletem as dificuldades, ora enfrentadas, no acesso ao Aeroporto Internacional do Galeão, cujas soluções não têm se mostrado nem eficientes, nem eficazes, com a sobrecarga verificada no aeroporto central, ou seja, o Santos Dumont.

VOOS DOMÉSTICOS – PREFERÊNCIA PELO AEROPORTO SANTOS DUMONT

Diante das dificuldades de acesso ao Aeroporto Internacional do Galeão (AIRJ), os usuários de voos domésticos têm optado pelo embarque no aeroporto central do Rio de Janeiro, no caso, o Aeroporto Santos Dumont.

Sabe-se que o acesso de usuários ao AIRJ é feito exclusivamente por via terrestre. Tais vias atingiram seus pontos de saturação, principalmente nos horários de “pico”.

Na conjuntura atual, a segurança no traslado de passageiros também se acha comprometida, posto que o deslocamento se dá através de comunidades conflagradas.

Por outro lado, o Aeroporto Santos Dumont caminha para o ponto de saturação e, em determinados momentos já se verificam filas de aeronaves para decolagem.

Acrescente-se que os recursos operacionais do AIRJ oferecem maior segurança aos pousos e decolagens, além de o AIRJ constituir-se em alternativa para os casos de inoperância do Santos Dumont.

Diante de tais aspectos, temos convicção de que um acesso mais rápido, seguro e confortável poderá justificar o deslocamento de passageiros de voos domésticos, para embarque no AIRJ, considerando-se, inclusive, sua subutilização, devidamente comprovada diante das projeções elaboradas.

INCREMENTO NO TRÁFEGO DE PASAGEIROS NO AIRJ – CONDIÇÕES FAVORÁVEIS

Além das condições operacionais do aeródromo, altamente favoráveis, o AIRJ conta com pistas de

grandes dimensões e que permitem pousos e decolagens de aeronaves de grande porte e maior capacidade de passageiros.

O AIRJ acha-se ocioso, posto que sua capacidade é prevista para até 37 milhões de passageiros/ano e, há previsão de que o tráfego de passageiros atinja 20,5 milhões, em 2020.

O aeródromo comporta 42 pousos e decolagens/hora e sua utilização está muito longe disso.

Julga-se oportuno lembrar que somente o terminal 2 está em operação e tem atendido passageiros de voos internacionais e domésticos.

INTEGRAÇÃO INTERMODAL

Conforme abordado anteriormente, o acesso de usuários do AIRJ tem sido feito através de vias terrestres, as quais atingem seus pontos de saturação, principalmente nos horários de “pico”, quando não interditadas em razão de obras, acidentes ou outros motivos.

Portanto, os passageiros não têm garantia de atendimento aos horários de voos no AIRJ, em especial dos voos domésticos, utilizados em bom número por passageiros que se deslocam ao Rio de Janeiro a serviço e dependem de breve retorno aos locais de origem.

Diante das razões expostas, das opções atualmente disponíveis para acesso ao AIRJ, todas alicerçadas em transporte terrestre, cujas condições e trajetos nem sempre são compatíveis com o perfil dos usuários do transporte aéreo, foi concebida solução inovadora, a qual contempla o transporte intermodal, ou seja, a integração das modalidades terrestre e marítima.

Para o trajeto marítimo poderão ser aproveitados os terminais existentes na Praça XV e na Praia de São Bento, na Ilha do Governador (Galeão).

Alternativamente ao terminal da Praça XV, poderá ser construído, a baixo custo, um pequeno "píer" ou plataforma flutuante na cabeceira da pista do Aeroporto Santos Dumont.

O terminal marítimo da Praia de São Bento (Galeão) já existe e poderá exigir algumas adaptações, inclusive ponto de embarque de passageiros em veículo terrestre articulado, tipo BRT. Segundo

a Cia. Barcas S.A. seria necessária dragagem de apenas 70 m³ de areia para atracação do veículo marítimo.

O veículo marítimo a ser considerado poderá ser o "Catamarã Seletivo", embarcação já utilizada em algumas linhas em funcionamento na Baía de Guanabara, com capacidade para até 300 passageiros.

Será necessária coordenação entre as companhias aéreas e a operadoras dos veículos marítimos e terrestres, podendo os valores dos deslocamentos integrarem os das passagens aéreas.

Figura 2: Catamarã Seletivo



Dados Técnicos do Catamarã Seletivo

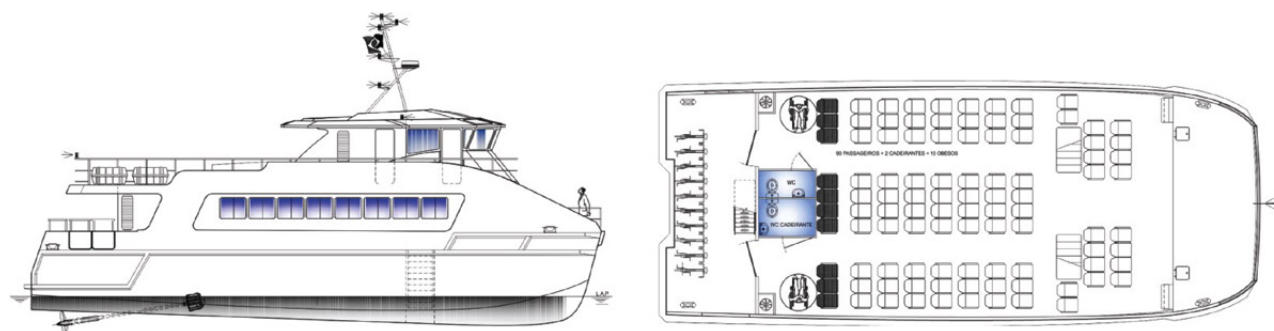
- | | |
|--|---|
| • Capacidade: 237,310 ou 430 passageiros | • Profundidade na atracação: 2,50 m |
| • Linha em operação: Pça XV / Charitas (Niterói) | • Potência do(s) motor(s): 1.050 kw cada |
| • Velocidade média: 22 nós (40 km /h) | • Combustível: Óleo diesel marítimo |
| • Tempo de viagem (Pça XV / Galeão): 15 min. | • Consumo: 20 litros por milha navegada |
| • Material de construção: Alumínio | • Distância estimada entre Praça XV / Galeão: |
| • Calado: 1,52 m | 7,5 milhas náuticas (14 km) |

Fonte: Barcas S.A.

A alternativa intermodal ajudaria a melhorar o trânsito de pessoas na cidade como um todo, pois não atenderia somente aos passageiros aeroviários. Poderia atender também a outras demandas de transporte na cidade, que é extremamente dependente do sistema rodoviário e que enfrenta problemas diários de congestionamentos, segurança e alto custo.

Além disso, o Laboratório H2 da COPPE/UFRJ tem estudado uma versão elétrica para os catamarãs, que poderiam ser utilizados nessas mesmas rotas citadas. Neste caso, seria uma saída não só para problemas de congestionamentos e segurança, como também para a forte dependência de combustíveis como o diesel e gasolina. A Figura 3 apresenta a versão elétrica do catamarã.

Figura 3: Catamarã Elétrico



Dados Técnicos do Catamarã elétrico

- Propulsão é feita com motores elétricos
- Sistema de armazenamento de energia é conectável à rede elétrica portuária para recarga
- Capacidade de 100 passageiros e 2 tripulantes
 - Possui ar condicionado e bicicletário
- Velocidades de operação entre 12 e 18 nós.

Fonte: Tracel, 2018

Na greve de caminhoneiros, que ocorreu recentemente, percebeu-se o quão refém a população brasileira e consequentemente, a carioca, está de combustíveis para o setor de transporte. O país enfrentou problemas como acesso de colaboradores das empresas ao trabalho, os alimentos não chegavam aos supermercados, o desequilíbrio dos preços, ou seja, em poucos dias o país e a cidade do Rio de Janeiro enfrentaram situações de caos. Ao considerar esta alternativa de transporte intermodal com catamarãs elétricos, a cidade estaria

dando um novo passo na direção de reduzir a dependência dos combustíveis, além de propor um modelo mais sustentável para o transporte como um todo na cidade do Rio de Janeiro

CONTEMPLANDO O MEIO-AMBIENTE

Consideremos que o tráfego de passageiros no AIRJ atinja o total de 20 milhões de passageiros/ano e que estes, segundo levantamentos feitos pela INFRAERO, demandem 10 milhões de viagens, somente de táxis.

Diante de tal monta foram desenvolvidos cálculos que nos permitem estimar as quantidades de CO₂ lançado na atmosfera e o que ocorreria para os diversos níveis de substituição de viagens de táxi pelas viagens de Catamarã.

Há que se considerar que, embora o diesel marítimo utilizado pelo Catamarãs seja mais poluente que o gás natural utilizado pelos táxis, se somente o Catamarã for utilizado, 74 mil toneladas de CO₂ deixariam de ser lançadas na atmosfera, a cada ano.

Além disso, no caso da utilização das balsas elétricas como alternativa de veículo marítimo, conside-

rando o motor puramente elétrico, as emissões de CO₂ relacionadas ao funcionamento da embarcação poderiam ser reduzidas a quase zero.

CONCLUSÃO

Concluimos, pois, que a Logística em nosso país está a demandar soluções simples e inovadoras, em todas as suas funções e atividades, com a urgente melhoria de nossa infraestrutura, disponibilizando, para a sociedade, condições mais avançadas de vida e em estrito respeito ao meio-ambiente.

Enfim, há que se visar ao fortalecimento de todas as expressões do poder nacional - psicossocial, econômica, política, defesa e ciência e tecnologia.



Sérgio Leal da Costa é professor convidado do curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Bacharel em Direito e Estatística, Mestre e doutor em Engenharia de Produção - COPPE/UFRJ e Oficial da Aeronáutica com formação em Política e Estratégia Aeroespaciais - ERA e Logística e Mobilização - ESG. Foi professor na Universidade Gama Filho e na Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ), além de ter atuado como instrutor da Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais - AER e da Escola de Comando e Estado-Maior da Aeronáutica. Também exerceu a Gerência Econômico-Financeira e Patrimonial de OMS da Aeronáutica (todos os níveis), além de ter atuado como Diretor (CMT) do DCI - única unidade logística de apoio ao homem da SER (âmbito nacional - 1994/1995) e Vice-Secretário da Junta Interamericana de Defesa (Representação Diplomática) em Washington D.C.- USA.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Concorrência interenergética e intermodal no setor de transportes: possibilidades para o Brasil

Por Tamar Roitman e
Tatiana Bruce da Silva*

A greve dos caminhoneiros, ocorrida em maio deste ano¹, além de impactar diretamente o transporte de carga e indiretamente todos os demais meios de transporte, tanto de carga quanto de passageiros, reacendeu discussões já recorrentes no país, entre elas a da necessidade de melhoria da composição dos modais de transportes e de diversificação do consumo de combustíveis pelo setor de transportes do país. As soluções para ambos os casos são variadas, passando por alternativas que alteram a composição energética deste setor e, consequentemente, afetam outras áreas da matriz energética nacional. Dessa forma, este texto visa contribuir para o debate com o intuito de fornecer subsídios para a sociedade e, eventualmente, para a tomada de decisão por parte dos *policy makers* brasileiros.

PERFIL DO SETOR DE TRANSPORTES BRASILEIRO: CARGAS E PASSAGEIROS

O modal rodoviário foi responsável por 63% do TKU (tonelada quilômetro útil, que representa o total de carga movimentada pela distância percorrida), em 2016, segundo relatório da empresa ILOS (2017)². A Tabela 1 apresenta a participação e os custos de cada modal utilizado no país, em 2016, mostrando que o transporte por caminhões é o segundo mais caro, ficando atrás apenas do modal aéreo. O transporte ferroviário, que movimenta três vezes menos carga do que o rodoviário, possui custos cinco vezes inferior a este, sendo o modal mais barato.

¹ Para um resumo dos acontecimentos ocorridos durante a greve dos caminhoneiros, vide: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-44302137>

² Disponível em: <<http://www.ilos.com.br/web/analise-de-mercado/relatorios-de-pesquisa/custos-logisticos-no-brasil/>>

Tabela 1: Participação e custos dos modais de transportes no Brasil, em 2016

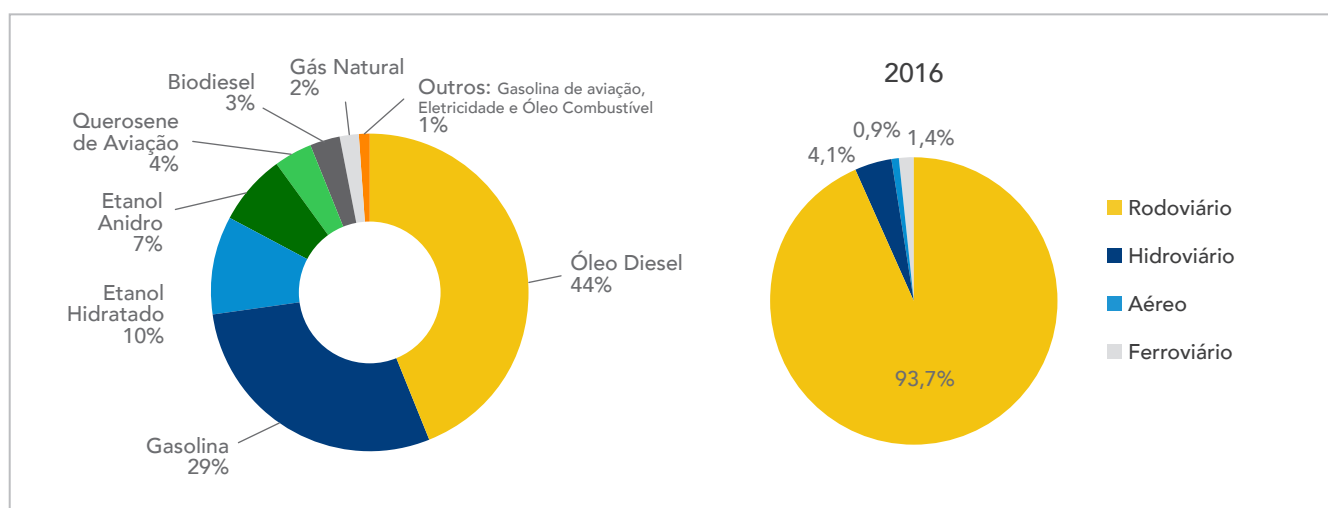
	2016	
	% TKU	R\$ MII TKU
Rodoviário	63%	R\$ 353
Ferrovário	21%	R\$ 62
Aquaviário	13%	R\$ 120
Dutoviário	4%	R\$ 103
Aéreo	0,1%	R\$ 2.154

Fonte: ILOS, 2017

Em termos de consumo de energia, a participação do transporte rodoviário aumenta para 93,7%, conforme mostra a Figura 1, dado que confirma que, além de ser um modal caro, é energeticamente ineficiente. Em uma comparação entre os modais hidroviário, ferroviário e rodoviário, Rezende (2017)³ mostra que o consumo de combustível para transportar uma tonelada de carga por mil quilômetros por meio de caminhões é 2,7 vezes superior ao consumo dos trens e 3,8 vezes maior do que o consumo de navios. O trans-

porte hidroviário, pouquíssimo explorado no país, ainda mais quando se considera o seu potencial, dada a quantidade de rios navegáveis, aparece em último lugar no levantamento feito pelo Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG, 2018). A escolha pelo modal rodoviário tornou o país extremamente dependente do consumo de combustíveis fósseis, com o óleo diesel sendo a principal fonte energética do setor de transportes e a gasolina em segundo lugar (Figura 1).

Figura 1: Consumo de Energia do Setor de Transporte por combustível e modal (%)

Fonte: EPE, 2017 e SEEG, 2018⁴

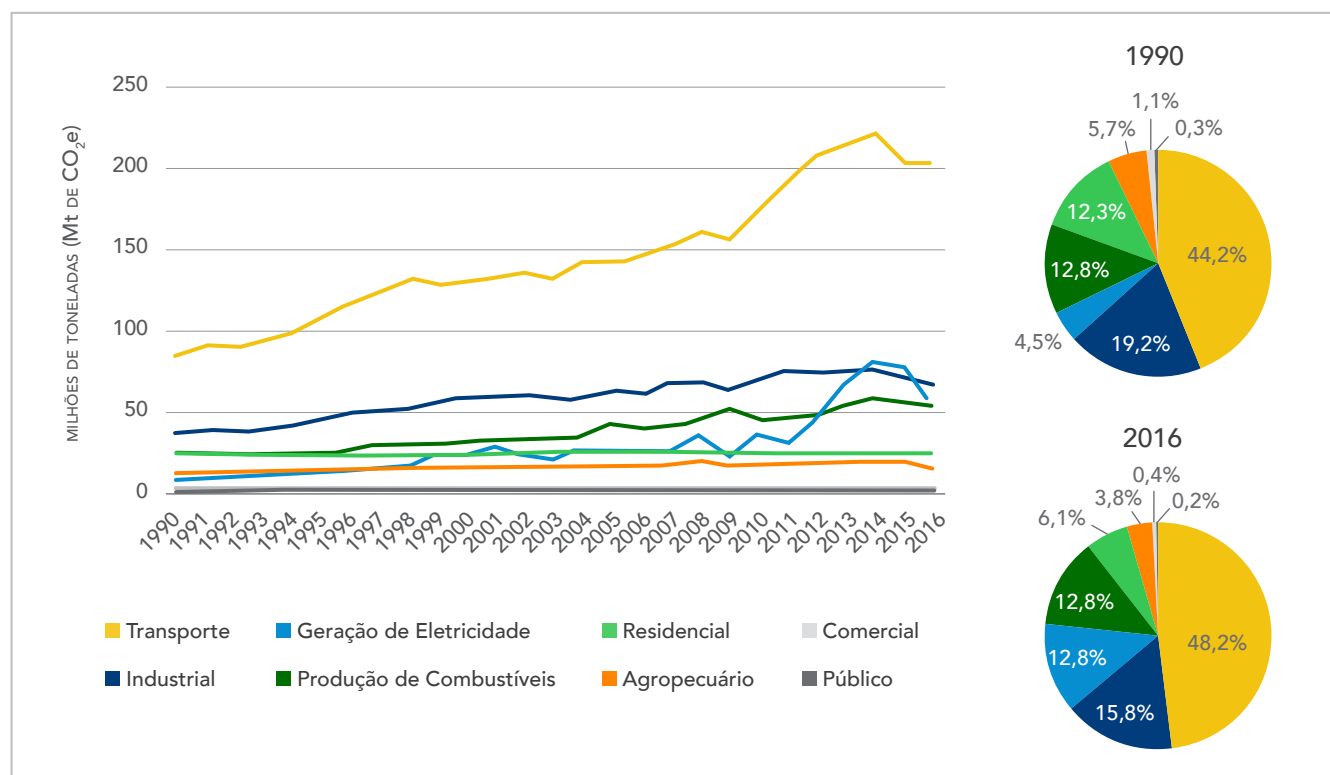
³ Disponível em: < <http://hidroviaveis.com.br/wp-content/uploads/2017/03/20170321-navegacao-interior-dnit-final.pdf> >

⁴ Balanço Energético Nacional (BEN), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017; Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG). Emissões dos setores de energia, processos industriais e uso de produtos, 2018 Documento de análise, Período 1970-2016.

Uma das consequências do alto consumo de combustíveis fósseis é o nível de emissões de gases de efeito estufa (GEE) do setor, superando, inclusive, as emissões do setor elétrico nacional (Figura 2),

que, por sua vez, devido à alta concentração de fontes renováveis na sua composição, emite bem menos GEE do que a média mundial⁵.

Figura 2: Emissões de GEE do setor de energia por segmento de atividade



Fonte: SEEG, 2018

Considerando o setor de transportes como um todo, existe um equilíbrio entre as emissões procedentes dos transportes de carga e de passageiros. Quanto à classificação das emissões por categoria de veículos, destacam-se caminhões (41%) e automóveis (32%)⁶. Os caminhões que circulam pelas estradas brasileiras emitem mais GEE, por exemplo, do que toda a queima de combustíveis no segmento industrial e até mesmo que o conjunto de

termelétricas em operação em 2016⁷. Dessa forma, a alta dependência do transporte de carga não é apenas ineficiente do ponto de vista econômico, como foi possível confirmar em maio de 2018, mas também é prejudicial para o meio ambiente. A crise vivenciada pelo país pode ser uma oportunidade para se buscar soluções que visem à maior diversificação energética dos transportes no Brasil, como veremos a seguir.

⁵ Para maiores detalhes sobre as emissões de GEE mundial e por países, tanto do setor energético como de outros setores, vide: World Resources Institute, CAIT Climate Data Explorer, 2017.

⁶ SEEG, 2018.

⁷ Ibid.

SOLUÇÃO 1: AUMENTAR A CONCORRÊNCIA ENTRE OS ENERGÉTICOS UTILIZADOS PELO SETOR DE TRANSPORTES

Uma das consequências da greve dos caminhoneiros, em maio de 2018, foi sentida sobre a própria oferta de combustíveis. A paralisação das atividades de transporte de carga provocou o desabastecimento de combustíveis nos postos e afetou, primeiramente, a oferta de gasolina, combustível mais demandado pela população brasileira. Consequentemente, vários proprietários de veículos *flex fuel* passaram a utilizar o etanol, que em pouco tempo também esgotou nos postos, já que o transporte desde o produtor até o consumidor final também depende de caminhões. No caso dos veículos movidos a gás natural veicular (GNV), os impactos foram bem menores, uma vez que esse combustível é transportado por gasodutos, considerados a forma mais eficiente de transporte de combustíveis. Já os poucos motoristas brasileiros que possuem carros elétricos não sentiram os efeitos da crise.

A maior diversidade de combustíveis pode contribuir não apenas para evitar as situações de desabastecimento no país, mas, principalmente, para aumentar a eficiência energética do setor de transportes. Uma das soluções, nesse caso, é ampliar a oferta de biocombustíveis, aproveitando o fato de o Brasil ser um dos maiores produtores mundiais de combustíveis renováveis e possuir uma indústria bem estabelecida para esses produtos. O aumento da participação desses energéticos no consumo

nacional pode advir de medidas como o RenovaBio, que estabelece metas de redução da intensidade de carbono da matriz de combustíveis em 10% até 2028, o que deve promover o aumento da participação de biocombustíveis no consumo de energia do setor de transportes, saindo de 20% em 2016, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2017 da EPE (2017), e chegando a 28,6% em 2028, segundo estimativas do MME (2018)⁸.

Além do etanol e do biodiesel, o país deve ampliar a produção de outros biocombustíveis. O RenovaBio pode ser considerado uma das mais importantes iniciativas para alavancar a produção de biogás e biometano, combustíveis que podem ser obtidos a partir de esgoto e resíduos orgânicos, por exemplo, sendo a vinhaça, um resíduo da produção de etanol de cana-de-açúcar, uma das fontes com maior potencial no Brasil. A possibilidade de comercialização de créditos de carbono, os chamados CBios, terá influência direta na viabilidade da produção desses energéticos. O biometano, além da possibilidade de substituir o GNV em veículos leves, pode abastecer caminhões, tratores e maquinários agrícolas, reduzindo a dependência do óleo diesel na agroindústria e, ainda, contribuindo para reduzir as emissões de GEE.

O gás natural veicular (GNV) também é uma alternativa para aumentar a diversificação de combustíveis. Embora disponível como combustível veicular no Brasil desde a década de 1980⁹, o consumo de GNV nos transportes brasileiro foi de apenas 2%

⁸ Proposta de Metas de Redução de Emissões GEE – RenovaBio. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=46&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.js>

⁹ http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0294_05.pdf

em 2016 (Figura 1), valor que deve permanecer no mesmo patamar até 2026¹⁰. Novas medidas que incentivem o consumo de GNV para além de frotas de veículos que se deslocam vários quilômetros por dia, como frotas de táxi, além de outras ações para estimular investimentos do lado da oferta, contribuiriam para maior adoção deste energético no setor de transportes¹¹.

A eletrificação da frota veicular é outra forma de se ampliar a pluralidade energética no setor de transportes e que já vem se desenvolvendo com sucesso em diversos países. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2018), mais de 1 milhão de carros elétricos foram vendidos no mundo em 2017 – um recorde até então – e a frota mundial já ultrapassa 3 milhões de veículos¹². Entretanto, o Brasil ainda se encontra na infância da mobilidade elétrica: até dezembro de 2017, apenas aproximadamente 7 mil carros elétricos foram licenciados no país¹³. Espera-se, contudo, que esse número se eleve na próxima década devido, principalmente, a uma redução dos custos das baterias dos carros elétricos – que caiu 79% desde 2010 e espera-se que caia mais 67% até 2030¹⁴. Em isso ocorrendo, veículos elétricos atingirão pari-

dade de custo com veículos convencionais. Consequentemente, dado que são considerados a evolução natural da tecnologia veicular, por serem veículos que possuem melhor tecnologia, performance e eficiência energética, a demanda pelos elétricos se elevará, levando a um crescimento ainda maior da oferta desses modelos, inclusive no Brasil¹⁵. Ademais, por ter uma matriz elétrica predominantemente renovável, a maior utilização dos veículos elétricos no Brasil contribuirá para a redução das emissões de GEE do setor de transportes, além de colaborar para a diminuição da poluição atmosférica nas cidades¹⁶. Quanto ao consumo de eletricidade por parte desses veículos, vários estudos, em diferentes lugares do mundo, indicam que o consumo agregado tende a aumentar, mas seu impacto será administrável devido à adoção de diversas ações¹⁷.

Em suma, a maior diversificação na oferta de energéticos para o setor de transportes tem potencial de trazer múltiplos benefícios para os usuários, para o meio ambiente e também para a economia. Reduzir a dependência de apenas um tipo de combustível é necessário para a promoção da segurança energética e econômica do país.

¹⁰ Plano Decenal de Energia (PDE) 2026, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017.

¹¹ A estagnação na demanda por GNV também é influenciada por fatores do lado da oferta de gás natural. Vide: Resende, Larissa. Boletim de Conjuntura Energética FGV Energia, Gás Natural.

¹² Global EV Outlook 2018, IEA. Esses números equivalem a veículos elétricos leves: BEVs (*Battery Electric Vehicles – veículos elétricos puros*) e PHEVs (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles – veículos elétricos híbridos plug-in*).

¹³ Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2018, ANFAVEA.

¹⁴ *New Energy Outlook 2018*, Bloomberg New Energy Finance.

¹⁵ Vide *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos* para uma maior discussão sobre os fatores que contribuirão para o desenvolvimento da oferta e demanda dos carros elétricos no Brasil e no mundo.

¹⁶ A eletrificação do transporte de carga também é uma possibilidade em desenvolvimento em alguns países. Entretanto, espera-se que, a princípio, o setor de transporte de passageiros seja eletrificado mais rapidamente. Vide *Caderno FGV Energia – Carros Elétricos*.

¹⁷ Para maiores detalhes vide: Bruce da Silva, T. *Recarga de Veículos Elétricos: O Que Esperar Quando o Combustível dos Nossos Carros For a Eletricidade?* Coluna Opinião FGV Energia, dezembro de 2017. Ademais, como já mencionado, a geração de eletricidade no Brasil, hoje, é majoritariamente renovável. Para que a eletrificação da frota consiga propiciar uma redução real das emissões de GEE do setor de transportes, essa característica renovável da geração elétrica brasileira precisa ser mantida.

SOLUÇÃO 2: APRIMORAR A DISTRIBUIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NO PAÍS

A paralisação das atividades dos caminhoneiros também permitiu identificar ineficiências energéticas no que diz respeito à logística de abastecimento dos diversos postos de combustíveis e, também dos aeroportos, espalhados pelo país. A distribuição de combustíveis segue uma lógica econômica, assim como em qualquer mercado, visando o aumento das margens das distribuidoras, porém a eficiência energética fica bastante comprometida.

Podemos citar como exemplo a necessidade de atendimento dos mesmos percentuais de mistura de biocombustíveis nos combustíveis fósseis em todos os postos do país. Para que isso, e também a mistura de aditivos, seja possível, as distribuidoras necessitam de bases e terminais de distribuição. O transporte dos combustíveis e biocombustíveis, de origem nacional ou externa, para tais centros e sua posterior distribuição aos postos muitas vezes levam ao aumento do trajeto total a ser percorrido desde o produtor até o consumidor. Nesse sentido, a proposta de venda direta de etanol do produtor ao posto de combustível, que surgiu durante a greve dos caminhoneiros e tem como objetivo principal reduzir o preço final ao consumidor, poderia trazer ganhos de eficiência à logística de distribuição, ao eliminar a etapa de envio do combustível aos centros de distribuição. No caso do biodiesel, durante o período da greve, foi autorizada provisoriamente pela ANP a venda direta de biodiesel (B100), dos produtores para empresas com frotas cativas, medida que o setor reivindica que passe a ser adotada de forma permanente. Outra solução apontada por agentes do setor seria ter percentuais

diferentes de adição de biocombustíveis em diferentes estados ou regiões, de forma que estados produtores poderiam utilizar teores maiores e aqueles estados mais afastados da produção utilizariam combustíveis com teores menores de renováveis. No que diz respeito à eficiência energética, tratam-se de soluções interessantes, mas cabe realizar uma análise mais aprofundada a fim de verificar se os seus ganhos superam os desafios envolvidos.

Uma outra questão muito citada pelas distribuidoras é a que diz respeito à tributação dos combustíveis. Tais agentes precisam se adequar, por exemplo, aos diferentes valores de ICMS nos estados, o que acaba por influenciar na logística de distribuição, tornando-a menos eficiente. Nessa linha, estados e o setor de combustíveis estão discutindo uma possível mudança do modelo de tributação do ICMS para uma alíquota única, o que pode trazer ganhos logísticos e de eficiência energética para a distribuição.

No caso dos veículos elétricos, a logística de abastecimento de combustível, que, nesse caso, é a eletricidade, muda totalmente, sendo completamente independente da figura da distribuidora. Usuários de veículos elétricos têm a opção de abastecer seus veículos em suas próprias residências. Mesmo aqueles motoristas que dependem de infraestrutura pública de recarga não enfrentariam os problemas de abastecimento que o brasileiro sofreu em maio de 2018, posto que o acesso à eletricidade a todos é garantido por lei¹⁸. Além disso, com a publicação da Resolução Normativa nº 819/2018, que permite a prestação do serviço de recarga de veículos elétricos a qualquer interessado, inclusive para fins de exploração comercial a

¹⁸ De acordo com a ANEEL, dentre os “Principais Direitos e Deveres dos Consumidores de Energia Elétrica” encontra-se: “Fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores com qualidade e continuidade asseguradas” (Fonte: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/direitos_e_deveres/)

preços livremente negociados, ao mesmo tempo que se espera um florescimento deste mercado, também se presume que a atividade de recarga no Brasil se desenvolva em um ambiente concorrencial, no qual o preço ofertado será ditado por regras de competição econômica entre os agentes. Assim, gargalos na oferta dos próprios eletropostos seriam evitados.

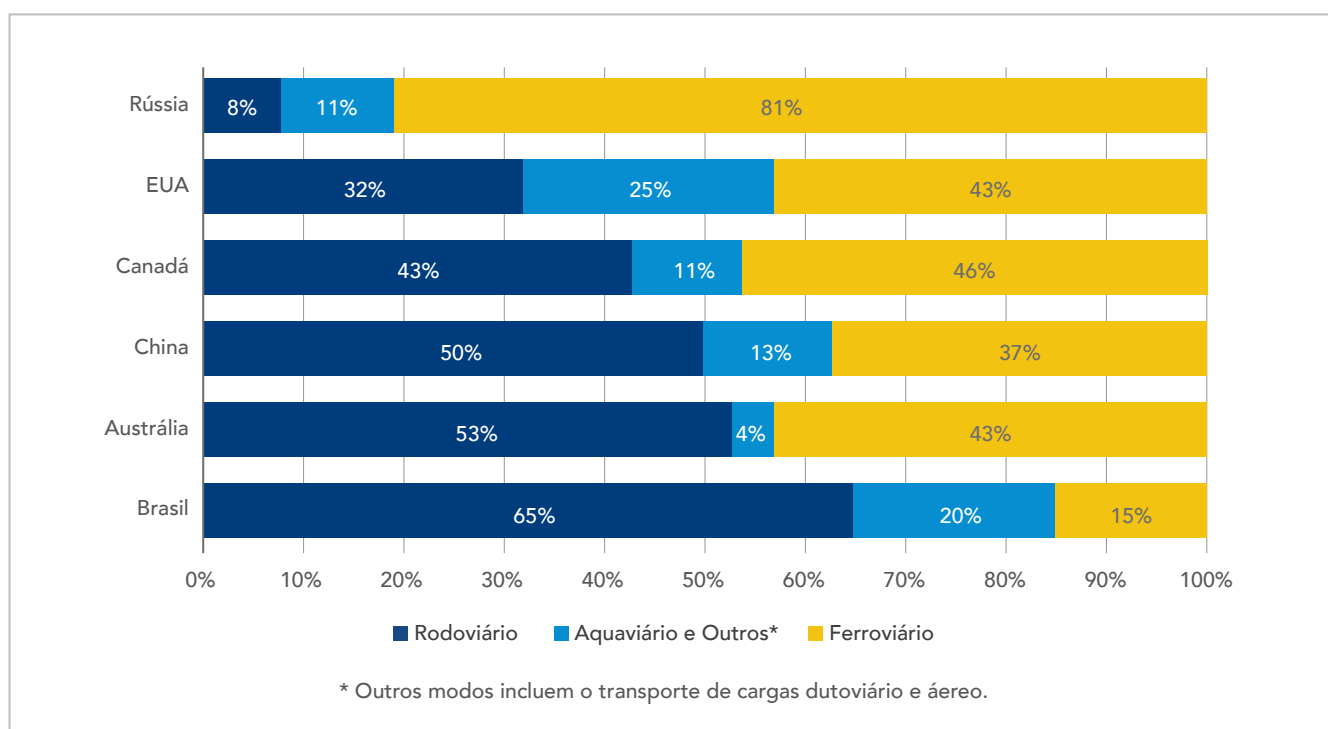
SOLUÇÃO 3: REPENSAR A DIVISÃO MODAL NO SETOR DE TRANSPORTE

A Figura 3 traz a comparação da divisão modal no transporte de carga em alguns países. Todos são países de dimensões continentais. Entretanto, o Brasil apresenta a maior participação do modal rodoviário no transporte de cargas. Dessa forma, a promoção

de medidas que incentivem a utilização de outros modais, terminais multimodais e locais de armazenamento¹⁹ no transporte de cargas auxiliaria a reduzir não só a dependência, mas também as emissões de GEE do setor se fontes renováveis fossem utilizadas. Um aumento na eficiência energética do próprio modal rodoviário também contribuiria para reduzir o consumo de combustível e emissões do setor.

Essa diversificação modal também é uma alternativa importante para aumentar a eficiência na distribuição de combustíveis. Há muito espaço para melhorias na infraestrutura logística, com necessidade de investimentos na maior utilização dos modais ferroviário e hidroviário e na construção de dutos.

Figura 3: Divisão modal no transporte de carga em países selecionados em 2015²⁰



Fonte: SEEG, 2018

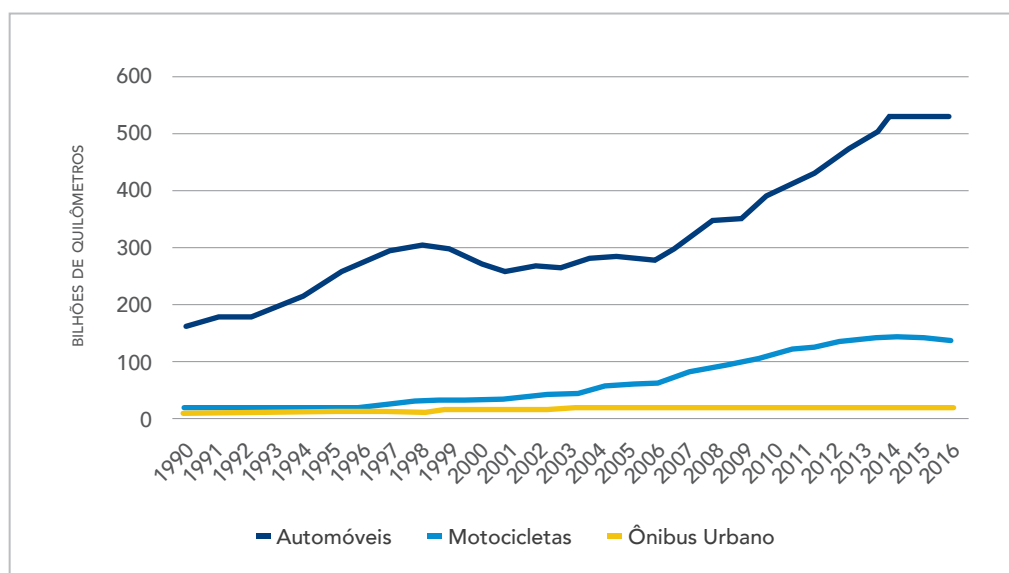
¹⁹ Neste esquema, ferrovias e embarcações transportam carga entre terminais intermodais, enquanto que caminhões passam a ter duas funções: coletar carga na origem e levá-las para esses terminais, e, na outra ponta, distribuí-las para os locais finais de consumo. Para maiores detalhes, vide: S. Watanabe, S. Leitão e J. Ferreira. *Chegou a hora de falar sobre imposto de carbono no Brasil: lições aprendidas com a greve dos caminhoneiros*. Instituto Escolhas, Policy Brief nº 1, junho de 2018.

²⁰ A participação dos modais no transporte de cargas neste gráfico difere levemente da mencionada anteriormente devido ao ano da análise.

Já em relação ao transporte de passageiros, a Figura 4 mostra como a intensidade de uso da frota de veículos, medida em termos da distância anual percorrida pelas frotas de diferentes categorias de veículos, tem aumentado nas últimas décadas. De acordo com o SEEG, esses dados evidenciam “o crescente papel dos automóveis no deslocamento das pessoas e, por consequência, sua relevância como vetor do crescimento sistemático das emissões de GEE no transporte de passageiros”²¹. Esse

crescimento é decorrente do aumento de renda da população, mas também evidencia um problema estrutural de mobilidade nas cidades brasileiras, onde se prioriza o transporte individual em detrimento do coletivo. Incentivar a caminhabilidade e demais medidas que promovam “cidades para as pessoas” ao invés de “cidades para os carros” auxiliaram a reverter esse quadro, trazendo benefícios para a qualidade de vida das cidades e para a segurança energética nacional.

Figura 4: Evolução da intensidade de uso da frota de veículos no transporte de passageiros



Fonte: SEEG, 2018

COMENTÁRIOS FINAIS

A greve dos caminhoneiros trouxe para o holofote os impactos causados pela dependência brasileira do modal rodoviário e do consumo de combustíveis fósseis, além das ineficiências geradas na logística de abastecimento de combustíveis no país. A fim de evitar

crises semelhantes no futuro, medidas mais estruturais do que aquelas perpetradas para solucionar o problema no curto prazo precisam ser discutidas com a sociedade e implementadas. O lançamento do Plano Nacional de Logística (PNL) indica que os formuladores de políticas públicas estão seguindo nesta direção²².

²¹ SEEG, 2018.

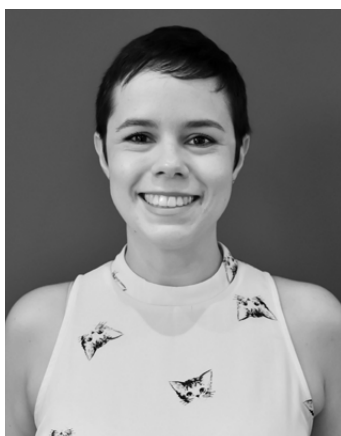
²² Para maiores informações sobre o PNL, vide: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/06/governo-prepara-mais-um-plano-para-tentar-reduzir-os-gargalos-da-logistica.shtml> e <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/07/ministro-diz-que-plano-de-logistica-fara-ferrovias-substituirem-rodovias-em-sete-anos.shtml>. “Se o plano seguir a rota planejada, até 2025, a dependência de rodovias cairá dos atuais 64% de participação do volume de cargas para 50%. Essa diferença, de acordo com o PNL, será praticamente incorporada pelas ferrovias, que saltam de 18% de participação para 31%.”

Entretanto, além das ações já mencionadas neste texto, a promoção da maior eficiência energética dos transportes, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda, é necessária²³. Ademais, a adoção de um imposto de carbono induziria os agentes a consumirem menos combustíveis fósseis, levando também ao maior desenvolvimento de combustíveis renováveis²⁴. Outras medidas regulatórias, como as adotadas em países que visam promover a mobilidade elétrica, limitando a circulação de veículos a combustível fóssil, também têm surtido efeito e poderiam ser adaptadas ao Brasil.

Em suma, as soluções elencadas neste artigo são medidas que trarão resultados em médio e longo prazos, daí a necessidade de se começar a discussão neste momento. O consumo de transportes pela economia e população brasileiras deve ser repensando para se tornar mais diversificado e ambientalmente e energeticamente sustentável. Um país da relevância geográfica e econômica do Brasil não pode depender de apenas um modal de transporte. A oportunidade decorrente da crise encontra-se justamente em endereçar essa questão.



Tamar Roitman é pesquisadora na FGV Energia. Engenheira química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestranda do Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE/UFRJ. Possui pós-graduação em Gestão de Negócios de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Experiência como analista de orçamento na Vale SA e como estagiária na empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Como pesquisadora da FGV Energia, atua nas áreas de petróleo e biocombustíveis.



Tatiana Bruce da Silva é Pesquisadora na FGV Energia. Mestre em Administração Pública, com especialização em crescimento e desenvolvimento econômico, pela Universidade da Pensilvânia e Economista pela UFPE. Tem experiência com coordenação de projetos e como analista de dados estatísticos, tendo atuado em vários centros da Universidade da Pensilvânia, como a Perelman School of Medicine, a Wharton Business School e o Annenberg Public Policy Center. Além disso, tem experiência com planejamento estratégico, gestão orientada para resultados e formulação de parcerias público-privadas e consórcios públicos. Suas áreas de pesquisa na FGV Energia englobam: recursos energéticos distribuídos e sua inserção na matriz elétrica brasileira, veículos elétricos, transição energética e integração energética.

²³ Para maiores detalhes, vide: Roitman, T. *Evitar, mudar e melhorar: estratégias para aumentar a eficiência energética dos transportes*. Coluna Opinião FGV Energia, março de 2018.

²⁴ Os recursos arrecadados com este imposto poderiam também ser utilizados “para investir na transição para um setor de transporte de cargas mais diversificado e menos poluente” (S. Watanabe, S. Leitão e J. Ferreira, 2018).

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Sequestro geológico de CO₂ no Brasil

*Por Isabella Vaz Leal da Costa**

O Brasil é um dos países voluntários signatários do Acordo de Paris e apresentou metas de redução de emissões de carbono em 37%, a serem cumpridas até o ano 2025, tendo como ponto de partida as emissões de 2005 (MMA, 2018).

Para atingir essas metas, o país propôs algumas estratégias que devem ser seguidas. Dentre elas está a promoção do uso de tecnologias limpas no setor industrial; aumentar a participação da bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para 18%; fortalecer o cumprimento do Código Florestal; restaurar 12 milhões de hectares de florestas; alcançar desmatamento ilegal zero na Amazônia brasileira; chegar a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética; obter 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico e estimular medidas de eficiência e infraestrutura no transporte público e áreas urbanas (MMA, 2018).

Esta última, especificamente, além de promover a redução de emissões pode ajudar na redução da

dependência por combustíveis líquidos. Na recente greve de caminhoneiros que ocorreu no Brasil, notou-se claramente a forte dependência do país por transporte rodoviário e a inserção de alternativas intermodais considerando motores elétricos pode ser uma saída.

Sendo assim, visando uma transição para uma economia de baixo-carbono e considerando um cenário restritivo em relação às emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil, surge a necessidade de redução de emissões de CO₂ num curto prazo. Então, processos e tecnologias para mitigação, como a Captura e armazenamento geológico de carbono, devem ser consideradas.

O Sequestro Geológico de Carbono, ou a Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (*Carbon Capture and Geological Storage – CCGS*) consiste na separação do CO₂ de processos industriais e processos relacionados à geração e/ou consumo de energia, seguido de transporte para um local de

estocagem segura, de modo que haja o isolamento do gás em relação à atmosfera por um longo período de tempo (IEA, 2010; IPCC, 2007; ROCHEDO, 2011; NOGUEIRA et al., 2014; IPCC, 2005).

No sequestro geológico de Carbono, o CO_2 é, então, removido de sistemas estacionários de geração de energia, campos de exploração de óleo e gás, refinarias de petróleo, cimenteiras, siderúrgicas, unidades de produção de gás natural (UPGNs), unidades de produção de fertilizantes etc, sendo armazenado com segurança em formações geológicas e/ou utilizados em processos industriais (IEA, 2010; IPCC, 2007; COSTA, 2009).

O CCGS é dividido em três etapas básicas: captura, transporte e armazenamento geológico. Durante todas as etapas, o monitoramento do CO_2 deve ser realizado para verificar as condições do armazenamento e para minimizar os riscos de vazamento.

A etapa de captura do CO_2 consiste em separar o dióxido de carbono de correntes de gases provenientes de fontes estacionárias. Existe a necessidade de separar o CO_2 , pois os gases emitidos provenientes de alguns tipos de fonte estacionária (exaustos) possuem em sua composição uma diversidade de gases e para realizar posteriormente o transporte e o armazenamento, é necessário que o fluido seja o mais homogêneo possível. Foram desenvolvidas rotas tecnológicas e métodos para a separação do CO_2 . De acordo com IPCC (2007) as rotas tecnológicas são: pré-combustão (CO_2 é capturado antes da combustão); pós-combustão (CO_2 é capturado depois da combustão); Oxicom-bustão (Combustão com oxigênio ao invés de ar) e Looping Químico. Os métodos de separação englobam absorção química, absorção física, adsorção, membranas e destilação criogênica.

Já a etapa de transporte consiste em levar o CO_2 da sua origem nas fontes emissoras até o local de armazenamento. Esta pode ser realizada por meio de dutos, navios, ferrovias e/ou rodovias. As condições de transporte do gás carbônico são similares à de outros gases da indústria do petróleo, como GLP (Gases Liquefeitos de Petróleo) e gás natural, o que torna possível estimar custos a partir de experiências com esses gases (SVENSSON et al, 2004; MCCOY & RUBIN, 2008; IPCC, 2005; SVENSSON et al, 2004 b; BARRIO et al, 2004; BOCK et al, 2003). Para otimizar esse transporte, é importante que o gás carbônico seja transportado da maneira mais pura possível (i.e, contendo baixos teores de N_2 , H_2S ou H_2O), para que o volume de gás transportado seja menor e constituído principalmente de CO_2 (MCCOY, 2008). Já que a etapa de captura prevê a purificação do gás, o transporte aqui considerado engloba também qualquer condicionamento necessário ao gás (como compressão ou liquefação) para que seja realizado o transporte. Experiências de transporte por ferrovias e rodovias são encontradas principalmente na indústria de bebidas e alimentos. Porém, as quantidades transportadas para esse fim são muito menores que as quantidades associadas ao sequestro geológico de dióxido de carbono, sendo da ordem de grandeza de 100.000 toneladas de CO_2 por ano (SVENSSON et al, 2004).

Transporte por navios e tubulações *offshore* são as duas opções de transporte marítimo economicamente viáveis. Navios possuem a vantagem de oferecer uma maior flexibilidade por se adaptarem com mais facilidade à capacidade e a rota de transporte, porém possuem o inconveniente da possível dificuldade do tráfego portuário. Tubulações, por sua vez, são capazes de lidar com grandes quantidades de CO_2 com uma logística menos complexa, devido ao fluxo uniforme. Uma questão importante, relacionada aos carbodutos é a necessidade de criação de

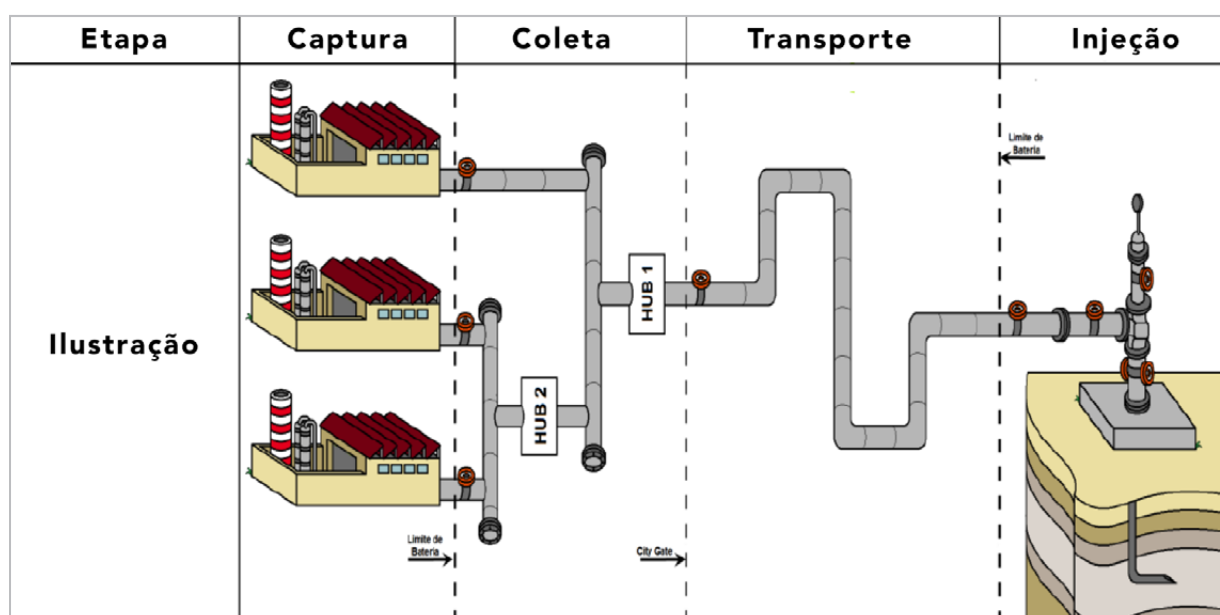
infra-estrutura, o que incorre em maiores custos de capital (SVENSSON et al, 2004). Quanto ao transporte *onshore* podem ser consideradas as opções de dutos, rodovias e ferrovias. E como dito anteriormente, a escolha pela melhor opção de transporte para cada projeto específico requer a análise principalmente da quantidade de CO₂ a ser transportada.

O CO₂ pode ser armazenado em reservatórios de petróleo e gás com baixas taxas de recuperação, camadas de carvão, aquíferos salinos profundos,

cavernas de sal, em formato de carbonatos pelo processo de carbonatação mineral, além de poder ser injetado diretamente nos oceanos. Em relação ao sequestro EOR (*Enhanced Oil Recovery*) e RAG (recuperação avançada de gás) em reservatórios geológicos, a indústria de óleo e gás já possui vasta experiência em sua execução. A Figura 1 representa as etapas do sequestro geológico de carbono.

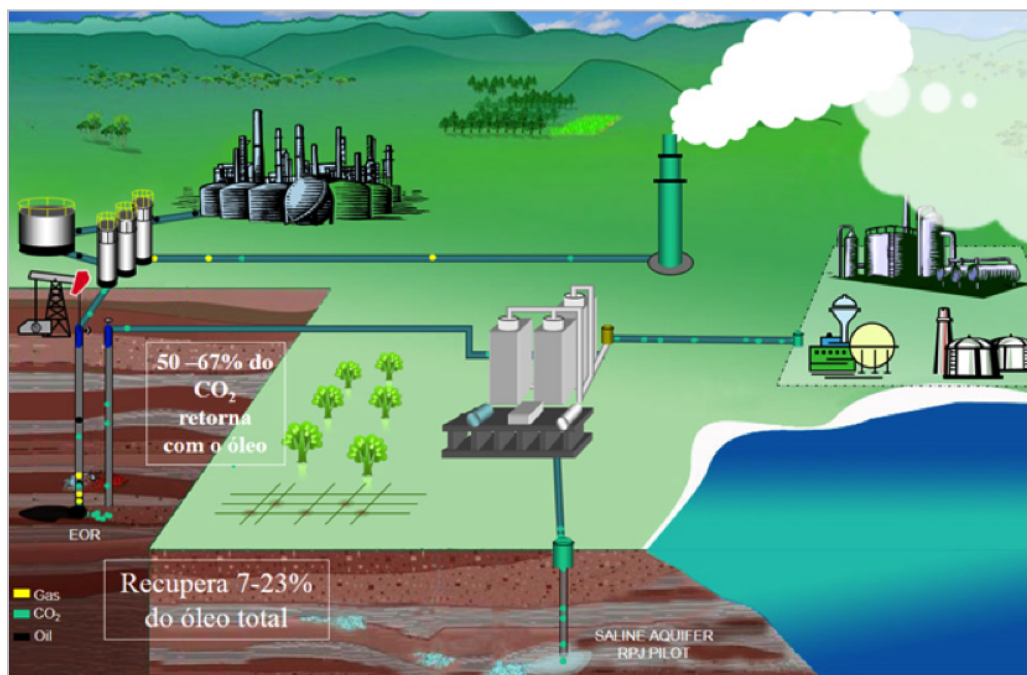
A Figura 2 representa um esquema de Sequestro geológico de Carbono.

Figura 1 –Etapas do Sequestro Geológico de Carbono



Fonte: Costa, 2014.

Figura 2- Esquema de Sequestro Geológico de Carbono com possíveis opções para armazenamento



Fonte: Elaboração própria.

É importante ressaltar que existem alguns riscos ambientais associados a essas tecnologias. O transporte de CO₂ por meio de dutos através de áreas populosas requer uma atenção especial para a escolha da rota pela qual vão passar as tubulações; para a proteção, ou seja, meios de controle, no que diz respeito a pressões muito elevadas; métodos para detectar vazamentos, além de outros fatores que devem ser levados em consideração na construção das tubulações. Os vazamentos podem fazer com que grandes fluxos de CO₂ entre em contato com condições atmosféricas estáveis, o que leva ao aumento da concentração do gás no ar afetando os seres humanos e animais. E também um possível aumento na pressão do gás quando estiver sendo injetado poderia causar pequenos eventos sísmicos. (Costa, 2014).

No que diz respeito aos custos e potenciais, de acordo com Rochedo et al. (2016), nos setores energo-intensivos da economia brasileira como produção de óleo e gás, refinarias, produção de etanol e

setor elétrico, o potencial de redução de emissões utilizando CCGS pode chegar a 130 MtCO₂/ano em 2030. Os custos da etapa de captura podem variar de 4 – 74 US\$/tCO₂ nesses setores (Rochedo et al., 2016). No caso das etapas de transporte e armazenamento os custos podem variar de 7 -12 US\$/ t CO₂ (CCS Global Institute, 2017).

É importante destacar que para implementar as tecnologias de CCGS como medida de mitigação das emissões de CO₂ (externalidades negativas) provenientes dos setores de energia e setores energo-intensivos brasileiros, é necessário que exista uma política pública neste sentido. A política pública apresentaria planos e programas voltados para a redução das emissões de CO₂ no Brasil. Assim, o carbono emitido pelas instalações industriais e energéticas teria um valor, seja através de limite de emissões de CO₂ (cap) ou através de taxaço. Surgiria, então, um mercado de carbono. Com esse mercado, é necessária a elaboração de uma regulação especí-

fica para controlar o mesmo, além de estabelecer procedimentos e normas para a execução de projetos desse tipo. Já existem estudos específicos no Brasil voltados para a discussão dessas questões regulatórias (Costa, 2014).

Dado o que foi exposto pode-se concluir que o Sequestro Geológico de CO₂ é uma opção promissora

para mitigar emissões de GEE. Essas tecnologias são, de fato, maduras, porém ainda se discute sua viabilidade econômica. Ao analisar esta questão econômica vale ressaltar que, ser viável ou não depende da necessidade dos setores em se adequarem à cenários restritivos de emissões de carbono. Portanto, quando a necessidade existe, os investimentos tendem a ser feitos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MMA, 2018. "Contribuições nacionalmente determinadas – INDC". Disponível em <http://www.mma.gov.br/informma/item/10570-indc-contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada>. Acessado em julho/2018.

BARRIO, M., ASPELUND, A., WEYDAHL, T., MØLNVIK, M., KROGSTAD, H., SANDVIK, T.E., WONGRAVEN, L.R., HENNINGSEN, R. E EIDE, S.I., 2004. "Ship-based transport of CO₂". 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.

BOCK, B., RHUDY, R.; HERZOG, H.; KLETT, M.; DAVINSON, J.; UGARTE, D. De la Torre; e SIMBECK, D. 2003. "Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Options". DOE Research Report DE-FC26-00NT40937.

Costa, 2009. "ANÁLISE DO POTENCIAL TÉCNICO DO SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NO SETOR PETRÓLEO NO BRASIL". Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ.

Costa, 2014. " PROPOSTA DE ESTRUTURA REGULATÓRIA PARA SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NO BRASIL E UMA APLICAÇÃO PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO". Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ.

IEA, 2010. Disponível em http://www.co2capture-andstorage.info/project_specific.php?project_id=143 acessado em 13/01/2017.

IPCC, 2007 . Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge: Cambridge University Press, Cambridge, 2005. Preparado pelo Grupo de Trabalho III do IPCC.

IPCC, 2005. "Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage". Cambridge University Press, Cambridge, UK.

MCCOY, S. E RUBIN, E., 2008 "An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage", Journal Of Greenhouse gas control, 219.

NOGUEIRA, L., LUCENA, A., RATHMANN, R., ROCHEDO, P., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2014. "Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?" International Journal of Greenhouse Gas Control. Vol. 24, pp. 115 – 123.

ROCHEDO, P., SZKLO, A., 2013. "Designing learning curves for carbon capture based on chemical absorption according to the minimum work of separation". Applied Energy, vol 108 Pag. 383 – 391.

SVENSSON R, ODENBERGER M, JOHNSON F, STROMBERG L., 2004. "Transportation systems for CO₂- Application to carbon capture and storage". Energy Conversion and Management, 45. p. 2343–2353.

Rochedo, P.; Costa, I., et al., 2016. "Carbon capture potential and costs in Brazil". Journal of Cleaner Production, Vol 131, p. 280-295.



Isabella Vaz Leal da Costa é Pesquisadora na FGV Energia e Professora do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Foi Pesquisadora Pós-doc do Laboratório de Engenharia de Processos, Ambiente, Biotecnologia, e Energia - LEPABE, no Departamento de Engenharia Química da Universidade do Porto - FEUP, Portugal. Foi pesquisadora Pós-doc no Centro de Economia Energética e Ambiental - CENERGIA do Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ por 12 anos. É Doutora em Planejamento Energético com ênfase em Tecnologia da Energia pelo PPE/COPPE/UFRJ (2014) e Mestre em Planejamento Energético com ênfase em Planejamento Ambiental pelo PPE/ COPPE/UFRJ (2009). Engenheira Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com ênfase em Recursos Hídricos e Meio Ambiente (2006). Tem experiência na área de Engenharia Civil (Recursos Hídricos e Obras Hidráulicas), Mudanças Climáticas,

Energia e Meio Ambiente, atuando principalmente nos seguintes temas: geração de energia elétrica (hidrelétrica, térmica, solar, eólica), impactos das mudanças climáticas nos sistemas energéticos; cálculos de potencial e custos para mitigação das emissões de gases de efeito estufa provenientes dos setores energo-intensivos no Brasil e no mundo; exploração e produção de petróleo e gás natural; captura e armazenamento geológico de carbono; Eficiência energética e Pegada ecológica nos setores industriais.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.

A large yellow offshore oil platform with multiple levels, cranes, and storage tanks, situated in the ocean under a blue sky with light clouds.

Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de maio de 2018 apresentou produção diária de 2,61 MMbbl/d, superior aos 2,60 MMbbl/d produzidos em abril. O incremento na produção veio mesmo em meio à parada para manutenção do FPSO Cidade de Saquarema da Petrobras, localizado no campo de Lula da bacia de Santos (Petrobras, 2018)¹.

Adiantamos nessa edição que, em junho, outra unidade passou por manutenções, o FPSO Cidade de Paraty, que também opera no campo de Lula. O reflexo dessas paradas, combinado com a cessão de 25% da participação no campo de Roncador para a Equinor, culminou para uma queda na produção da estatal em junho (Petrobras, 2018)². O diretor de desenvolvimento da produção e tecnologias da Petrobras, Hugo Repsold, buscou acalmar os ânimos relativos aos números negativos alegando que, com

a entrada em operação das plataformas Cidade de Campos dos Goytacazes e P-74, aliadas as prováveis entradas ainda nesse ano das unidades P-69, P-67 e P-76, o horizonte produtivo da empresa é bastante positivo (Valor, 2018)³.

Na comparação anual, registrou-se queda de 1,7% em maio (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em maio, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.505 poços, sendo 722 marítimos e 6.783 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,1% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em maio foi oriunda de 84 poços e chegou a 1,46 MMbbl/d de óleo e 60 MMm³/d de gás natural, totalizando

¹ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/producao-de-petroleo-e-gas-natural-em-maio-de-2018.htm>

² http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980409

³ <https://www.valor.com.br/empresas/5669581/petrobras-diz-que-queda-na-extracao-e-pontual>





1.840 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 55,6% do total produzido no país. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 88.

Ainda se tratando do pré-sal, o presidente Michel Temer sancionou, no dia 15 de junho, a Lei de comercialização do pré-sal (13.679/18), que oficializa a comercialização da parcela da produção referente a União, a ser executada pela Pré-Sal Petróleo SA. A forma dessa comercialização, no entanto, será reformulada pelo CNPE até o fim do ano. Até lá, o modelo adotado será a comercialização direta.

A resolução também permite a realização de leilões para gás natural e refino (com regulamentação prévia da ANP) (EPBR, 2018)⁴.

Agendado para 31 de agosto desse ano, a PPSA encaminhará o segundo leilão de venda de volumes de petróleo relativos à União. Ao total, serão ofertados 3 milhões de barris advindos dos campos de Lula, Sapinhoá e Mero. A expectativa de arrecadação por parte do governo é de ao menos R\$ 1 bilhão com as vendas. Diferentemente do primeiro certame, a empresa possibilitará a venda abaixo dos valores de referência, contanto que não haja interessados (Folha, 2018)⁵.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Produção	80.831.132,1	3,8%	-1,7%		77.901.833,7	82.251.505
Consumo Interno	55.049.941,1	4,8%	6,5%		52.515.516	51.666.950
Importação	4.769.655,2	118,8%	-10,6%		2.180.265	5.337.327
Exportação	26.482.366,4	-17,3%	7,2%		32.008.156	24.709.769

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre as rodadas de licitação, a expectativa dos órgãos reguladores para a 5ª rodada de partilha, programada para 28 de setembro, é de que as áreas oferecidas (Saturno, Titã, Pau-Brasil e sudoeste de Tartaruga Verde) arrecadem algo em torno de R\$ 6,8 bilhões (Jornal do Brasil, 2018)⁶.

Com o recesso dos parlamentares, a votação para um possível leilão do excedente da cessão onerosa ficará com um prazo demasiadamente curto. Autoridades afirmam que para que o leilão aconteça ainda esse ano, na data projetada de 29 de novembro,

uma série de detalhes precisa ser finalizada. Primeiramente, o Senado precisa aprovar o texto vindo da Câmara que fornece segurança jurídica ao acordo. Depois, as negociações e a burocracia envolvida entre o período de aprovação e a realização propriamente dita do certame, que normalmente chegam a quatro meses (basta tomar como exemplo o ocorrido na 5ª rodada de partilha) precisam ser agilizados (Valor, 2018)⁷.

Segundo Décio Oddone, diretor-geral da ANP, o leilão da cessão onerosa poderá render algo em

⁴ <http://epbr.com.br/temer-libera-pps-a-para-vender-o-petroleo-da-uniao-no-pre-sal/>

⁵ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/07/apos-leilao-sem-concorrentes-governo-pode-vender-oleo-do-pre-sal-com-desagio.shtml>

⁶ <http://www.jb.com.br/economia/noticias/2018/05/11/cnpe-publica-autorizacao-para-5a-rodada-com-4-areas-e-bonus-de-r-68-bi/>

⁷ <https://www.valor.com.br/politica/5662413/governo-ja-pensa-em-leilao-de-excedente-da-cessao-onerosa-da-petrobras>

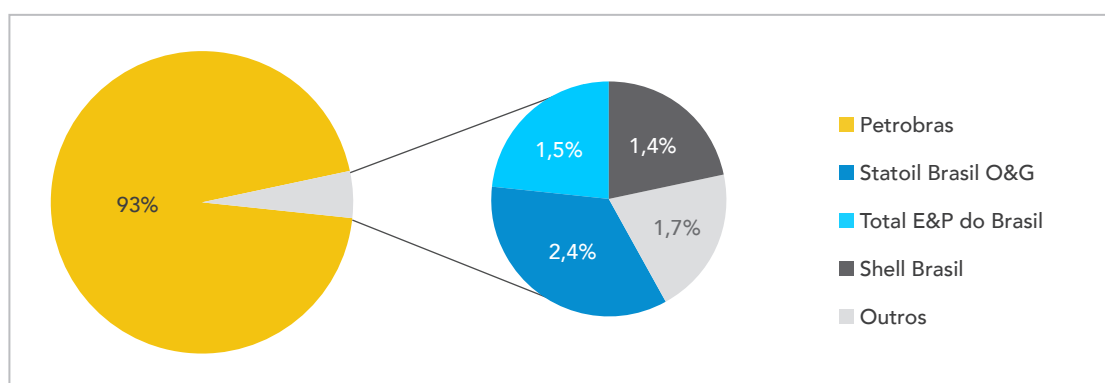
torno de R\$ 1,8 trilhão em tributos e royalties ao longo do período de concessão das áreas (que gira em torno de 30 anos). A exploração do volume, estimado entre 5 e 15 Bbbl, exigirá a instalação de mais de 15 sistemas de produção, um investimento superior a US\$ 100 bilhões (O Globo, 2018)⁸.

Ainda com relação as rodadas de licitação de blocos de exploração, o CNPE aprovou, no dia 5 de junho, um calendário para a 17^a e 18^a rodadas. Os certames, que ocorrem sob regime de concessão, estão agendados para 2020 e 2021, respectivamente. Também ficou acordado que não serão ofertados blocos em

área de exploração *onshore* nessas rodadas e na 16^a, já prevista para 2019 (Estadão, 2018)⁹.

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor (notada na tabela ainda como Statoil Brasil O&G) manteve sua parcela do mês anterior de 2,4%, enquanto a Shell teve um ligeiro aumento na produção e alcançou a quantia de 1,6%. A produção da Total se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de maio.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram forte alta no mês de maio, de 118,8%. O valor, embora assuste a princípio pois representa algo maior que o dobro do mês anterior, segue o padrão de aumento dos meses anteriores. A explicação pode estar relacionada aos reflexos da crise dos caminhoneiros (o país tem aumentado a produção interna de combustível, o que implica em diminuição das exportações de

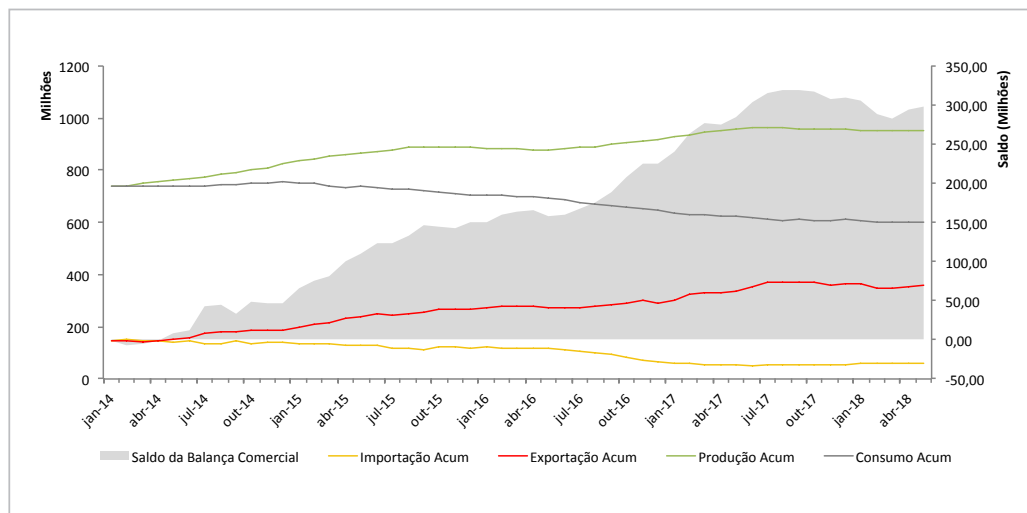
petróleo e aumento das importações) e os impactos causados por variações no câmbio e nos preços de referência internacional.

Paralelamente, houve queda nas exportações, que registraram uma diminuição de 17,3% comparado ao mês anterior. Na comparação anual, verificou-se redução nos valores relativos a taxa de importações (10,6%) e aumento na taxa de exportações (7,2%).

⁸ <https://oglobo.globo.com/economia/leilao-do-excedente-da-cessao-onerosa-pode-render-18-trilhao-em-tributos-royalties-diz-anp-22856004>

⁹ <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-agenda-17-rodada-de-petroleo-para-2020-18-fica-para-2021,70002338533>

Figura 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

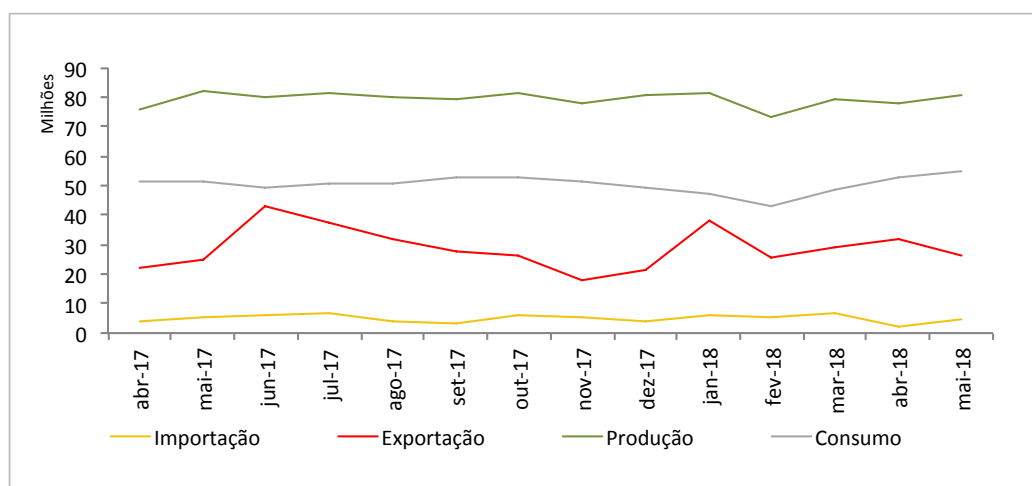


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo manteve-se constante em maio, revertendo a tendência de queda no ano. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-

se uma recuperação da mesma em maio de 2018 no acumulado de 12 meses, sinalizada por contribuições positivas no mês tanto nos valores de importação (queda) quanto dos valores de exportação (aumento) (Figura 2.3).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

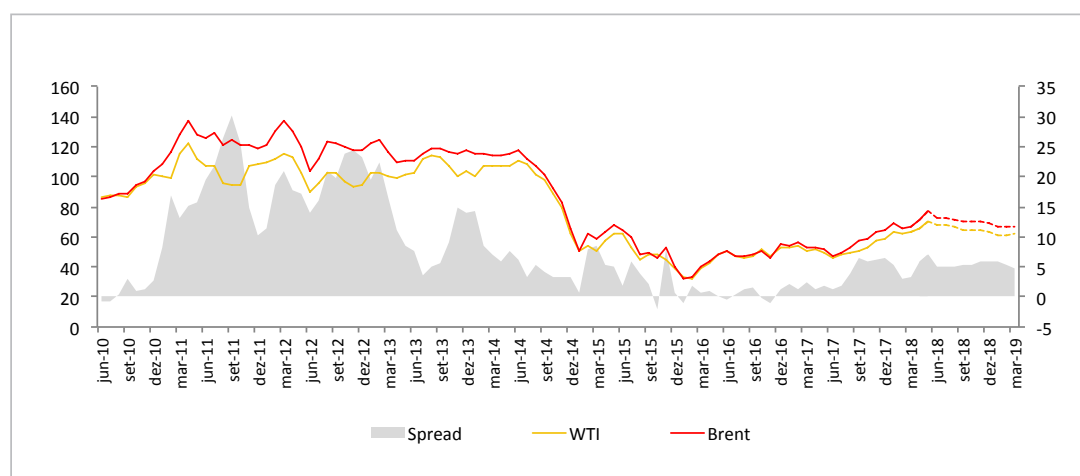
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou crescimento no mês de maio, atingindo o valor de US\$ 76,98/bbl. O WTI também seguiu tendência altista e chegou ao valor de US\$ 69,98/bbl em maio.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de maio de 2018, nesta edição adiantamos que após reunião da OPEP (ocorrida em 22 de junho) em Viena, ficou acordado que os países da organização começariam a elevar seus níveis de produção gradativamente. Entre as razões que motivaram a decisão, encontram-se: as dificuldades de mantimento do nível atual de produ-

ção de países dentro do bloco (casos da Venezuela e do Irã) e os efeitos causados pela exploração de *shale* pelos EUA (TNPetróleo, 2018)¹⁰.

Por mais que os valores acordados pelo grupo não tenham sido divulgados oficialmente até o momento, autoridades de alguns dos países participantes afirmaram que os números chegarão a algo em torno de 1 milhão de barris diários de aumento, distribuídos diferentemente entre os integrantes da organização (EPBR, 2018)¹¹. Essa decisão tem impacto direto nos preços de referência internacional e vai ao encontro dos interesses do presidente Trump, que já afirmou através de tuítes que a OPEP é responsável pelas variações e controle dos preços do barril.

Figura 2.4: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



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

Voltando à produção brasileira, em maio, os cenários da produção nos estados foi bastante diversificada. O destaque positivo ficou com São Paulo, recuperado da queda acentuada em abril, aumentou sua produção em mais de 20% em maio. Entre os potenciais motivos, os mais prováveis

são o incremento na produção de algum campo (normalmente vinculada a Sapinhoá) e o retorno a operação normal de alguma unidade em manutenção. A produção *onshore* segue em declínio no país como um todo, mesmo com leves altas em alguns estados.

¹⁰ <http://tnpetroleo.com.br/noticia/arabia-saudita-diz-que-oferta-de-petroleo-deve-ter-alta-mensuravel-apos-acordo-entre-opec-e-russia/>
¹¹ <http://epbr.com.br/reuniao-da-opec-surgem-dois-vencedores-e-dois-perdedores/>

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
AL	Onshore	68.156	-12,7%	-35,2%		78.098	105.211
	Offshore	7.280	230,7%	29,2%		2.201	5.633
AM	Onshore	667.527	6,0%	7,6%		630.005	620.580
BA	Onshore	878.052	1,4%	-10,5%		865.839	981.587
	Offshore	16.477	9,0%	-16,9%		15.114	19.838
CE	Onshore	27.306	-15,6%	-26,9%		32.370	37.361
	Offshore	139.583	4,6%	7,0%		133.443	130.474
ES	Onshore	318.311	-0,4%	3,0%		319.660	308.918
	Offshore	10.396.291	-1,9%	-15,4%		10.599.603	12.286.814
MA	Onshore	71	-	-15,0%		106	84
RJ	Offshore	56.418.071	2,3%	2,3%		55.127.760	55.151.351
RN	Onshore	1.080.530	1,2%	-19,3%		1.067.797	1.339.620
	Offshore	176.301	3,6%	21,5%		170.252	145.153
SP	Offshore	10.067.643	20,9%	-2,8%		8.329.638	10.358.637
SE	Onshore	407.017	-0,1%	-31,4%		407.562	592.979
	Offshore	162.516	32,8%	-2,8%		122.385	167.266
Total		80.831.132	3,8%	-1,7%		77.901.834	82.251.505

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em maio, a maioria dos derivados de petróleo registrou crescimento de suas produções, com exceção do QAV e do óleo combustível, cuja produção redu-

ziu 2,9% e 8,5% este mês, respectivamente (Tabela 2.3). O destaque positivo foi a produção de óleo diesel, que terminou o mês de maio com alta de 14,5% em relação ao volume produzido em abril.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Gasolina	Produção	13.197.134	4,8%	0,8%		12.597.060	13.097.970
	Consumo	19.281.541	-9,2%	-19,0%		21.225.156	23.804.498
	Importação	1.322.497	-18,0%	-25,9%		1.613.633	1.785.019
	Exportação	1.322	-99,9%	-96,9%		928.591	42.052
Diesel	Produção	24.181.878	14,5%	9,9%		21.118.777	21.999.877
	Consumo	23.734.226	-18,3%	-18,2%		29.055.053	29.025.504
	Importação	4.632.607	-36,4%	-8,3%		7.286.332	5.053.625
	Exportação	398.891	-	28,5%		0	310.456
GLP	Produção	4.032.309	5,3%	9,0%		3.830.210	3.698.643
	Consumo	6.483.245	-5,6%	-12,3%		6.869.761	7.390.996
	Importação	1.078.962	-42,3%	13,4%		1.868.989	951.185
QAV	Produção	3.478.309	-2,9%	22,5%		3.581.128	2.838.535
	Consumo	3.644.473	2,1%	8,0%		3.569.665	3.375.869
	Importação	0	-100,0%	-100,0%		2.580	318.781
	Exportação	18.920	-32,1%	-		27.858	0
Óleo Combustível	Produção	5.866.872	-8,5%	-10,9%		6.411.782	6.583.050
	Consumo	811.928	-21,7%	-40,5%		1.036.417	1.365.491
	Importação	271.880	465922,1%	-		58	26
	Exportação	1.338.748	-35,1%	-46,3%		2.062.301	2.494.175

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A Petrobras segue aumentando o nível de utilização de suas refinarias (chegando a 85% entre abril e maio), reduzindo expressivamente as exportações de petróleo bruto do país. A medida é motivada, segundo a empresa, por um aumento da demanda

de seus combustíveis. No entanto, sabe-se que fatores como a crise econômica que o país passou (que reduziu expressivamente a demanda por combustíveis), a crise dos caminhoneiros e as oscilações do preço internacional dos combustíveis (TNPetróleo,

¹² <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/petrobras-eleva-refino-novamente-em-junho-e-exportacao-de-petroleo-cai/>

2018)¹². Em maio de 2018, confirmando a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente inferiores aos de referência internacional.

No caso do diesel, seu preço doméstico tornou-se inferior ao internacional, apesar da inflexão observada no mês anterior para ele. A política de subsídio do governo federal para o energético dificultou a atuação de companhias estrangeiras

no país, que tem imensa dificuldade em oferecer um preço competitivo e compensatório para elas. A Petrobras, por outro lado, aproveita a situação para aumentar sua produção de diesel e oferta-lo ao mercado interno. Ainda a respeito da medida de subsídio do governo ao Diesel, o Ministério da Justiça passou a exigir das distribuidoras a apresentação da nota fiscal de venda indicando o desconto dado, para evitar possíveis discussões e conflitos (Petronotícias, 2018)¹³.

Figura 2.5: Preço Real dos combustíveis 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

Adiantamos ainda nessa edição que a Petrobras e a CNPC da China assinaram uma carta de intenções para definir os rumos da parceria existentes entre as empresas. Os projetos envolvem a conclusão da refinaria do Comperj e a participação da

companhia chinesa no cluster de recuperação da área de Marlim. Essa é apenas mais uma etapa do processo de consolidação da parceria entre as empresas (Petrobras, 2018).

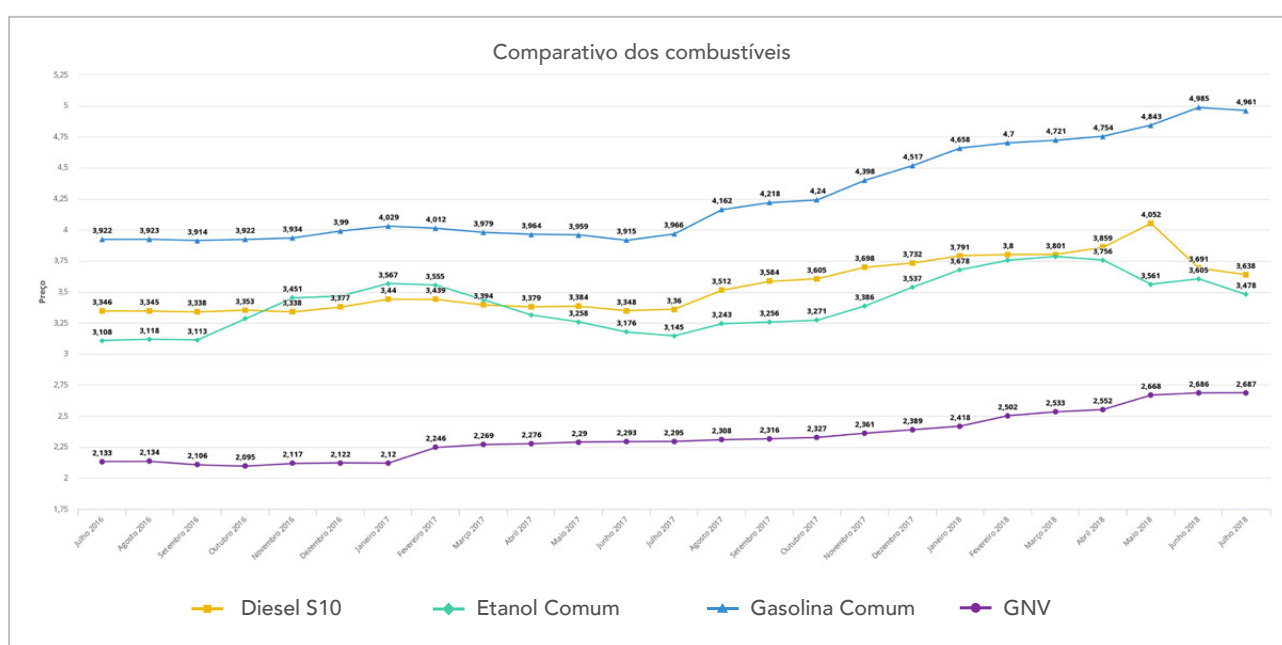
¹³ <https://petronoticias.com.br/archives/113821>

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados

conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV praticados por postos de gasolina no Brasil. Os dados são da plataforma FuelLog.¹⁴

Figura 2.6: Histórico de preços da gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV no Brasil (R\$)



Fonte: FuelLog, 2018

Pode-se observar que, para o consumidor final, há um aumento quase constante, a partir de julho de 2017, embora a Petrobras alterne entre aumentos e reduções, os preços em seus reajustes. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 20% (vide o Editorial dessa edição). Diante desse cenário e, em face a todo o movimento causado pela greve dos caminhoneiros em maio de 2018, o presidente da Petrobras, Ivan Monteiro, sugeriu a adoção

de um mecanismo de taxaço suavizante que controle as flutuações nos preços dos combustíveis. A taxa cobrada seria maior quando da alta de preços e menor no outro cenário. Dessa forma, o mercado sentiria de forma menos intensa as variações. Modelos análogos a esse já foram implementados fora do país; como no Chile, onde existe um fundo de estabilização que cobre as deficiências causadas pelas baixas ou altas nos preços de uma dada commodity (Valor, 2018).

¹⁴ A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: www.fuellog.com.br

Gás Natural

Por Larissa Resende*

A) DADOS GERAIS¹⁵




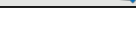
Após cinco quedas consecutivas, a produção de gás natural nacional apresentou aumento de 1,7% no mês de abril, sendo produzido um total de 108,8 MMm³/dia frente aos 107,0 MMm³/dia produzidos na média do mês de março. Apresentando crescimento ainda maior, a oferta de gás nacional passou de 52,1 MMm³/dia no mês anterior para 54,3 MMm³/dia.

Em relação ao consumo de gás natural, este continua em queda, que dessa vez foi de 3,0% em

relação a março, sendo consumido um total de 71,3 MMm³/dia. O consumo do energético apresentou o menor registro dos últimos doze meses.

Também apresentou queda o volume de gás natural importado, em um percentual de 19,2%. Enquanto que em março a importação registrou o volume de 27,5 MMm³/dia, no mês de abril este foi de 22,2 MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
Produção Nacional	108,8	1,7%	6,0%		107,0	102,6
Oferta de gás nacional	54,3	4,3%	-2,3%		52,1	55,6
Importação	22,2	-19,2%	-33,3%		27,5	33,3
Consumo	71,3	-3,0%	-16,3%		73,5	85,2

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹⁵ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no Brasil apresentou aumento no mês de abril, passando de 107,0 MMm³ para 108,8 MMm³/dia, impactada pela entrada em operação da P-74 no campo de Búzios, primeira FPSO de uma série de sete plataformas programadas para entrar em operação no país em 2018. Do total produzido, a parcela de gás que ficou indisponível ao mercado sofreu queda de

0,8%, resultante, sobretudo, da queda de 2,3% no volume de gás reinjetado e de 0,2% no consumo interno. Por outro lado, a absorção em UPGN's e o volume de gás queimado apresentaram aumento de 5,7% e 3,0%, respectivamente. Consequentemente, a oferta nacional passou de 52,1 MMm³/dia para 54,3 MMm³/dia. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

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

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
Prod. Nacional Bruta	108,8	1,7%	6,0%		107,0	102,6
Reinjeção	32,7	-2,3%	27,1%		33,4	25,7
Queima	3,4	3,0%	-3,7%		3,3	3,6
Consumo interno em E&P	13,5	-0,2%	3,0%		13,6	13,1
Absorção em UPGN's	4,8	5,7%	4,1%		4,5	4,6
Subtotal	54,4	-0,8%	15,8%		54,9	47,0
Oferta de gás nacional	54,3	4,3%	-2,3%		52,1	55,6
Ofert nacional/Prod. Bruta	50,0%	2,6%	-7,8%		48,7%	54,2%

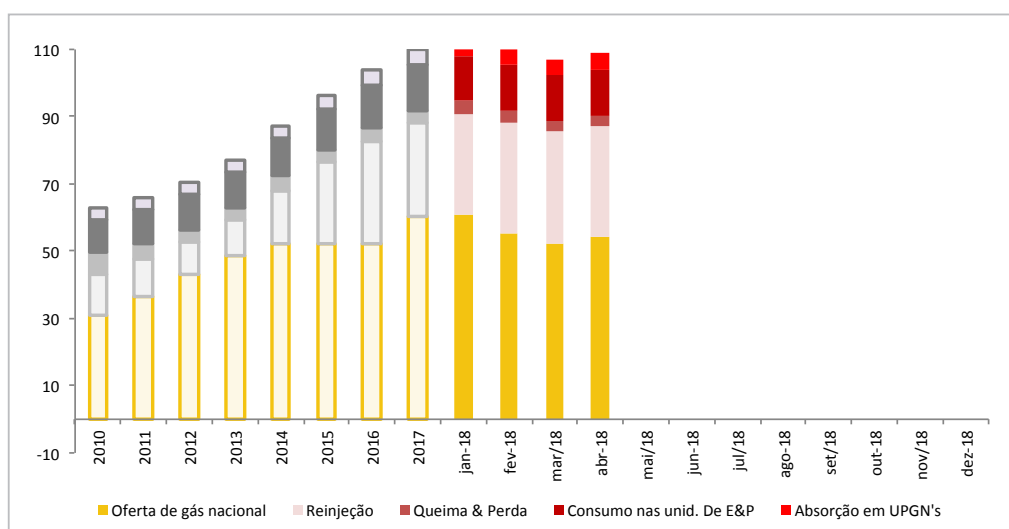
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao se analisar o Gráfico 3.1, é possível observar recuperação no volume de gás nacional ofertado em abril em relação ao mês de março, embora ainda se encontre em volume inferior ao ofertado nos meses antecedentes.

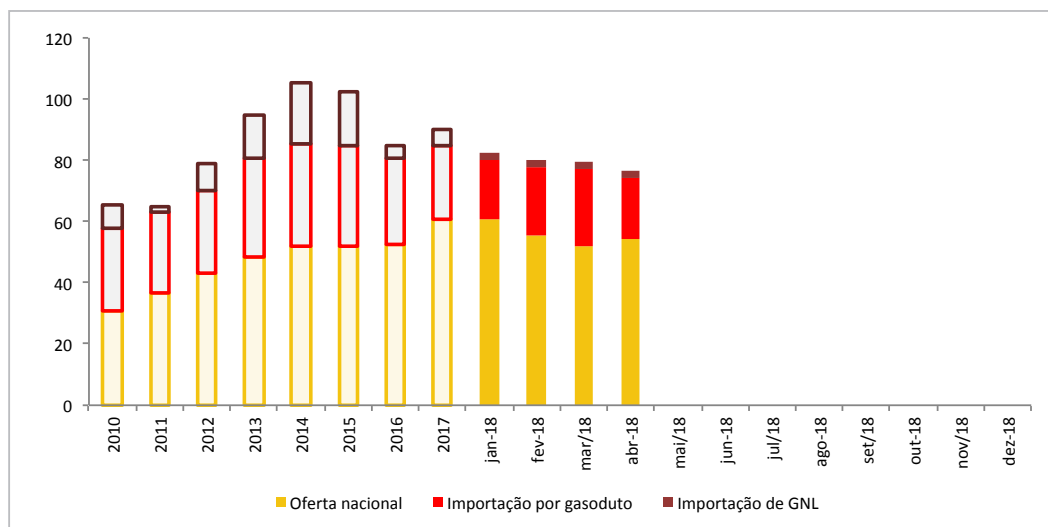
Analisando o Gráfico 3.2, em virtude do aumento da oferta nacional, aliada a redução da demanda total, é possível observar forte queda no volume importado, sobretudo via gasoduto.

Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado em abril, este apresentou queda de 20,2% na importação via gasoduto e de 8,2% via GNL, resultando em um volume total importado de 22,2 MMm³/

dia, 19,2% abaixo do importado no mês de março. Como é possível observar na Tabela 3.3, o volume de GNL regaseificado apresentou o menor nível dos últimos doze meses.

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

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
Gasoduto	20,0	-20,2%	-33,8%		25,1	30,2
GNL	2,2	-8,2%	-28,8%		2,4	3,1
Total	22,2	-19,2%	-33,3%		27,5	33,3

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Mesmo com a antecipação do fim de um dos três contratos existentes de compra de GNL por parte Petrobras, devido à queda da demanda termelétrica, e com anúncio de venda de seus terminais de regaseificação da Baía de Guanabara e Pecem, não devemos esperar que o crescimento da oferta de GNL não seja necessário¹⁶. Devido ao aumento da complexidade do sistema elétrico e da tendência de geração térmica a gás cada vez maior, somada

a própria incerteza em relação a oferta da Bolívia, o planejamento indicativo da EPE, publicado no PDE 2026¹⁷, tem apontado para a necessidade do desenvolvimento de seis novos terminais de GNL.

Ainda que seja realidade o grande potencial de gás do pré-sal, o GNL continua sendo muito importante pois, além de garantir a flexibilidade ao atendimento da demanda, que possui dentre








¹⁶ Ver "Informe: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros" disponibilizado pela EPE a partir do link <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-298/INFORME%20Portos%20GNL%202017-2018.pdf>
¹⁷ <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026.pdf/474c63d5-a6ae-451c-8155-ce2938fbf896>

suas características a presença de intermitência e sazonalidade, será uma importante fonte de balanceamento do sistema de transporte, sobretudo com a introdução do modelo de entrada e saída, fruto das discussões do programa governamental “Gás para Crescer”. Se até o momento a Petrobras fazia esse balanceamento internamente, com a entrada de mais agentes na malha de transporte, que já é uma realidade, o papel do GNL na garantia de balanceamento da malha por parte do transportador já começa a abrir uma série de novos papéis que o GNL poderá vir atuar em um futuro próximo.

C) CONSUMO

Apresentando o menor patamar dos últimos doze meses, o consumo de gás natural apresentou queda de 3,0% em relação ao mês anterior, sendo consumido nacionalmente um montante de 71,3 MMm³/dia, sobretudo em decorrência do menor despacho termelétrico a gás. Como é possível observar na Tabela 3.4, se por um lado a demanda no segmento industrial apresentou aumento de 2,1% e no segmento comercial apresentou estabilidade, o consumo para geração elétrica e aquele nos segmentos de cogeração, automotivo e residencial apresentaram queda de 11,4%, 9,9%, 1,7% e 0,9%, respectivamente.

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

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
Industrial	39,7	2,1%	-5,0%		38,9	41,8
Automotivo	5,9	-1,7%	12,7%		6,0	5,2
Residencial	1,1	-0,9%	-8,5%		1,1	1,2
Comercial	0,8	0,0%	3,9%		0,8	0,8
GEE	20,7	-11,4%	-37,5%		23,4	33,1
Cogeração	2,6	-9,9%	0,4%		2,8	2,6
Total	71,3	-3,0%	-16,3%		73,5	85,2

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Destacando a importância do gás natural no segmento industrial, além da redução de poluentes, devido às baixas emissões se comparado aos demais combustíveis fósseis, dentre as vantagens do gás natural na indústria é possível destacar o aumento da vida útil dos equipamentos, a economia de espaço pelo fato de ser desnecessário a estocagem de combustível, além deste possui maior rendimento térmico que as demais alternativas utilizadas.

D) PREÇOS

Em relação ao preço do gás natural no mercado internacional, exceto pelo preço do gás no NBP, que apresentou estabilidade, foi observada alta

em todos os preços analisados. O Henry Hub registrou forte aumento de 39,3% no mês de abril, fechando em 3,8 US\$/MMBTU, frente ao preço de 2,7 US\$/MMBTU registrado no mês anterior. De acordo com análise da U.S. Energy Information Administration (EIA), o mês de abril de 2018 foi o mais frio dos últimos 21 anos, que desencadeou em elevação do nível de consumo do energético, contribuindo para retiradas atípicas do estoque de gás natural¹⁸. Já o preço na Europa e no Japão, onde este preço apresentou seu maior patamar dos últimos doze meses, o aumento foi de 11,1% e 2,4%, respectivamente, como é possível observar na Tabela 3.5.

¹⁸ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/natgas.php>

Em relação ao GNL no mês de abril, enquanto o preço do energético entregue no Japão foi de 9,1 US\$/MMBTU, 2,5% acima do preço do mês de março, este foi de 8,9 US\$/MMBTU no Brasil, alta de 10,6% se comparado ao mês anterior, apresentando o maior preço dos últimos doze meses.

Alta também foi observada no preço do gás importado via gasoduto no Brasil, atingindo seu maior valor dos últimos doze meses, sendo comercializado a 6,7 US\$/MMBTU, valor 4,4% acima desse preço no mês anterior.

Já o preço do gás natural comercializado nacionalmente, este apresentou queda em todas as catego-

rias analisadas. Em relação ao gás natural entregue da Petrobras para as distribuidoras, este foi entregue no citygate com queda de 4,0% em relação ao mês de março, a 7,5 US\$/MMBTU, e no Programa Prioritário Termelétrica com baixa de 0,9%, a 4,2 US\$/MMBTU.

Já o gás entregue das distribuidoras ao consumidor final, este chegou a um preço de 14,1 US\$/MMBTU nos postos (gás natural veicular), queda de 3,5% em relação ao preço médio de março, seu menor patamar dos últimos doze meses. Para o consumidor industrial nas faixas de consumo até 2.000m³/dia, 20.000m³/dia e 50.000m³/dia, o gás chegou a 16,5 US\$/MMBTU, 14,5 US\$/MMBTU e 13,9 US\$/MMBTU respectivamente.

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

		abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
	Henry Hub	3,8	39,3%	19,0%		2,7	3,2
	Europa	7,8	11,1%	46,8%		7,0	5,3
	Japão	9,4	2,4%	12,8%		9,2	8,3
	NBP**	6,8	0,0%	34,0%		6,8	5,1
	GNL no Japão	9,1	2,5%	57,1%		8,9	5,8
	GNL no Brasil ***	8,9	10,6%	86,3%		8,0	4,8
	Gás Importado no Brasil ****	6,7	4,4%	15,9%		6,5	5,8
	PPT *****	4,2	-0,9%	-2,7%		4,3	4,3
	No City Gate	7,5	-4,0%	4,4%		7,8	7,2
Preços das distribuidoras ao consumidor final (ref. Brasil)	GNV	14,1	-3,5%	-29,4%		14,6	20,0
	Indústria - 2.000 m³/dia *****	16,5	-3,8%	10,1%		17,2	15,0
	Indústria - 20.000 m³/dia *****	14,5	-3,8%	11,2%		15,1	13,1
	Indústria - 50.000 m³/dia *****	13,9	-3,8%	10,3%		14,5	12,6

* Tendências nos últimos 12 meses

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

** National Balancing Point (UK) *** Preço FOB **** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

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

E) PRÉVIA – MAIO 2018¹⁹

A produção de gás natural nacional apresentou aumento de 2,9% no mês de maio, sendo produzido um total de 111,9 MMm³/dia, frente aos 108,8 MMm³/dia produzidos na média do mês de abril. A produção do pré-sal foi responsável por 60 MMm³/dia, aumento de 3,1% na produção.

Apesar do aumento da produção nacional, foi disponibilizado ao mercado 53,4 MMm³/dia, frente aos 54,3 MMm³/dia colocados no mercado no mês de abril, tendo o volume total de gás reinjetado sofrido aumento de 10,7%. Nesse ponto, destaca-se que durante a greve do setor de transporte rodoviário a Petrobras adotou medidas operacionais que possibilitaram minimizar os impactos sobre a produção de petróleo e gás natural, bem como sobre o armazenamento de líquidos nas UPGNs.

Em relação a origem da produção, os campos marítimos foram responsáveis por 83,1% de todo o gás produzido, a partir dos seus 722 poços, enquanto que os 6.783 poços terrestres foram responsáveis pelo restante.

Em virtude do incremento da demanda total, que passou de 71,9 MMm³/dia no mês de abril para 75,6 MMm³/dia no mês de maio, somada a redução da oferta nacional, fez com que o volume de gás importado sofresse aumento, passando de 22,2 MMm³/dia para 26,0 MMm³/dia.

F) FUTURO

O gás natural, por ser o combustível fóssil mais limpo de todos e o de maior crescimento na cadeia

petrolífera, tem se tornado o escolhido das demandas atuais de energia, sendo considerado por muitos como o “combustível de transição para as fontes limpas e renováveis”. Assim, o gás natural tem substituído energéticos tradicionais, como a lenha, a eletricidade, o gás liquefeito de petróleo (GLP), o óleo diesel e o óleo combustível.

Apesar de todas as vantagens desse energético, no passado recente do Brasil, onde o gás natural era considerado um produto secundário na produção do petróleo, grande parte do gás produzida era reinjetada nos poços, para aumentar a recuperação residual do óleo, onde o desenvolvimento de infraestruturas de distribuição de gás também não foi priorizado. A partir da Constituição de 1988, quando os estados da federação passaram a ter a responsabilidade de distribuição do gás natural, iniciaram os investimentos em infraestrutura para atender também aos comércios e as residências, colocando o gás natural como uma importante alternativa energética para estes setores. Onde se iniciaram os investimentos em redes de distribuição do energético nas cidades, iniciando o chamado ciclo da interiorização, que proporciona desenvolvimento econômico e melhoria da qualidade de vida da população.

A importância do acesso ao gás se dá por diversos pontos, de início pela sua versatilidade. A exceção do querosene para aviões a jato, ele é capaz de substituir todos os outros derivados de petróleo. Além da sua queima não deixar resíduos e cinzas, que facilitam o seu emprego, a substituição pelo gás natural traz importantes benefícios ecológicos, econômicos e de segurança.

¹⁹ Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, disponível no link <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural> e no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

Embora a rede de distribuição de gás natural canalizado tenha aumentado consideravelmente após entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e do Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene), ela ainda é mínima se comparada com a malha de outros países.

Enquanto o Brasil possui apenas 9,4 mil quilômetros de extensão total da malha dutoviária de gás natural, os Estados Unidos, que têm a maior malha

do mundo, possui mais de 490 mil quilômetros de extensão de dutos, e a Argentina tem mais de 15 mil quilômetros.

O potencial de expansão do gás canalizado no país ainda é muito grande. Atualmente, das 5.570 cidades brasileiras, apenas cerca de 470 possui gás canalizado. Se tratando do número de residências, apenas cerca de 3 milhões são atendidas em um total de 68 milhões de domicílios brasileiros²⁰.

²⁰ <https://medium.com/politicas-publicas/a-pol%C3%ADtica-de-g%C3%A1s-no-brasil-trajet%C3%B3ria-recente-e-desafios-atuais-f97acd9ee518>



Biocombustíveis

*Por Tamar Roitman**

A) PRODUÇÃO

O desabastecimento de diesel provocado pela greve dos caminhoneiros, em maio de 2018, teve impacto nas atividades do setor sucroalcooleiro, uma vez que o combustível é utilizado no maquinário agrícola. De acordo com a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), deixaram de ser processados 13 milhões de toneladas de cana, na segunda quinzena de maio, devido à suspensão das operações pela falta de diesel e outros insumos. Além disso, as distribuidoras não conseguiram retirar o biocombustível nas usinas e destilarias e as unidades deixaram de entregar 300 milhões de litros de etanol hidratado e 150 milhões de litros de etanol anidro.

No mês de maio/18, foram produzidos 1.147,4 milhões de litros de etanol anidro e 2.664,9 de etanol hidratado, superando a produção do mês anterior (abril/18) em 86,8% e 26,7%, respectivamente, como resultado do início da nova safra (o

ciclo 2018/19 começou em abril/18). Na comparação com o ano passado, houve redução da produção de etanol anidro. Segundo a UNICA, o fato decorre, em grande medida, das importações do produto em abril, dos estoques mais elevados nas distribuições e do menor crescimento da demanda por combustíveis leves no último mês.

Os altos volumes do mês de maio/18, superando a produção do mesmo mês do ano passado (maio/17), decorrem da maior destinação da cana para a produção de biocombustível, tendência que deverá se manter durante toda a safra, conforme já apontado por entidades como a UNICA e Conab (Companhia Nacional de Abastecimento). No acumulado de janeiro a maio de 2018, a produção de etanol anidro ficou 7,8% abaixo do mesmo período de 2017, enquanto o volume de etanol hidratado teve alta de 61,5%.

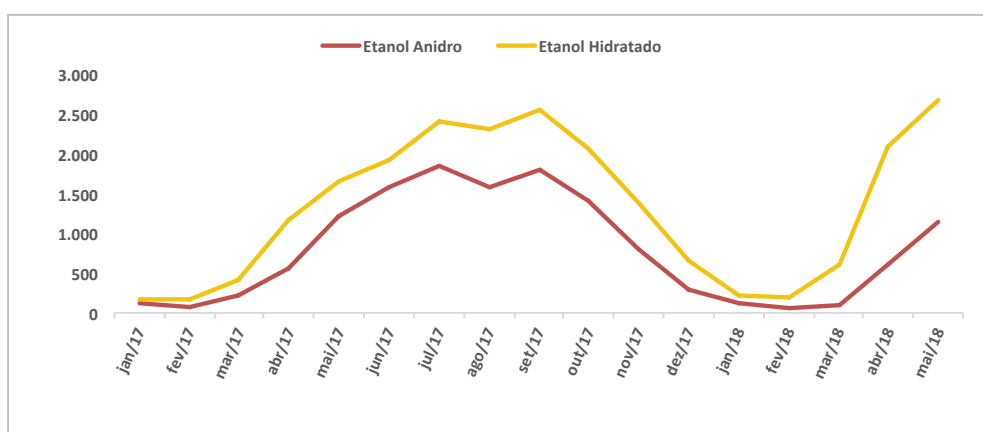
Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	mai-18	acum-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	acum-18/acum-17	Tendências*	abr-18	mai-17	acum-17
Etanol Anidro	1.147,4	2.032,1	86,8%	-6,2%	-7,8%		614,3	1.223,5	2.204,2
Etanol Hidratado	2.664,9	5.781,7	26,7%	61,9%	61,5%		2.102,9	1.646,0	3.579,9
Total Etanol	3.812,3	7.813,8	40,3%	32,9%	35,1%		2.717,2	2.869,5	5.784,0
Biodiesel	384,2	1.958,9	-13,9%	4,0%	25,2%		446,2	369,3	1.565,2

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

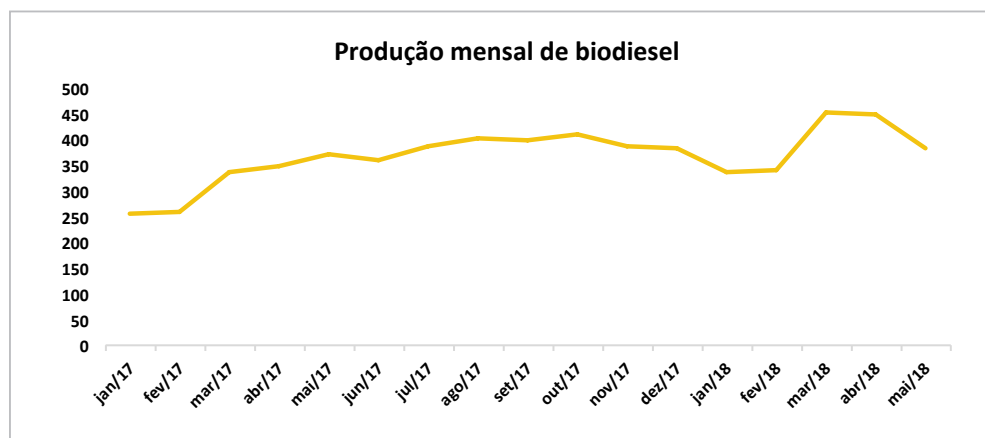
A greve dos caminhoneiros também afetou a produção de biodiesel, por falta de insumos e pela dificuldade em escoar o produto, deixando as usinas com os estoques cheios e obrigando-as a parar a produção. Durante a greve, a ANP flexibilizou a obrigatoriedade da adição de biocombustíveis aos combustíveis fósseis, permitindo o comércio de diesel sem os 10% de biodiesel e, também, de gasolina com 18% de etanol anidro (desde março de 2015, o teor obrigatório é de 27%).

Em maio/18, foram produzidos 384,2 milhões de litros de biodiesel, volume 13,9% inferior ao mês passado (abril/18), devido à greve. Na comparação com o ano passado, a produção do mês foi 4% superior à de maio/17 e, no acumulado dos cinco primeiros meses, a produção de 2018 supe-

rou em 25,2% a de 2017. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

As expectativas para o setor de biodiesel no ano de 2018 são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura do biocombustível no óleo diesel, e da tendência de aumento da demanda pelo combustível, com a expectativa de retomada da economia. De acordo com a Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais), a produção de biodiesel deve alcançar um volume próximo a 5,5 bilhões de litros em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

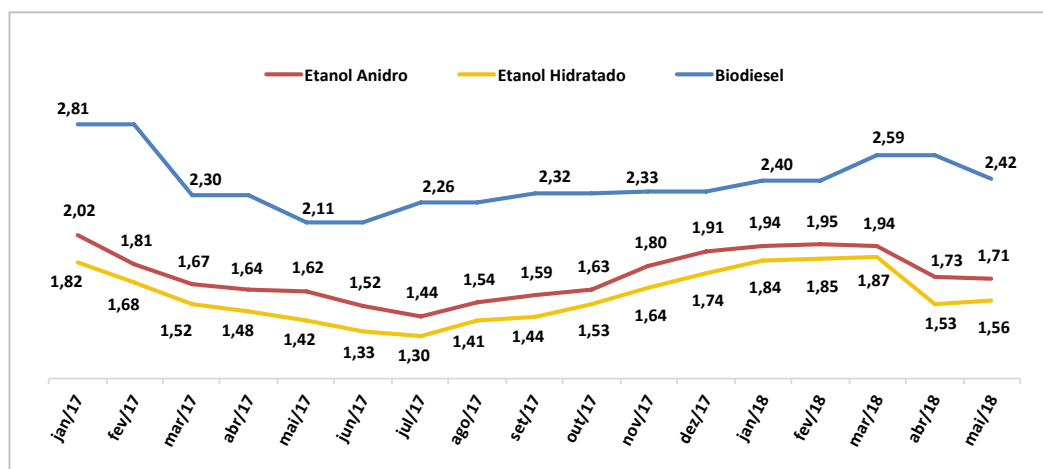
B) PREÇOS

Com o aumento da oferta de etanol, em função do início da nova safra e da maior destinação da cana para a produção do biocombustível, os preços do anidro e do hidratado registraram quedas significativas em abril, mas o mesmo não ocorreu em maio. A instabilidade causada pela greve dos caminhoneiros implicou no aumento de preços de todos os combustíveis na segunda metade do mês, incluindo o etanol. Em maio/18, o litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,71, com uma ligeira queda de 1,2% em relação ao mês anterior (R\$ 1,73). No caso do etanol hidratado, o aumento da demanda fez com que o preço aumentasse em 1,9%, passando de R\$ 1,53, em abril/18, a R\$ 1,56 em maio/18.

Mesmo com o aumento nos preços dos combustíveis, a relação de preços foi favorável para o biocombustível. Na média nacional, o preço do etanol hidratado correspondeu a 64% do valor de comercialização da gasolina, de acordo com dados da ANP.

O preço do biodiesel registrou queda de 6,4% no 60º Leilão da ANP. O biocombustível foi negociado para os meses de maio e junho ao preço médio de R\$ 2,42 o litro. Os Leilões de Biodiesel da ANP visam garantir o abastecimento no mercado nacional por um período de dois meses.

Gráfico 4.3 – Preços de etanol e biodiesel em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP
(biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, valores médios com base nos preços semanais)

C) CONSUMO

O desabastecimento de combustíveis provocado pela paralisação dos caminhoneiros levou à redução do consumo no mês de maio.

As vendas de etanol anidro somaram 827,7 milhões de litros em maio/18, volume 9,2% inferior ao mês anterior (abril/18). Na comparação com o mesmo mês do ano passado (maio/17), a queda de consumo foi de 19,0%, e, no acumulado dos cinco primeiros meses do ano, o consumo de 2018 está 11,1% abaixo de 2017. As vendas de etanol hidratado, em maio/18, 1.313,2 milhões de litros, representaram um aumento de 2,1% em relação a abril/18, e de 26,0% em relação ao mesmo mês do ano passado (maio/17). No acumulado do ano, as vendas do hidratado aumentaram 37,6% entre 2017 e 2018. Desde o segundo semestre do ano passado, os

aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, vêm contribuindo para o aumento da competitividade do biocombustível em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo etanol hidratado.

O biodiesel, adicionado em 10% ao óleo diesel desde março de 2018, teve as suas vendas fortemente impactadas pela greve. O consumo de 301,9 milhões de litros em maio/18 foi 18,3% inferior ao mês de abril/18. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (maio/17), a demanda pelo biocombustível registrou queda de 18,2%. No acumulado do ano, o consumo de 2018 está 4,2% acima do mesmo período de 2017. Apesar da queda de consumo em maio, a demanda pelo biocombustível será maior do que a de 2017, quando o teor de adição de biodiesel no diesel fóssil esteve em 8%.

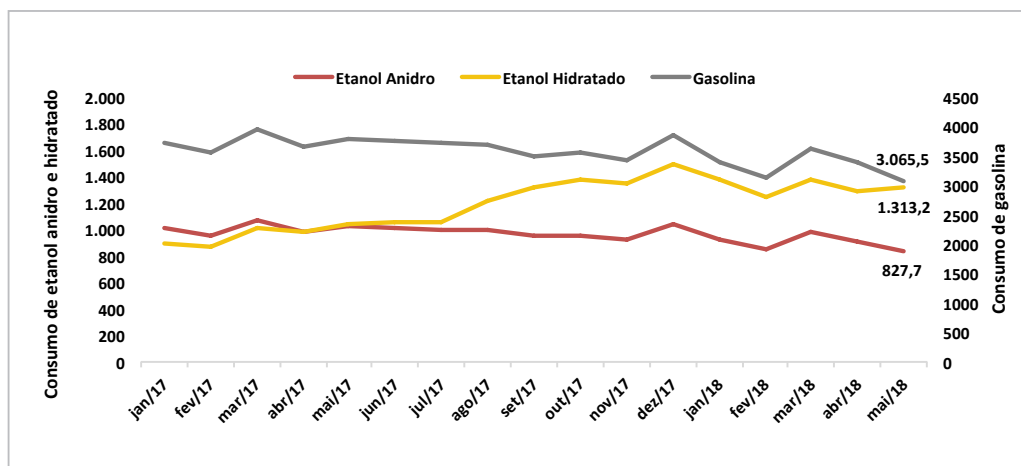
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	mai-18	acum-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	acum-18/acum-17	Tendências*	abr-18	mai-17	acum-17
Etanol Anidro	827,7	4.478,8	-9,2%	-19,0%	-11,1%		911,1	1.021,6	5.035,4
Etanol Hidratado	1.313,2	6.592,9	2,1%	26,0%	37,6%		1.286,7	1.041,9	4.791,8
Total Etanol	2.140,9	11.071,7	-2,6%	3,8%	12,7%		2.197,8	2.063,4	9.827,2
Biodiesel	301,9	1.718,1	-18,3%	-18,2%	4,2%		369,6	369,2	1.648,6

* Tendências nos últimos 12 meses

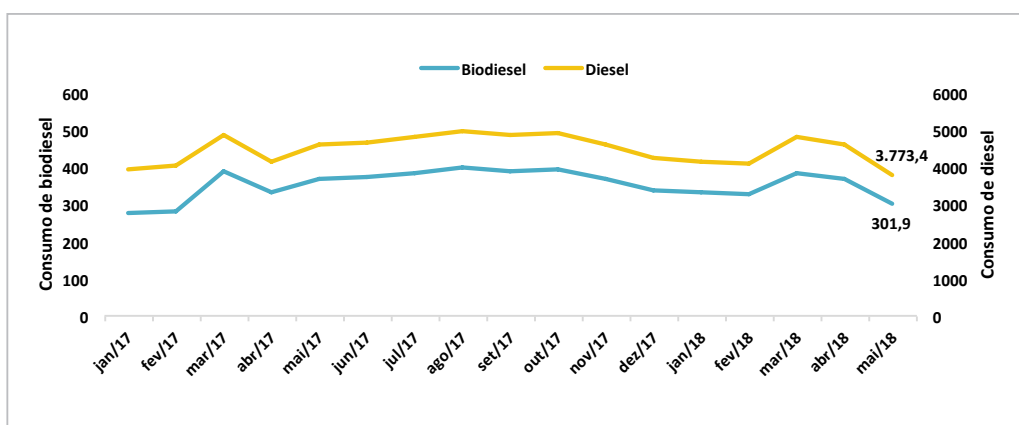
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.4 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.5 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O aumento da oferta de etanol nacional e a desvalorização do real em relação ao dólar contribuíram para a redução dos volumes importados em maio/18, em comparação aos altos volumes que vinham sendo importados desde o início do ano. Além destes, a queda expressiva das importações é reflexo, principalmente, do fato de o volume importado nos meses de março e abril terem excedido a cota estipulada para o trimestre, de acordo com a ANP. Em agosto de 2017, a Câmara de Comércio

Exterior (Camex) decidiu tarifar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano, o que corresponde a 150 milhões de litros por trimestre.

O Brasil importou 103,3 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro) em maio, volume 73,7% inferior ao mês de abril/18 e 58,3% abaixo das importações do mesmo mês do ano passado (maio/17). No acumulado de 2018, a internalização de biocombustível estrangeiro ainda está 6,3% acima do mesmo período de 2017.

Já as exportações do biocombustível estão aumentando gradativamente desde fevereiro. Em maio/18, foram exportados 91,6 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 22,3% superior ao mês passado (abril/18) e 9% acima do exportado no mesmo mês do ano passado (maio/17). Somando os cinco primeiros meses do ano, as vendas para o exterior apresentaram queda de 3,8% entre 2017 e 2018.

Em termos monetários, o descompasso entre a importação e a exportação representou um déficit de US\$ 232 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível no acumulado de janeiro a maio de 2018. O mês de maio/18 foi o primeiro do ano a

registrar superávit, com as receitas das exportações superando em US\$ 8,2 MM (US\$ FOB) os dispêndios com importação. A desvalorização do real contribuiu para favorecer as exportações.

As importações podem ultrapassar as exportações em 400 milhões de litros no ano-safra atual de 2018/19, contra 290 milhões de litros na temporada anterior, afirma a Bioagência. A empresa prevê importações estáveis, com um volume recorde de 1,7 bilhão de litros. Mas as exportações cairão 20 por cento porque o biocombustível brasileiro está se tornando caro demais para o mercado mundial em comparação com o etanol americano, que é baseado no milho (Novacana, 2018).

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	mai-18	acum-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	acum-18/acum-17	Tendências*	abr-18	mai-17	acum-17
Importação	103,3	1.149,1	-73,7%	-58,3%	6,3%		392,4	248,0	1.080,9
Exportação	91,6	416,5	22,3%	9,0%	-3,8%		74,9	84,0	432,8

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.6 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e
Isabella Costa*

A) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	mai-18		mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17	
SE/CO	30.734,00	78,36%	-36,27%	-20,78%		48.223,00	89,61%	38.796,00
S	3.123,00	36,12%	-48,80%	-78,48%		6.100,00	91,36%	14.509,00
NE	2.582,00	36,03%	-54,77%	62,08%		5.708,00	48,27%	1.593,00
N	16.645,00	83,45%	-40,81%	135,73%		28.122,00	107,36%	7.061,00
SIN	53.084,00	-	-39,78%	-14,32%		88.153,00	-	61.959,00

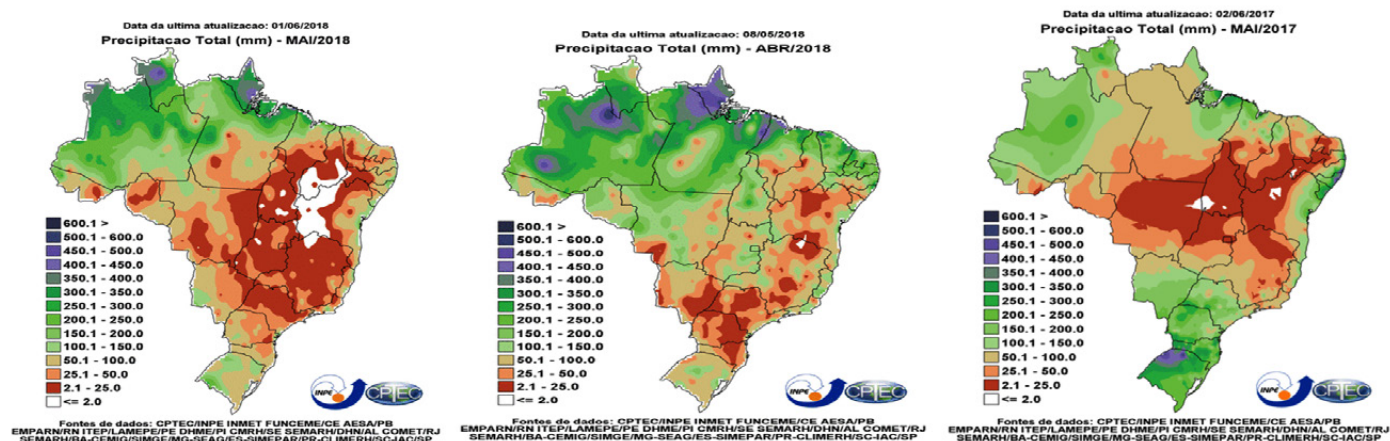
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na Figura 5.1, pode-se perceber o efeito da proximidade do período seco. É possível notar uma grande área com índices pluviométricos baixos. Consequentemente, a redução do volume de chuvas acabou impactando as Energias Naturais Afluentes. Entre os meses de abril e maio de 2018, a disponibilidade hídrica reduziu em 39,78%, conforme Tabela 5.1. Em todos os subsistemas,

houve redução da disponibilidade hídrica. Além disso, vale a pena destacar que a situação em maio de 2018 não foi confortável, como indica a relação entre ENA e MLT²¹. Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica. Nos subsistemas S e NE, esses valores estavam em torno de 36%. Tendo em vista o SE/CO e N, esses valores foram 78,36% e 83,45%.

²¹ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para mai/18, abr/18 e mai/17.

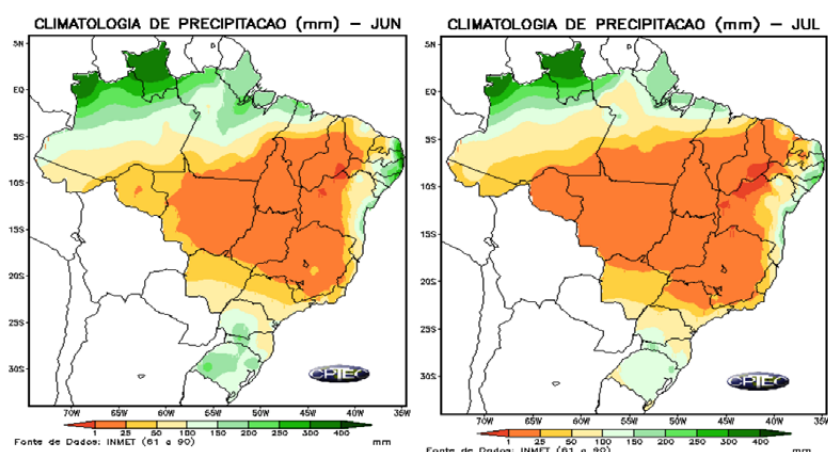


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, pode-se afirmar que disponibilidade hídrica no mês de maio de 2018 foi menor do que maio de 2017. Houve uma redução total de 14,32%. Mesmo com uma variação positiva nos subsistemas NE (+62,08%) e N(+135,73%), a redução nos subsistema S (-78,48%) e SE/CO

(-20,78%) causaram um efeito geral negativo. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de junho e julho, onde é possível observar um aumento das áreas com baixa precipitação. Dessa forma, a expectativa para os próximos meses é que a disponibilidade hídrica diminua.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para junho e julho



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed) *

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17
SE/CO	37.314,27	-5,67%	1,13%		39.555,79	36.896,21
S	10.745,43	-9,37%	0,38%		11.856,29	10.704,97
NE	10.485,82	-1,54%	-0,80%		10.649,34	10.570,41
N	5.279,25	-2,50%	-7,65%		5.414,88	5.716,35
SIN	63.824,77	-5,41%	-0,10%		67.476,30	63.887,94

* Tendências nos últimos 12 meses

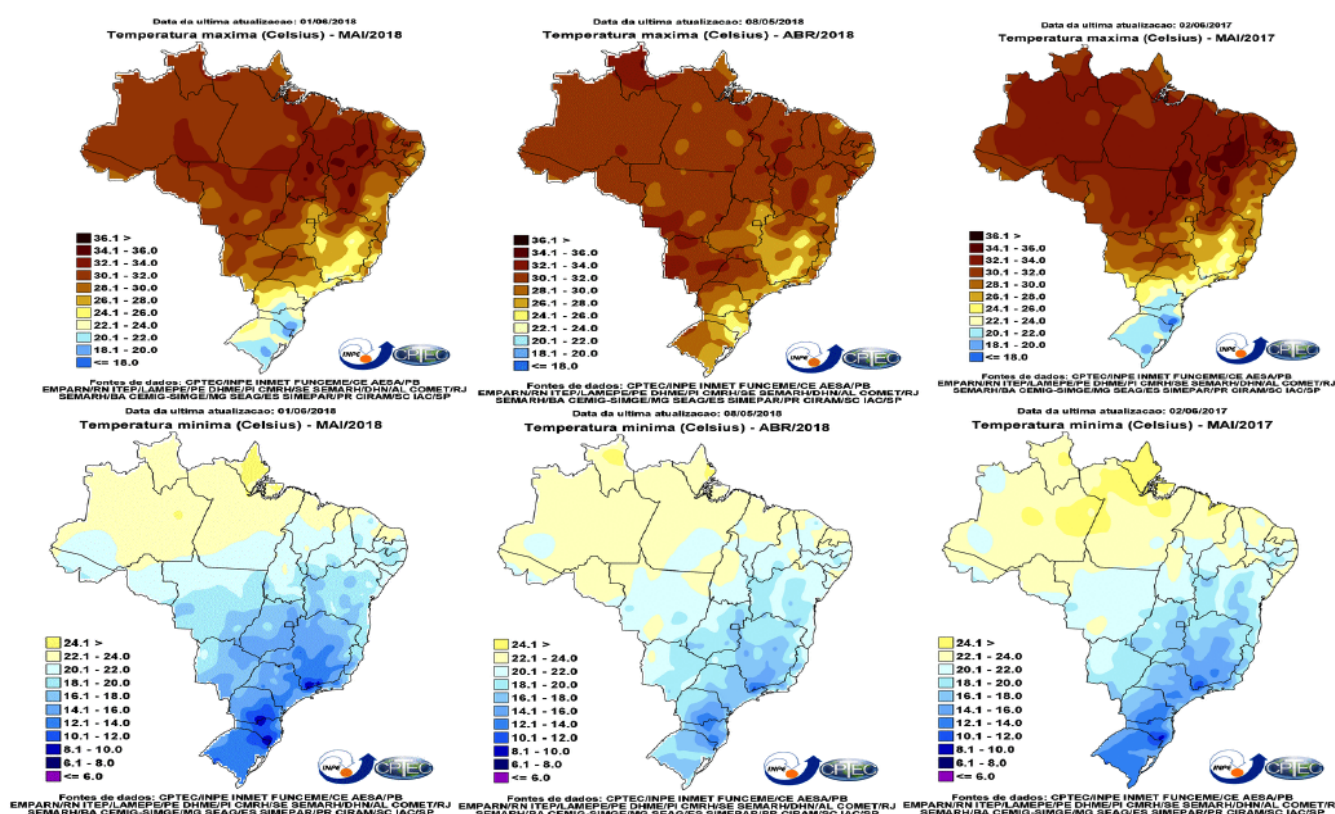
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN, apresentou uma redução de 0,10 % na comparação anual. Em relação ao mês anterior, a demanda registrou queda de 5,41% (Tabela 5.2). Já, na comparação anual, houve aumento de carga nos subsistemas SE/CO (+1,13) e S (+0,38) e redução nos subsistemas NE (-0,80%) e N (-7,65%).

Na comparação mensal, o decréscimo da carga de energia pode ser associado à verificação de temperaturas máximas mais amenas ao longo do

mês de maio, principalmente no SE/CO e S, de acordo com dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A queda no consumo de energia na análise mensal pode estar relacionada também à pequena depreciação dos índices econômicos em relação ao mês de abril de 2018, segundo dados do IBRE/FGV. Entre abril e maio, o Indicador de Incerteza da Economia Brasileira aumentou 1,59%. O Índice de Confiança Empresarial e o Índice da Situação Atual Empresarial caíram respectivamente 1,07% e 0,22%.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para mai/18, abr/18 e mai/17



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a carga do consumo de energia foi praticamente constante, mesmo tendo os indicadores econômicos melhorados. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 85,90 para 92,40 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 80,10 para 89,70 entre maio de 2017 e maio de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 4,20 pontos em relação a maio de 2018.

C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de maio apresentou queda de 5,49% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hídrica em 11,88%, principalmente em decorrência de uma menor disponibilidade hídrica. Todavia, essa redução foi compensada por um aumento da geração eólica (34,08%), térmica (12,50%) e solar (11,52%). Tendo em vista fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh), houve uma redução de 16,06%.

Tabela 5.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17
SE/CO	Hidráulica	20.370,48	-10,01%	0,44%		22.637,54	20.281,41
	Nuclear	2.009,17	1,60%	5,42%		1.977,59	1.905,81
	Térmica	6.761,75	29,33%	-12,44%		5.228,36	7.722,67
	Eólica	13,53	31,59%	130,57%		10,28	5,87
	Solar	102,67	12,56%	37745,74%		91,21	0,27
	Total	29.257,60	-2,30%	-2,20%		29.944,99	29.916,03
S	Hidráulica	5.551,10	-23,62%	-4,63%		7.267,68	5.820,86
	Térmica	1.129,05	38,90%	-12,44%		812,85	1.289,47
	Eólica	646,49	40,33%	-1,92%		460,69	659,12
	Solar	0,38	-32,13%	16,14%		0,55	0,32
	Total	7.327,02	-14,22%	-5,70%		8.541,77	7.769,77
NE	Hidráulica	1.873,32	1,56%	-5,77%		1.844,62	1.988,10
	Térmica	1.752,04	-25,96%	-36,66%		2.366,45	2.766,12
	Eólica	4.275,53	33,24%	40,21%		3.208,86	3.049,28
	Solar	206,99	11,14%	2449,59%		186,25	8,12
	Total	8.107,89	6,60%	3,79%		7.606,18	7.811,62
N	Hidráulica	10.126,60	-4,74%	20,63%		10.630,14	8.394,42
	Térmica	826,63	-8,00%	-3,25%		898,48	854,42
	Eólica	52,89	30,04%	22123,15%		40,67	0,24
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	11.006,12	-4,87%	19,00%		11.569,30	9.249,08
Itaipu		8.071,25	-17,76%	-11,43%		9.813,93	9.113,12
Total	Hidráulica	45.992,75	-11,88%	0,87%		52.193,91	45.597,90
	Nuclear	2.009,17	1,60%	5,42%		1.977,59	1.905,81
	Térmica	10.469,48	12,50%	-17,12%		9.306,14	12.632,68
	Eólica	4.988,45	34,08%	34,30%		3.720,51	3.714,51
	Solar	310,04	11,52%	3457,97%		278,02	8,71
SIN		63.769,88	-5,49%	-0,14%		67.476,17	63.859,61

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se uma pequena redução de 0,14% na geração total. A geração hídrica aumentou 0,87% enquanto que a geração

térmica caiu 17,12%. Essa redução contribuiu para uma diminuição de 28,34% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

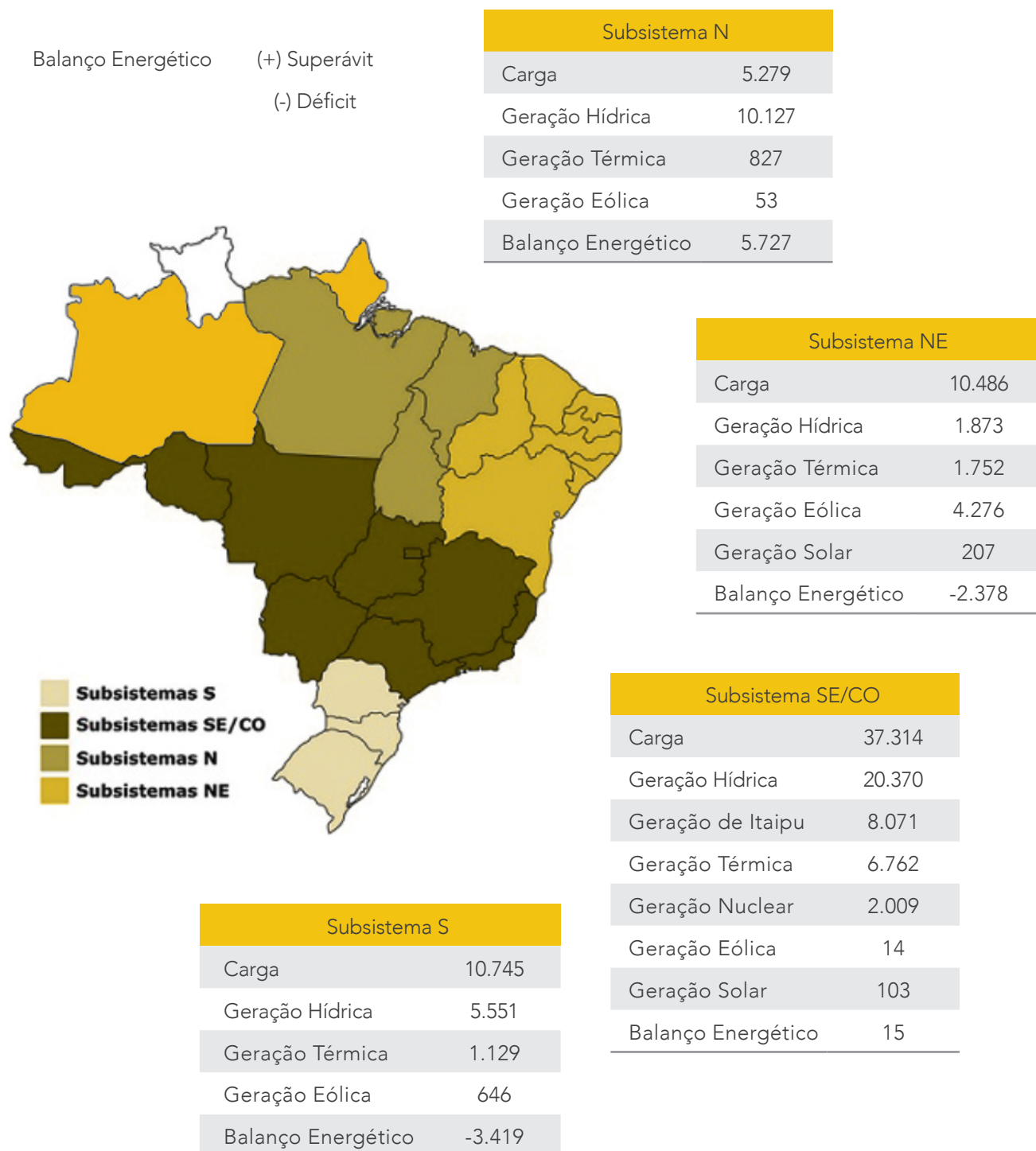
	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17
SIN	0,0607	16,06%	-28,34%		0,0523	0,0847

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria²⁰ a partir dos dados do MCTI

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de maio de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 3.419 MWMed e 2.378 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 5.727 MWMed.

O balanço do subsistema SE/CO foi praticamente equilibrado, apresentando um pequeno superávit de 15MWmed. De maneira complementar, houve ainda uma pequena importação de 54,98 MWMed para a região S.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17
S - SE/CO	-3.654,62	-10,27%	-24,13%		-3.314,39	-2.944,13
Internacional - S	54,89	-	68,17%		0,00	32,64
N - NE	2.069,21	-20,77%	-4,29%		2.611,81	2.161,96
N - SE/CO	3.657,66	3,25%	170,98%		3.542,60	1.349,80
SE/CO - NE	308,72	-28,43%	-42,53%		431,34	537,18

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mai-18		mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18		mai-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório		
SE/CO	86.626	42,60%	-3,16%	-1,66%		89.454	43,99%	88.088	43,32%
S	10.226	50,88%	-19,98%	-29,03%		12.779	63,58%	14.409	71,69%
NE	20.565	39,69%	-2,72%	103,23%		21.140	40,80%	10.119	19,53%
N	10.645	70,75%	2,60%	7,66%		10.375	68,96%	9.888	65,74%
SIN	128.062	44,11%	-4,25%	4,54%		133.748	46,07%	122.504	42,20%

* Tendências nos últimos 12 meses

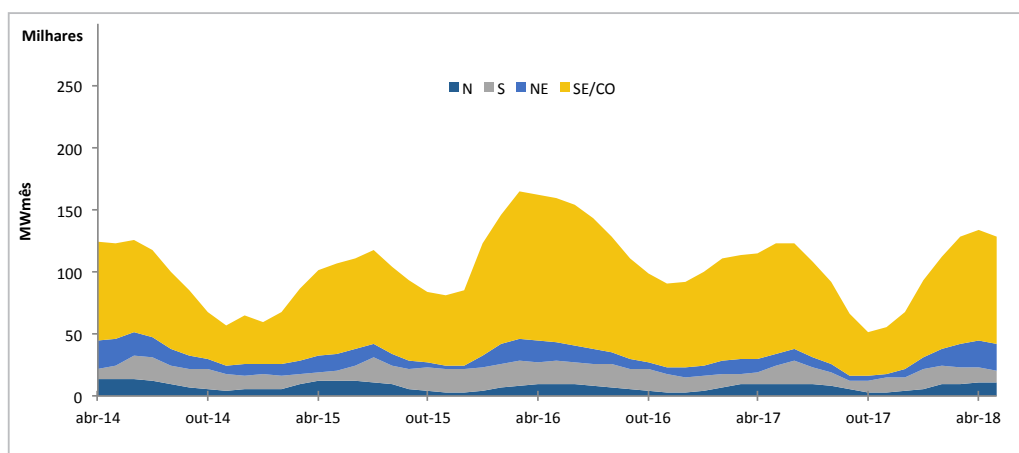
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de abril e maio, foi registrado uma redução de 4,25% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo assim apenas 44,11% da capacidade total dos reservatórios. Em praticamente todos os reservatórios, houve uma redução da energia armazenada. O subsistema N foi a exceção, com uma acumulação de 2,60% da EAR. Este cenário preocupa, uma vez que a situação dos reservatórios já não é confortável e

a tendência é que haja uma redução maior nos próximos meses.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se um pequeno incremento na EAR de 4,54%. Esta variação decorre do fato que a situação em maio de 2017 no NE era crítica. Neste ano, embora longe de confortável, houve um maior volume de chuvas no NE, o que permitiu uma pequena recuperação.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de abril e maio de 2018, o CMO médio subiu em todos os subsistemas. Este fenômeno está associado a uma menor geração hídrica e maior geração térmica. Por esse motivo, houve uma enorme variação de valores, uma vez que os custos dessas fontes são distintos. O CMO nos subsistemas SE/CO e S passaram de R\$114,88 para R\$310,54, o

que representa uma variação de 170,32%. No NE, a variação foi de 43,20%. A maior variação foi observada no N, onde o CMO médio mensal passou de R\$18,01 para R\$ 101,73. Por outro lado, quando comparado com maio de 2017, pode-se perceber que todos os CMOs médios foram menores, com variações entre 19,46% (N) e 36,50% (NE).

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal – Preços Reais dezembro/2017 (R\$/MWh)

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências	abr-18	mai-17
SE/CO	310,54	170,32%	-20,71%		114,88	391,66
S	310,54	170,32%	-20,71%		114,88	391,66
NE	171,78	43,20%	-36,50%		119,96	270,51
N	101,73	464,88%	-19,46%		18,01	126,32

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação.

Em junho de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de aproximadamente 369 MW. Da potência instalada de MMGD, aproximadamente 78% era do tipo fotovoltaica, 11% hidráulica, 8% térmica e 3% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que a CEMIG-D é a distribuidora com maior capacidade instalada em sua área de concessão.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 7,48%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 172,13%.

Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram COPEL, RGE Sul e RGE. Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul, CEMIG-D e CELG-D.

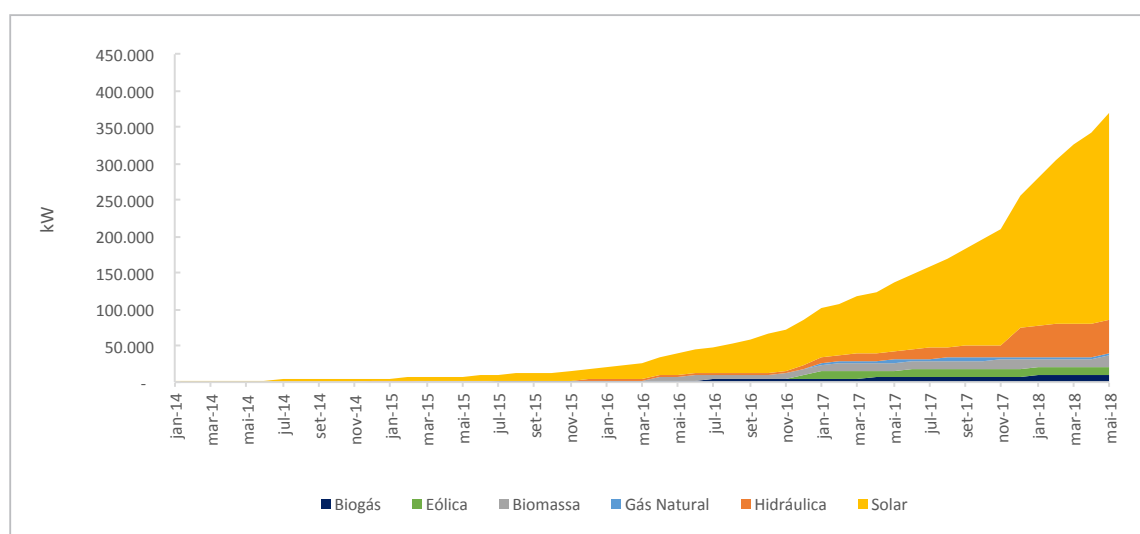
Tabela 5.8: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências	mai-18	jun-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	93.229,83	3,38%	261,07%		90.180,63	25.820,46
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	27.783,88	2,07%	47,63%		27.219,54	18.820,06
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	24.004,76	12,62%	314,07%		21.314,11	5.797,33
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	22.538,73	40,83%	231,37%		16.004,19	6.801,73
Celesc Distribuição S.A.	22.758,38	6,39%	178,57%		21.392,20	8.169,67
Light Serviços de Eletricidade S.A.	17.718,53	6,99%	131,95%		16.560,39	7.638,95
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	16.394,73	7,33%	161,22%		15.274,58	6.276,18
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	12.036,19	0,05%	68,03%		12.030,19	7.163,06
RIO GRANDE ENERGIA SA	10.218,75	11,45%	195,88%		9.169,24	3.453,69
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	10.104,54	3,06%	245,84%		9.804,13	2.921,71
Outras	112.285,00	7,53%	162,59%		104.424,19	42.761,00
Total	369.073,32	7,48%	172,13%		343.373,39	135.623,84

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.6: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

Tabela 5.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	116	828	2.080,99	1.305	50	-	4.379
Biomassa	89	-	148	294	20	124	675
Solar	490,22	520,14	48,32	180,00	85,00	-	1.324
Hidrelétrica	1.350	5.236	-	32	71	35	6.724
PCH	118	152	395	507	160	50	1.383
Eólica	1.065	1.816	166	120	58	105	3.329
Total	3.228	8.551	2.839	2.438	444	313	17.814

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de maio a 15 de junho de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 796 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 3.228 MW, sendo 4% em termelétrica, 3% em Biomassa, 15% em Solar, 42% em hidrelétrica, 4% em PCH e 33% em eólica. Até 2023, é esperado que haja um aumento de 17.814 MW, sendo 25% em termelétrica, 4% em Biomassa, 7% em Solar, 38% em hidrelétrica, 8% em PCH e 19% em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.10 e 5.11, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 8 distribuidoras, COCEL (PR), Eletropaulo (SP), Energisa Tocantins (ETO), CERIS (SP), HIDROPAN (RS), MUXEnergia (RS), ELETROCAR (RS), DEMEI (RS), e de revisão tarifária em outras 2 distribuidoras, CEB e Energisa Sul-Sudeste.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária COCEL que atende 49,6 mil unidades consumidoras localizadas no município de Campo Largo - PR teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 29 de junho de 2018 em 12,03% em média, sendo 9,51% para os consumidores da baixa tensão e 16,76% para os consumidores da alta tensão.

A Eletropaulo, que atende 7,1 milhão de unidades consumidoras na região metropolitana de São Paulo, teve um reajuste médio de suas tarifas em 15,84%. Desse total, o efeito para baixa tensão foi de 15,14% enquanto que para alta tensão foi 17,67%. O reajuste é válido a partir de 4 de julho de 2018.

Atendendo a 575 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Tocantins, a Energisa Tocantins teve suas tarifas reajustadas em 10,58% para os

consumidores da baixa tensão e em 10,04% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 10,13% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Energisa Tocantins entraram em vigor em 4 de julho de 2018.

A CERIS, que atende a 6 mil unidades consumidoras localizadas em 4 municípios do estado de São Paulo, teve reajuste médio de 13,79% na alta tensão e 9,81% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 10,00% nas tarifas a partir de 11 de julho de 2018.

Com aproximadamente 18.363 mil unidades consumidoras, a Hidropan teve suas tarifas médias reajustadas em 10,63%, sendo 9,68% o efeito médio na baixa tensão e 12,36% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de julho de 2018.

A partir de 17 de julho de 2018, entraram em vigor as novas tarifas reajustadas da MUXEnergia. O efeito médio para a baixa tensão foi de 15,92% enquanto que para a alta tensão o efeito foi de 20,97%, resultando em um efeito médio para o consumidor de 17,92%.

A Eletrocar, que atende 37.278 mil unidades consumidoras no estado do RS, teve um reajuste tarifário médio de 17,80%, sendo 15,40% na baixa tensão e 23,59% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 22 de julho de 2018.

Por fim a DEMEI, cuja as novas tarifas entraram em vigor em 22 de julho de 2018, teve um reajuste médio de 12,47%. Desse total, o reajuste para a baixa tensão foi de 12,25% enquanto que o para alta tensão foi de 13,43%. A DEMEI é uma distribuidora localizada no Rio Grande do Sul e atende 32.736 unidades consumidoras no município de Ijuí.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia (COCEL)	PR	12,03%	29/jun
ELETROPAULO	Concessionária Eletropaulo Metropolitana	SP	15,84%	04/jul
ENERGISA TOCANTINS	Energisa Tocantins (ETO)	TO	10,13%	04/jul
CERIS	Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapeçerica da Serra (CERIS)	SP	10,00%	11/jul
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S.A	RS	10,63%	22/jul
MUXEnergia	Muxfeldt Marin & Cia Ltda	RS	17,92%	17/jul
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S.A	RS	17,80%	22/jul
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	12,47%	22/jul

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Já, no processo de revisão tarifária, as 722 mil unidades consumidoras dos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná que são atendidas pela Energisa Sul-Sudeste, a partir do dia 12 de julho, passaram por revisão tarifária de +16,74% para a alta tensão e de +15,06% para a baixa tensão, o que levou a um efeito médio de +15,55%. Além dessa, a conces-

sionária CEB, que atende 1,05 milhão de unidades consumidoras no Distrito Federal, passou por um processo de Revisão Tarifária Extraordinária. A partir de 22 de junho de 2018, sua tarifa média sofreu um aumento médio de 8,81%. O aumento médio para a alta tensão foi de 8,88% enquanto que para baixa tensão foi 8,78%.

Tabela 5.11: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
Energisa Sul-Sudeste	Energisa Sul-Sudeste (ESS)	SP, MG, PR	15,55%	12/jul
CEB	CEB Distribuição	DF	8,81%	22/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 está previsto para ocorrer no dia 31 de agosto de 2018. No leilão serão negociados 3 produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica, sendo os empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétrica com prazo de suprimento de 30 anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de 20 anos; e um na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de 25 anos. É importante destacar que este será o primeiro leilão em que a fonte eólica será contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são alocados para o gerador.

Ademais, foi homologado o Leilão nº 01/2018-ANEEL, denominado A-4 de 2018, que foi realizado no dia 4 de abril deste ano. O objetivo era a contratação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa. A energia foi comercializada por agentes detentores de 39 empreendimentos, sendo eles: 29 Solar Fotovoltaicas, 4 Eólicas, 2 Pequena Central Hidrelétrica (PCH), 2 Central Geradora Hidrelétrica (CGH) e 2 Usina Termelétrica a biomassa (bagaço de cana) (UTE).

Os estados com os empreendimentos contratados foram Ceará (14 usinas), Minas Gerais (8 usinas), Piauí (6 usinas), Bahia (4 usinas), Pernambuco (3 usinas),

Rio Grande do Sul (2 usinas), Espírito Santo e Mato Grosso do Sul com uma usina em cada estado.

Além disso, ocorreu em no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). O leilão de transmissão nº 2/2018 negociou 20 lotes com empreendimentos de transmissão de energia elétrica que propiciarão investimentos da ordem de R\$ 6 bilhões. Os empreendimentos estão localizados nos seguintes estados: Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe e Tocantins.

As empresas vencedoras arremataram 2562 km de linhas de transmissão e de 12.226 mega-volt-ampères (MVA) de potência de subestações.

Por fim, foi realizada a sessão presencial da Consulta Pública nº 7/2018 referente aos leilões de eficiência

energética no Brasil. Podendo ser considerado um leilão de geração de energia às avessas, na nova modalidade no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), a ANEEL definiria o montante anual a ser abatido da carga de energia ao longo do programa, e os empreendedores competiriam entre si pelo menor preço do compromisso de redução de consumo. Os vencedores do leilão se tornariam uma nova espécie de agente regulado - Agente Redutor de Consumo (ARC). Foi proposto que cada competidor ofereça no mínimo 0,5 MW médio e no máximo 1 MW médio. É estimado em um cenário moderado um potencial de eficientização de 4 MW médios anuais a partir de ações nos segmentos residencial, comercial, poder público, como troca de lâmpadas e de aparelho por equivalentes mais eficientes, mudança de hábitos, e instalação de geração solar distribuída. Para testar o conceito do leilão, foi proposta a instalação de um projeto piloto em Roraima.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 95,5 mil km ² de área.	
	Etapa		Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas		29/03/18
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		28/09/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		28/09/18
	Assinatura dos contratos de concessão		Até 30/11/2018
	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	Etapa		Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/06/18
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 30/11/2018
	Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
	Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapa		Data
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante		A partir de 02/05/2018
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse		A partir de 05/07/2018
	Apresentação de ofertas		A partir de 01/11/2018
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	Etapa		Data
	Seminário técnico		Até 31/08/2018
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção		09/08/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal		Até 31/08/2018
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		24/08/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		13/09/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas		28/09/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 11/10/2018
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		Até 26/11/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 26/11/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 19/12/2018
	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo	
	Etapa		Data
	Realização da rodada		Terceiro trimestre de 2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapa		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapa		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 13/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a nova Resolução a disciplinar o exercício da atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e derivados de gás natural e disciplina o procedimento de anuência prévia dos pedidos de importação e exportação.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 24/07/2018
	Audiência Pública		26/07/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 16/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que regulamenta o novo Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis - PMQC.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 03/08/2018
	Audiência Pública		23/08/18

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2018	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, deverão considerar o atendimento à totalidade do mercado, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		Data
	Realização		31/08/18
	Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018	
	Descrição	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	Etapas		Data
	Sessão pública de realização do LEILÃO, às 09 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP		28/06/18
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até		10/08/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União		17/08/18
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto		28/08/18
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão		06/09/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO		06/09/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento		13/09/18
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO		21/09/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		Data
	Realização		04/04/18
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta		Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização		10/10/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas		Data
	Realização		20/12/17
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas		Data
	Realização		18/12/17
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Audiência 026/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		06/08/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 027/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições do Atendimento ao Público previstas na Resolução Normativa nº 414/2010 e complementada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		08/09/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 028/2018	
	Descrição	Obter subsídios acerca dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório – AIR das alterações dos sistemas de medição utilizados nas redes de distribuição, dispostos no Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, e do processo de leitura constante da Resolução Normativa nº 414/2010.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		28/07/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 029/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 699/2016, que trata do controle dos atos e negócios jurídicos realizados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		06/08/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 030/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR e a proposta de mudança de regulamentação afeta às distribuidoras de energia elétrica sobre segurança do trabalho e das instalações.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		06/08/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 031/2018	
	Descrição	Obter subsídios com vistas à definição de metodologia para atualizar o Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação e revisão das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	28/08/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 032/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca da regulamentação da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	16/08/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 033/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Submódulo 12.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que define a metodologia de cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e 2 e da Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	20/08/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 034/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a prestação de contas do Plano de Aplicação de Recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, referente ao ano de 2017.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	31/07/18	
	Objeto	ANEEL - Consulta 004/2018	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	31/07/18	
Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Consulta 013/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o Projeto de Consolidação e Aperfeiçoamento da Regulamentação dos Serviços de Transmissão.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	16/08/18	
	Objeto	ANEEL - Consulta 014/2018	
	Descrição	Obter subsídios quanto à decisão de autorização de uso do programa computacional SMAP na previsão de vazões para o Programa Mensal de Operação – PMO e suas revisões, e que a implementação nas demais bacias seja previamente informada aos agentes, em prazo não inferior a um mês de sua utilização.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	01/08/18	
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 51/2018	
	Descrição	Estudo sobre os Patamares de Carga: Relatório do Estudo da Representação dos Patamares de Carga na Cadeia de Modelos Computacionais do Setor Elétrico	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	24/07/18	
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 52/2018	
	Descrição	Proposta de Portaria de Diretrizes para os Leilões de Energia Existente de 2018	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	22/07/18	



Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura
Tel.: +55 21 3799 6100
fgv.br/energia