



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

JUNHO • 2017

06

EDITORIAL

As Questões Climáticas e
os Impactos nos Negócios de Energia

OPINIÃO

Francisco Diniz Bezerra e

Fernando Luiz Emerenciano Viana

Infraestrutura: Oportunidades no Nordeste Brasileiro

Jason Carneiro e Fernanda Delgado

A Crise de Atratividade do Setor de Óleo e Gás no Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

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

▷ Opinião	
Infraestrutura: Oportunidades no Nordeste Brasileiro	04
A Crise de Atratividade do Setor de Óleo e Gás no Brasil	08
▷ Editorial	
As Questões Climáticas e os Impactos nos Negócios de Energia	16
▷ Petróleo	19
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	19
Derivados do Petróleo	24
▷ Gás Natural	26
Dados Gerais	26
Produção e Importação	27
Consumo.....	30
Preços	32
O Futuro	34
▷ Biocombustíveis	35
Produção.....	35
Preços	40
Consumo.....	40
Importação e Exportação de etanol	42
Decisões recentes que afetam o setor	43
▷ Setor Elétrico	44
Disponibilidade.....	44
Demanda	46
Oferta.....	47
Balanço Energético.....	49
Estoque.....	50
Custo Marginal de Operação – CMO	51
Micro e Minigeração Distribuída.....	52
Expansão	52
Tarifas de Energia Elétrica	53
Leilões.....	53
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	54
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	55



OPINIÃO

INFRAESTRUTURA: OPORTUNIDADES NO NORDESTE BRASILEIRO

Francisco Diniz Bezerra e Fernando Luiz Emerenciano Viana

É consenso que a infraestrutura desempenha papel estruturador e integrador, dando sustentação às atividades socioeconômicas e contribuindo para elevar a eficiência, a produtividade e o PIB da economia. Sua disponibilidade proporciona, assim, um ambiente favorável ao dinamismo dos negócios e à implementação de políticas públicas. A importância da disponibilidade de infraestrutura compatível com as necessidades do País se torna evidente quando recordamos, na área energética, do apagão ocorrido

em 2001, com seus impactos negativos na economia e no bem-estar da população.

Apesar dos ganhos socioeconômicos advindos da disponibilidade de infraestrutura, os investimentos no Brasil nessa área têm ficado aquém das necessidades nos últimos anos, gerando, em decorrência, gargalos que dificultam um maior dinamismo na economia do País. Segundo estimativas da Associação Brasileira da Infraestrutura e de Base – Abdib, os investimentos em infraestrutura no Brasil somaram cerca de R\$ 106 bilhões em 2016, representando apenas 1,7% do PIB, quando o ideal seria pelo menos 5%, inclusive permanecendo nesse patamar por uma década. Felizmente, no segmento de infraestrutura energética, o aprimoramento do marco regulatório brasileiro e o ambiente favorável para negócios têm propiciado os investimentos necessários à oferta de energia elétrica que o País necessita, havendo no momento, inclusive, uma sobreoferta ocasionada pelo menor crescimento do consumo, reflexo da crise econômica. Entretanto, esta não é a realidade de outros segmentos de infraestrutura, que carecem de investimentos substancialmente mais elevados.

Assim como no Brasil, os esforços até então despendidos para dotar o Nordeste da infraestrutura requerida ao seu desenvolvimento estão muito aquém das suas reais necessidades. Projetos nesse sentido não faltam. De fato, conforme dados do Anuário de Infraestrutura 2016, os projetos em infraestrutura previstos para ser implantados nos próximos anos na Região somam R\$ 129,8 bilhões. São projetos nas áreas de energia (R\$ 53,0 bilhões), saneamento (R\$ 14,9 bilhões), transportes (R\$ 58,3 bilhões) e logística (R\$ 3,6 bilhões).

A carência de infraestrutura no Brasil e, de modo particular, no Nordeste, representa uma janela de oportunidades. Com efeito, no atual contexto, ante o esgotamento do modelo de crescimento baseado em consumo, investimentos em infraestrutura representam uma alternativa concreta para propiciar a elevação do PIB, gerar empregos e renda e, simultaneamente, eliminar gargalos que dificultam o dinamismo de outras atividades econômicas. Por outro lado, a capacidade limitada do poder público para realizar investimentos requer iniciativas que estimulem o capital privado a investir no setor de infraestrutura do País. Um exemplo nesta direção é o Programa de Parcerias de Investimentos – PPI, criado em maio de 2016 com a finalidade de coordenar as ações do Governo Federal para a concessão e privatização de empreendimentos públicos federais de infraestrutura.

Consciente da importância da infraestrutura para o desenvolvimento socioeconômico, o Banco do Nordeste do Brasil (BNB), ao longo de sua história, tem direcionado esforços para apoiar os investimentos nesse setor em sua área de atuação, que compreende a Região Nordeste e o Norte dos Estados de Minas Gerais e do Espírito Santo. De 2004 a 2016, as contratações do BNB em infraestrutura somaram, em valores atualizados, cerca de R\$ 20 bilhões, com destaque para o setor de energia, contemplado com 72% desse montante. Dada a vocação natural do Nordeste para a geração eólica, a maior parte dos financiamentos do Banco em energia foi direcionada para essa fonte. Ressalta-se que os aportes do BNB poderiam ter sido substancialmente mais elevados não fora restrições imputadas ao financiamento com recursos do Fundo

Constitucional de Financiamento do Nordeste – FNE a projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir do final de 2011, atendendo diretrizes governamentais. Contudo, desde 2016 essas limitações estão sendo retiradas, estando atualmente o Banco autorizado a apoiar projetos na área de geração de energia.

Atenado às necessidades de investimentos do Nordeste na área de infraestrutura, o BNB está disponibilizando, em 2017, R\$ 11,4 bilhões para financiamentos na área de infraestrutura, com recursos do FNE, do total de R\$ 26,1 bilhões previsto na programação desse funding para este ano. Nessa linha de crédito, destinada aos empreendimentos privados e de empresas da administração indireta não dependentes de transferências financeiras do Poder Público, o Banco dispõe de programas específicos para o financiamento à infraestrutura, a exemplo do FNE Proinfra (Programa de Financiamento à Infraestrutura Complementar da Região Nordeste) e do FNE Verde (Programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental), este último utilizado quando o empreendimento gera externalidades positivas ao meio ambiente, como nos projetos de geração eólica e solar.

O FNE Proinfra destina-se à implantação, ampliação, modernização e reforma de empreendimentos, incluindo as Zonas de Processamento de Exportação – ZPE, contemplando a elaboração de estudos ambientais e os investimentos estabelecidos nas condicionantes das licenças ambientais. Neste Programa, como também no FNE Verde, os financiamentos contemplam investimento fixo, misto (capital de giro associado ao investimento) ou capital de giro isolado, quando se tratar da aquisição de insumos.

Dentre os empreendimentos enquadráveis no FNE Verde, encontram-se projetos de energias renováveis e eficiência energética, compreendendo: geração e cogeração de energia elétrica ou térmica a partir de fontes renováveis; micro e minigeração distribuída de energia (Resolução ANEEL nº 482/2012); sistemas para aumento de eficiência energética de empreendimentos; sistemas para redução de perdas na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; substituição de fontes energéticas por alternativas com ganhos ambientais (por exemplo, troca

de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia); produção, comercialização ou prestação de serviços relacionados ao uso eficiente de energia; aquisição de veículos de transporte coletivo movidos a eletricidade ou híbridos, inclusive a estrutura de abastecimento elétrico.

Visando dinamizar o mercado da geração descentralizada de energia elétrica em sua área de atuação, o Banco criou, no âmbito do FNE Verde, o subprograma FNE Sol, que tem por finalidade financiar a aquisição de sistemas para micro e minigeração distribuída de energia por fontes renováveis, destinados ao consumo próprio do empreendimento ou à locação, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 482/2012, bem como de sistemas off-grid. Os projetos enquadráveis no FNE Sol contam com a possibilidade do estabelecimento de prestações condizentes com o valor economizado na conta de energia do mutuário e de poder ter como garantia apenas os equipamentos financiados.

Tanto no FNE Proinfra, como no FNE Verde, os prazos de financiamento são ditados pelas características do projeto, podendo alcançar até 20 anos, quando se tratar de empreendimentos de geração de energia a partir de fontes renováveis ou, em casos excepcionais, quando devidamente justificados. Da mesma forma, os prazos de carência também dependem das especificidades do projeto, podendo atingir, em alguns casos, até 8 anos.

Os encargos financeiros no âmbito do FNE se diferenciam em função do porte da empresa, da finalidade do projeto e do setor (rural ou demais setores) no qual o empreendimento se enquadra, conforme ilustrado no Quadro. Ressalta-se que a taxa de juros do FNE é fixa, não sendo atrelada, desta forma, a nenhum indexador. Na página do BNB na Internet (www.bnb.gov.br), poderão ser obtidas informações mais detalhadas sobre as características dos programas de financiamento do Banco destinados à infraestrutura.

Quadro – Encargos Financeiros para projetos enquadrados no FNE Proinfra e no FNE Verde (setores não rurais)

Classificação do porte		Finalidade	
Porte	Receita Operacional Bruta Anual (R\$ mil)	Investimentos, inclusive capital de giro associado	Capital de giro isolado
		Encargos financeiros* (%a.a.)	
Micro pequeno-médio e médio	Até 360		
Pequeno	Acima 360 até 3.600		
Pequeno-médio	Acima 3.600 até 16.000	7,2675	11,1180
Médio	Acima 16.000 até 90.000		
Grande	Acima 90.000	8,6190	12,9455

Fonte: BNB, Programação Regional FNE 2017.

Nota: * valores já incluídos bônus de adimplência de 15%. Encargos aplicáveis às operações contratadas até 31/12/2017, conforme Resolução BACEN CMN nº 4.561 de 31/03/2017.

Os limites de financiamento variam segundo o porte da empresa, tipologia/localização do município (alta renda, baixa renda, semiárido etc.), variando entre 70% a 100% do valor do projeto. Particularmente para projetos de infraestrutura ligados a empresas de grande porte, o limite de financiamento pode alcançar 90% se localizados no Semiárido ou em Regiões Integradas de Desenvolvimento – RIDEs.

Quanto às garantias das operações, são utilizadas as normalmente praticadas pelo setor financeiro, incluindo, dentre outros, fiança ou aval, hipoteca, alienação fiduciária de bens móveis ou imóveis, fiança ou aval bancários, penhor de veículos, títulos, ações, máquinas e equipamentos, direitos creditórios, direitos emergentes de concessão, permissão e autorização, de contas bancárias e direitos de contratos.

Além do FNE, a Região conta também com recursos do Fundo de Desenvolvimento do Nordeste – FDNE,

geridos pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE, destinados a apoiar projetos de infraestrutura, dentre outros empreendimentos. Para 2017, o FDNE disponibiliza recursos da ordem de R\$ 1,5 bilhão. Informações mais detalhadas sobre essa fonte de financiamento podem ser obtidas na página da SUDENE (www.sudene.gov.br) na Internet.

Considerando as carências de infraestrutura do Nordeste, com projetos já existentes que somam mais cem bilhões de reais e outros que poderiam ser concebidos visando a ampliação dos serviços básicos de infraestrutura domiciliar e melhoria dos transportes, pode-se afirmar que os recursos disponibilizados pelo BNB/FNE e pela SUDENE/FDNE, embora importantes, estão longe de suprir as necessidades da região. A exemplo do que se observa para o Brasil, o desafio do Nordeste é atrair investidores e novas fontes de recursos para financiar a sua infraestrutura.



Francisco Diniz Bezerra é Coordenador de Estudos e Pesquisas do Banco do Nordeste do Brasil e Professor do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade de Fortaleza – UNIFOR. É graduado em Engenharia Civil, Especialista em Desenvolvimento Econômico, Mestre em Engenharia de Produção e Doutor em Desenvolvimento e Meio Ambiente pelo PRODEMA/UFC.



Fernando Luiz Emerenciano Viana é Coordenador de Estudos e Pesquisas do Banco do Nordeste do Brasil e Professor Adjunto do Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas da Universidade de Fortaleza – UNIFOR. É graduado em Engenharia Civil, Mestre em Engenharia de Produção e Doutor em Administração.



OPINIÃO

A CRISE DE ATRATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL¹

Jason Carneiro e Fernanda Delgado

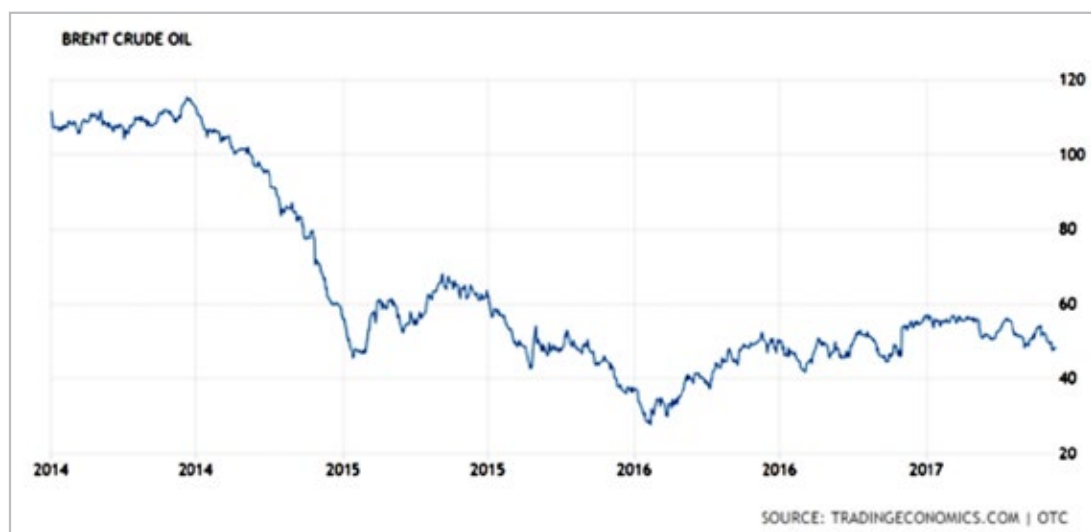
A TEMPESTADE PERFEITA

Quando o segundo semestre do ano de 2014 terminou, o preço do Brent no mercado internacional havia caído

do patamar de 110USD/bbl para o de 50USD/bbl, no qual, com ondulações, segue ainda hoje (Figura 1). Muitos analistas e estrategistas da indústria de óleo e gás trabalham com cenários em que este patamar se mantém nos próximos anos (*low for long*), e seus cenários mais otimistas no momento não contemplam preços maiores que 70USD/bbl ou 80USD/bbl em 2020. Pressionadas pela severa redução de receitas, as empresas de E&P reagiram suspendendo e adiando investimentos, e promoveram drásticos cortes em seus custos, reduzindo e/ou paralisando atividades, impactando os muitos fornecedores ao longo da cadeia com revisões de contratos e redundando, em todo o setor, na demissão de 350 a 400 mil pessoas ao redor do mundo.

¹ Neste terceiro trabalho da série de artigos relacionados ao setor de óleo e gás para o Boletim de Conjuntura da FGV Energia, traz-se um *overview* sobre a crise atual do setor no Brasil, buscando consolidar rapidamente uma série de questões que assolam todos os envolvidos nesta cadeia. Em abril, foi discutido o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – o REATE, analisando como este pode incrementar o setor no *onshore*. Em maio, discutiu-se a respeito das diferenças físico-químicas das diferentes correntes petrolíferas brasileiras, e como se constrói o preço do barril de um óleo nacional, a partir destas.

Figura 1: Histórico do preço do barril de óleo tipo Brent, em USD/bbl.



Fonte: <http://www.tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>

No Brasil, esses efeitos da queda dos preços do óleo foram ampliados por graves circunstâncias locais:

- Uma crise econômica, impactando todas as decisões de investimento no país, e que começa apenas a dar sinais de que o pior pode ter passado;
- Uma crise política, que vindo dos últimos anos do primeiro mandato da presidente Dilma Rousseff, passou por uma eleição de extrema polarização e resultado apertado, complicou-se ainda mais no período do *impeachment* da presidente e ainda hoje segue apeando poderosos e desafiando as projeções dos analistas;
- Uma crise regulatória, se pudermos chamar assim o conjunto de decisões que levou, por exemplo, à suspensão das rodadas de licitação por cinco anos e à transformação do modelo de Contrato de Concessão da 13ª Rodada no que foi chamado à época de “o pior de todos os tempos” (Valor Econômico, edição de 04/08/2015);
- Uma crise na Petrobras, virtualmente paralisando a empresa, desviando o seu foco, minando a sua capacidade de investir e de liderar o setor, e que tem como símbolos uma dívida de cerca de 120BUSD,

mais de 5 vezes o EBITDA da companhia, e a perda do seu grau de investimento.

Essas crises somaram-se em uma “tempestade perfeita”, em uma verdadeira Crise de Atratividade, que deslocou o Brasil no cenário da competição internacional por investimentos da indústria, a despeito de termos aqui o pré-sal e as maiores descobertas dos últimos anos, e a despeito das muitas oportunidades – de novas fronteiras a bacias maduras (passando pelos *unconventionals*) existentes no país. Diante dela, as empresas retraíram investimentos, adiaram decisões (após negociações com a ANP), reviram contratos, reduziram suas equipes e presença em terras brasileiras. Do ponto de vista da estratégia e tomada de decisão das empresas, a questão não é apenas o potencial petrolífero do Brasil, ou como lidar com o risco geológico das oportunidades, mas de como o contexto não-geológico (*above-ground risks*) afeta a capacidade de monetizar essas oportunidades. A queda dos preços do óleo tornou esses riscos mais visíveis e menos gerenciáveis. Os resultados da 13ª Rodada o demonstram, especialmente se confrontados com a participação das empresas nos certames ocorridos em 2015 e 2016 em países como Canadá, México, Irlanda e Moçambique.

MUDANÇA DE CURSO

Após o *impeachment* da presidente Dilma Rousseff (agosto de 2016), e especialmente a partir da Rio Oil & Gas (outubro), ficou evidente para o grande público que o novo governo estaria interessado na retomada das atividades de óleo e gás no país e aberto ao diálogo com os diferentes players da indústria. De lá para cá, apesar da persistência da crise política, vimos ações consistentes com esses objetivos por parte do governo, em especial do Ministério das Minas e Energia (MME) e da sua Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, entre as quais destacamos:

Fim do Operador Único no Pré-Sal

A Lei 13.365/2016 (30/11/16) alterou a chamada Lei do Pré-Sal (12.351, de 22/12/2010), eximindo a Petrobras da obrigação de tomar para si a operação e ao menos 30% de participação nos blocos do pré-sal, o que geraria significativos compromissos de investimento para a empresa, contrariando as melhores práticas de gestão de portfólio (ao obrigar a Petrobras a tomar risco em ativos numa proporção que ela nem sempre desejaria). Além disso, a estatal não tinha capacidade financeira de arcar com os investimentos obrigatórios caso um número significativo de áreas fossem concedidas. Na prática, a obrigação parece ter impactado negativamente no licenciamento de novas áreas do pré-sal. A alteração teve o apoio da Petrobras, que passa a ter o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios do pré-sal. Entretanto, o Decreto 9.041 (02/05/2017), regulando os dispositivos acima, dá à Petrobras, para além do direito de preferência, o direito de desistir de um bloco após a licitação, se não estiver confortável com o lance vencedor. A sua participação seria então tomada pelo consórcio vencedor (ou empresa vencedora) que poderá por sua vez desistir do contrato caso não esteja interessado em uma participação majorada. No mínimo, decidindo permanecer com o bloco, verá aumentados os seus compromissos de investimento, com possível impacto também sobre a sua participação em outros eventuais blocos do mesmo leilão. Desse modo, a flexibilidade conquistada pela Petrobras impõe considerável incerteza aos participantes do leilão, incluindo a própria estatal.

Calendário de Rodadas

O CNPE aprovou um calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, concessão e partilha, e de campos terrestres maduros, totalizando 10 rodadas entre 2017 e 2019, sendo quatro neste ano, e três em cada ano seguinte. O calendário se fez acompanhar da indicação dos setores (no caso das rodadas de *Tax & Royalty*) e áreas (no caso da partilha) a licitar.

No dia 11 de maio deste ano, a ANP realizou a 4ª Rodada de acumulações marginais, obtendo lances para 8 das 9 áreas ofertadas, resultado considerado acima das expectativas do mercado. A página www.brasil-rounds.gov.br concentra informações das rodadas já realizadas, e do cronograma anunciado. Em 18 de maio, a ANP colocou em Consulta Pública (até 19 de junho) o Pré-Edital e a Minuta do Contrato de Concessão da 14ª Rodada de Licitações, prevista para o final de setembro. Nesse anúncio, a ANP informa mudanças com relação ao contrato anterior, a saber: “adoção da fase de exploração única, retirada do conteúdo local como critério de oferta na licitação, royalties diferenciados para áreas de nova fronteira e bacias maduras com maiores riscos, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadoras (os investidores); e incentivos para o aumento da participação de pequenas e médias empresas” (conforme a Agência Brasil).

O CNPE autorizou ainda a realização de duas rodadas de licitação de áreas de partilha, previstas para outubro deste ano. Uma delas trará áreas unitizáveis contíguas às descobertas de Carcará e Gato do Mato, e aos campos de Sapinhoá e Tartaruga Verde. A legislação prevê que, permanecendo as áreas como não-contratadas (*open acreage*), as atividades de avaliação e desenvolvimento devem prosseguir com o consórcio carregando a PPSA (arcando com os custos e investimentos concernentes à participação da PPSA, que “devolve” os valores após iniciada a produção do campo - se isso chegar a acontecer). Licítadas as áreas, essa questão é removida, com os novos concessionários arcando com seus investimentos e custos de acordo com o resultado da unitização. A estrela dessa licitação é a área de Carcará, como se pode medir pelo bônus de 3 bilhões de reais estabelecido para a participação no certame (o máximo entre as demais áreas é de 200 milhões de reais). O calendário de rodadas

atende a uma demanda da indústria por previsibilidade. Com ele, há o compromisso de proporcionar acesso a determinadas áreas em intervalos conhecidos, permitindo que as empresas se preparem técnica e financeiramente para participar.

Conteúdo Local

O assunto é dos mais controversos no âmbito da indústria, e seu detalhamento não cabe no escopo deste artigo. Diga-se apenas que, ao estabelecer (com acerto) um foco nos fornecedores nacionais, fazendo as vezes de uma política industrial que efetivamente não existe, as regras de conteúdo local, ao longo do tempo, incluíram métodos pouco eficientes e de alto custo regulatório (como o conteúdo local integrar as ofertas nos leilões), criaram enorme complexidade para os envolvidos (inclusive a ANP), e absorveram uma cultura que favorece mais a punição (multas) que os incentivos. Em recente Resolução, o CNPE aprovou os índices de conteúdo local a serem exigidos dos vencedores dos 4 leilões realizados em 2017. Os índices já não serão considerados para a seleção de ofertas nas rodadas, nem poderá haver *waivers*, caso não sejam atingidos. A escolha dos índices, conciliada entre o MME e MDIC, representa um avanço com relação à situação anterior e foi considerada intermediária entre as posições das operadoras e dos fornecedores nacionais.

A discussão deverá prosseguir, visando às rodadas de 2018 e 2019. Há clara necessidade de se discutir de forma mais ampla e fundamentada a criação de uma política industrial de Estado para o setor de óleo e gás, que não simplesmente coloque nos ombros da Petrobras a responsabilidade de desenvolver vários segmentos industriais nacionais a partir de suas compras.

Política de Óleo e Gás

Entre 17 de abril e 02 de maio últimos, estive em Consulta Pública uma minuta de política para o setor petrolífero do Brasil, que virá a substituir a política vigente desde 2003, focada na autossuficiência. Desta feita, a proposta tem “o objetivo primordial de ampliar a atração de investimentos para o setor petrolífero nacional”. A minuta, incluído a Nota Técnica do Grupo de Trabalho que a preparou e as

sugestões recebidas estão disponíveis no site do MME (www.mme.gov.br).

A minuta trata de segurança do abastecimento nacional, maximização da recuperação dos recursos, do contínuo incremento do conhecimento acerca das bacias brasileiras e de seu potencial petrolífero, de segurança operacional e de meio-ambiente, das melhores práticas. Em boa hora, o documento incorpora os conceitos de atratividade dos investimentos no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, e de maior competitividade (incremento no número de *players*). E traz uma possível nova modalidade de acesso a áreas, ao aprovar que a ANP mantenha certos ativos em disponibilidade constante aos interessados (se confirmada, a decisão precisará ser regulamentada pela Agência). A minuta da nova Política aborda também o fomento da participação competitiva da produção doméstica na oferta total de gás natural ao mercado, cuja materialização se espera do programa Gás para Crescer, iniciativa do governo visando à monetização do gás nacional – o que é extremamente importante para viabilizar jazidas de óleo com gás associado e abrir a possibilidade de reduzir a importação de gás. Comitês e subcomitês envolvendo representantes de vários segmentos da indústria foram formados em fevereiro para discutir as medidas a serem propostas no âmbito do programa. A minuta da nova Política propunha ainda um conjunto de indicadores para que se possa fazer o acompanhamento da evolução de cada diretriz. Se bem escolhidos e aplicados, podem ser muito úteis para uma sociedade que estranhamente se acostumou a medir e comparar leilões unicamente pelos valores auferidos em bônus de assinatura.

REATE

Lançado em 27 de janeiro deste ano, o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres (REATE - vide Boletim de Conjuntura de abril de 2017) está em elaboração pelo MME. A iniciativa gerou um documento com propostas de ações que esteve em consulta pública de 03 a 19 de maio. As contribuições estão no momento em análise e consolidação pelo núcleo operacional do programa (MME, ANP, EPE). O objetivo é criar condições para a existência de “uma indústria de E&P terrestre forte, competitiva,

com produção crescente, com pluralidade de operadores e diversidade de fornecedores de bens e serviços”. No *onshore* brasileiro, onde de modo geral as reservas por campo são menores que no *offshore*, uma indústria forte e diversificada é de extrema importância para a saúde do setor, com influência direta sobre as economias locais, e funcionando como possível incubadora de empresas em todos os elos da cadeia de valor, já que os custos de entrada são menores. Entretanto, o peso da complexidade da legislação se faz sentir com mais força sobre essas empresas – se objetivo é o aumento da competitividade, é preciso simplificar.

Unitização

Além da rodada de áreas unitizáveis discutida acima, o CNPE recentemente publicou a Resolução 08/2016 (06/06/2017), que estabelece diretrizes para os procedimentos de individualização da produção em situações em que as jazidas de petróleo e gás natural se estendam para áreas não contratadas. Tanto a realização da rodada quanto a publicação da resolução são medidas que procuram enfrentar uma situação que guardava considerável volume de incerteza e risco para os investidores.

ÁGUAS PASSADAS?

A participação das empresas nos leilões deste ano, especialmente a 14ª rodada e a 4ª rodada do pré-sal, vai indicar com maior segurança uma retomada do interesse em resposta às modificações propostas pelo governo. Alguns pontos, entretanto, permanecem como fontes de preocupação para os investidores, com destaque para:

REPETRO

Durante atacado durante a discussão sobre o conteúdo local, o REPETRO representaria uma renúncia fiscal da ordem de 10BUSD entre 2011 e 2013, e uma oportunidade perdida de usar a demanda das empresas de petróleo para desenvolver a indústria local. As empresas operadoras, de outro lado, são unânimes em afirmar que sem o regime aduaneiro especial a economicidade da maioria dos investimentos no Brasil

é negativa, o que é confirmado pela nossa experiência. É de se pensar, portanto, quanto da enorme renúncia fiscal citada acima teria sido realmente captada como impostos caso o REPETRO não existisse. Para além dessa discussão, a falta de definição quanto à extensão do regime pesa contra o país, considerando que os investimentos são sabidamente de longo prazo, há leilões já previstos, e 2019 – quando a vigência do regime termina – está à porta. Será estendido? Por mais 20 anos? Nas mesmas condições ou com modificações, por exemplo excluindo algum tipo de equipamento? A indefinição a esta altura do processo é já um problema em si, do ponto de vista da atratividade. A discussão se dá em um momento em que o governo precisa de recursos financeiros e a sociedade, de empregos. Ou seja, há a percepção do risco de o regime ser alterado de forma significativa.

Licenciamento Ambiental

Já não existem projetos petrolíferos que não considerem as questões e as obrigações relativas ao respeito ao meio ambiente. Mas não escapa a quem planeja investimentos e considera o Brasil como possível destino que licenças ambientais para sísmica podem demorar até 3 anos. Houve uma manifestação promissora do Escritório de Licenciamento do IBAMA quando da Rio Oil & Gas em outubro de 2016. O MME, nas muitas vezes em que se fez representar em reuniões e veio a público sobre o tema, reconhece o problema e informa buscar interação com o MMA para encontrar saídas que preservem o patrimônio ambiental, permitindo que as atividades tenham lugar. Na mesma linha, a indústria espera pela discussão e definição das normas e procedimentos para o descomissionamento dos ativos produtores, assunto que a ANP já demonstrou ser de seu grande interesse.

O Estado do RJ e a Regulação Criativa

Estamos apenas começando a descobrir – pelas páginas policiais – por que meios o estado do Rio de Janeiro pôde chegar à virtual falência. Quebrado, o estado vem tentando aumentar a sua arrecadação, questionando por exemplo o preço mínimo do barril de petróleo usado para o cálculo dos royalties, ou criando novos impostos, como a cobrança de ICMS sobre a produção, ou uma

“Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização” (uma UFIR para cada barril de óleo equivalente produzido). Todas as iniciativas estão sendo discutidas na Justiça. Para o estrategista, para além do peso financeiro, a questão fere a previsibilidade do ambiente regulatório, uma vez que é sinal de que a qualquer momento, em alguma instância do poder público, pode surgir alguma ideia que onere a produção.

UM RELANCE SOBRE A PETROBRAS

Após mudanças no comando, a Petrobras anunciou estar perseguindo medidas de redução de custos e um programa de desinvestimento montando 21USD para os anos de 2017 e 2018 que, para além dos efeitos financeiros (como a urgente redução da relação dívida / EBITDA), reposiciona estrategicamente a empresa como operadora do *upstream* no Brasil.

A empresa celebrou também parcerias de amplo escopo com empresas como a Total e a Statoil, e estaria negociando semelhantes acordos com a Exxon. Essas parcerias podem trazer à Petrobras recursos financeiros e tecnológicos, bem como diluição de riscos e acesso a novos ativos. Tudo somado, essa abertura pode otimizar os investimentos da Petrobras e atrair capital de longo prazo para o Brasil. Para as demais empresas, ter acesso direto ao portfólio e à infraestrutura da Petrobras representa boas oportunidades, segurança contra eventuais lapsos entre os leilões, maior entendimento da geologia e do mercado.

Ao final do primeiro trimestre deste ano, a companhia anunciou resultados positivos: lucro bem acima da expectativa do mercado e EBITDA recorde. Após mudanças introduzidas pelo TCU, o projeto Topázio, que trata da venda, pela Petrobras, de 98 campos (95 em terra e 3 em águas rasas), e 6 blocos exploratórios terrestres, vai sendo reiniciado. No mercado há dúvidas se a Petrobras vai mesmo investir os 20USD previstos para este ano em seu plano estratégico, mas a atenção recairá mais sobre a qualidade e o impacto desses investimentos do que sobre o volume. A diretoria da empresa vem manifestando interesse na 14ª Rodada (*Tax & Royalty*), e já exerceu seu direito de preferência nas duas rodadas do pré-sal deste ano (Entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto do Cabo Frio Central).

DEPOIS DA TEMPESTADE...

Nenhum país é destino perfeito para investimentos em óleo e gás. As empresas estão naturalmente atentas a tudo que possa impactar suas margens de lucro e, conseqüentemente, seus possíveis investimentos. De acordo com suas capacidades e preferências, alocam seus orçamentos entre países e oportunidades de modo que o portfólio resultante mitigue riscos e maximize resultados. Algumas terão sucesso, outras não. Da mesma forma, alguns países serão destinos atrativos para partes desses investimentos. Outros, não. A escolha se dá por razões que incluem o que a natureza escondeu em subsuperfície, mas também pelo que as nações criaram acima do solo: regime fiscal, infraestrutura, complexidade e estabilidade da regulação, previsibilidade dos atos dos agentes governamentais, santidade de contratos, entre outros componentes do que se pode chamar, em conjunto, de atratividade.

O potencial geológico do Brasil é indiscutível, em diferentes ambientes, capazes de atrair diferentes perfis e tamanhos de empresas, gerando empregos, renda, produção e participações governamentais. Mas o país vive uma Crise de Atratividade no seu setor de óleo e gás – crise que tem causas externas, embora seja principalmente resultado de circunstâncias (e más escolhas) locais. É necessário então trabalhar para retomar as atividades. O novo governo, ainda no seu primeiro ano, vem tomando medidas a nosso ver acertadas. É possível que a transição para uma situação crescentemente melhor já tenha começado.

O MME, entretanto, não pode controlar a crise política. A crise econômica, cujos fundamentos vêm sendo combatidos de forma também promissora pelo governo, é também uma crise de confiança, com um componente, portanto, político. É natural que os estrategistas das empresas se perguntem se o governo Temer chegará a 2018, se o Ministro das Minas e Energia e sua equipe poderão permanecer no governo, quais as opções para suceder o atual presidente e que ideias essas opções poderiam ter para a indústria de óleo e gás.

Quem olha as variações pendulares das políticas para o setor, explícitas ou não, praticadas nos governos FHC (1995–2002), Lula-Dilma (2003–2016) e Temer (iniciado

em 2016) percebe que a sociedade brasileira ainda não chegou a um consenso sobre como exatamente extrair valor dos seus recursos petrolíferos. Como resultado, no longo prazo vemos políticas de governos, quando o desejável seria uma política de Estado – o exemplo da Noruega é recorrente. Se estamos falando de atratividade para investimentos de longo prazo, essa incerteza precisa ser levada em conta.

Nesse sentido, é preciso dizer, foi muito bem recebida a decisão do Ministro Fernando Coelho Filho de permanecer em seu cargo mesmo após seu partido deixar o governo, no bojo de um episódio recente da crise política. Por outro lado, as instituições estão funcionando, mesmo com eventuais contradições. Há santidade de contratos, o que não é pouco, mas há também, junto com essa ordem, o desafio da complexidade. Seja no *front* tributário (o país é de longe aquele em que mais horas são gastas em *compliance* – para não mencionar o impacto dos tributos indiretos); seja no arcabouço legal (para além da necessária preservação e santidade dos contratos, o nosso costume é resolver problemas regulatórios com mais regulação, criando exceções e novas regras que só aumentam a complexidade e diminuem a estabilidade do sistema); seja na burocracia recalcitrante; seja na falta de diretrizes, que aumenta a insegurança e alonga prazos. Um exemplo: o Brasil possui pelo menos 3 diferentes regimes fiscais (*Tax & Royalty*, partilha, cessão onerosa; e vem aí o excedente da cessão onerosa). Talvez pelo pouco tempo decorrido, talvez porque a política seja a arte do possível, a questão não foi enfrentada até o momento pelo novo governo, e talvez não venha a ser. Do ponto de vista da atratividade, trata-se de uma complexidade desnecessária e até certo ponto lamentável, mas a que as empresas de modo geral têm capacidade de se adaptar. A realidade ainda não confrontou a indústria com a tomada de decisão em novos projetos no pós-sal, porém dentro do Polígono do pré-sal.

Quanto às empresas, as que permaneceram no país estão com equipes e portfólios reduzidos. Os leilões

foram interrompidos justamente nos anos em que o preço do barril no mercado internacional atingiu seus valores mais altos – e havia maior interesse por áreas, menor aversão ao risco. Do ponto de vista estratégico, retomar é praticamente uma nova decisão de entrada no país. Uma decisão a ser tomada com o preço no patamar de 50USD/bbl, com concorrência de outros países, e incertezas quanto ao futuro. Países como o México e o Reino Unido reagiram mais rápido e se ajustaram ao novo ambiente de preços do barril. É preciso monitorar a concorrência, se o Brasil não quiser perder participação num volume de investimentos que no momento é menor do que costumava ser.

Quanto à estratégia, certo conservadorismo nas apostas, acompanhado de contínuos controle de custos e busca de eficiência, devem vigorar em tempos de *low for long*. É cedo para dizer se uma “Era das Parcerias” começou com os acordos celebrados entre grandes empresas e a Petrobras, ou se eles representam apenas oportunidades momentâneas geradas pela fragilidade da estatal. Para as empresas que não lograrem acordos do gênero, não seria surpresa ver uma tendência a exposições menores, com ciclos temporais mais curtos – havendo acesso, claro -, contrariando o que se observa na experiência brasileira, em que o sucesso veio para empresas que sustentaram suas apostas por muito tempo (Shell e Statoil, por exemplo).

A oportunidade embutida nesta Crise de Atratividade é a de colocar a indústria brasileira de óleo e gás nos trilhos, acima das disputas ideológicas. Um projeto da Sociedade e do Estado, e não de um governo. O MME, a ANP, a EPE, a Petrobras e a PPSA dão mostras que compreenderam a gravidade do problema e seus respectivos papéis na solução. Como brasileiros, torcemos para que a linha de pensamento privilegiando a atratividade e a competitividade se mantenha; que as ações sejam coordenadas e bem articuladas; que as empresas, ao chegar o momento, correspondam; e que haja tempo para que as mudanças se consolidem.

Jason Carneiro é executivo e empreendedor do setor de petróleo, com foco em estratégia e gestão de portfólio. Geólogo de formação, com MBA (UNICAMP), Mestrado (COPPE) e 20 anos de experiência, Jason atuou como Geólogo de campo (Vale, 1996 a 1999), Regulador (ANP, 1999 a 2003), Pesquisador Associado (COPPE/ Lab2M, 2004 a 2006), Empreendedor (PGT, 2006 a 2008; 2013), Gerente Geral de Planejamento e Portfólio (Vale Óleo e Gás, 2008 a 2012), Gerente Sr. Comercial e Business Development (Maersk Oil, 2014 a 2016).



Fernanda Delgado é Pesquisadora da FGV Energia, especialista em Óleo, Gás e Biocombustíveis; Doutora em Planejamento Energético pela COPPE/ UFRJ.



AS QUESTÕES CLIMÁTICAS

E os impactos nos negócios de energia.

EDITORIAL

AS QUESTÕES CLIMÁTICAS E OS IMPACTOS NOS NEGÓCIOS DE ENERGIA

Questões sobre tempo e clima são fatores importantes para determinar o nosso cotidiano, estilos de vida e atividades de longo prazo. As relações entre a humanidade e a atmosfera apontam para uma conclusão: de diversas maneiras, nossas vidas são um efeito dirigido por nossas percepções, entendimento e informação sobre a atmosfera. Por que construímos edificações e reduzimos ou aumentamos sua temperatura interior a fim de alcançar o conforto térmico desejável? Por que temos em nossos guarda-roupas vestimentas que são, na verdade, uma função do estado atmosférico vigente? Devo levar meu casaco e meu guarda-chuva? Todas essas decisões são tomadas pelas pessoas comuns em suas rotinas.

Os exemplos dados foram para expressar a importância das variáveis climáticas nas vidas das pessoas. No entanto,

o grau de impacto pode variar entre saber se “Eu vou poder ir à praia no próximo final de semana?”, passando por “Será que com essa chuva existe algum risco de desastres naturais como enchentes e deslizamentos de terra?” até “Como será a vida das pessoas com o aumento da temperatura média do planeta?”.

O setor de energia também se encontra nesse contexto. O impacto das variáveis climáticas será mais acentuado quanto maior for a dependência da matriz energética de determinado país em relação aos recursos energéticos renováveis como a energia hidráulica, eólica, biomassa e solar. A variabilidade destes recursos altera sua oferta, atuando diretamente no dinamismo econômico do setor de energia. Como o grau de dependência energética das economias vem aumentando em ritmo acelerado, a matriz energética dos países com alto grau de inserção de recursos energéticos renováveis fica cada vez mais sensível às variações climáticas.

O Brasil é um caso típico de país com alta inserção de recursos renováveis no setor energético. Nosso setor elétrico tem mais de 60% de capacidade instalada proveniente da hidroeletricidade. O nosso modelo atual de precificação da energia elétrica de curto prazo que calcula o famoso Preço de Liquidação das Diferenças –

PLD é altamente sensível à disponibilidade hídrica. Um dos jeitos de reduzir essa sensibilidade seria aumentar a capacidade de armazenamento hidráulico nos nossos reservatórios de regularização. No entanto, a expansão de hidrelétricas de grande porte com extensos reservatórios de regularização será limitada devido aos impactos ambientais causados no local de construção. Dessa forma, teremos o PLD cada vez mais sensível às variações da disponibilidade hídrica.

Por outro lado, estamos cada vez mais inserindo recursos renováveis em nossa matriz elétrica. Hoje, chegamos a 11 GW de capacidade eólica que depende das variáveis climáticas como entrada nos modelos de previsão. Da mesma forma, acontece com a energia solar, que estamos iniciando a inserção no nosso sistema. A biomassa, no Brasil, se dá majoritariamente a partir de plantações de cana de açúcar, que necessitam também do entendimento da climatologia para a sua produção.

Já para o setor de geração térmica fóssil, a compreensão de como se comporta o regime de disponibilidade energética das fontes renováveis é primordial. Como exemplo, um gerador termelétrico a gás necessita saber de quando o sistema terá escassez ou abundância na disponibilidade dos recursos energéticos renováveis, pois sua estratégia de contratação do combustível depende dessa informação, já que as térmicas são utilizadas como backup do Sistema Interligado Nacional e sua probabilidade de despacho varia de acordo com a quantidade de energia proveniente dos recursos energéticos renováveis. De outra forma, o fornecedor de combustível também deve ter mapeado esse risco e transcrevê-lo nos contratos de fornecimento do combustível.

No setor de transportes, também vemos a ligação com as questões climáticas. Hoje, a gasolina comum contém 27% de etanol anidro e o diesel 8% de biodiesel. O etanol e o biodiesel são, geralmente, oriundos da agricultura as quais necessitam de um conjunto ótimo de variáveis climáticas para que se desenvolvam. Se ocorrer algum padrão fora do esperado em relação ao clima, os cultivos podem sofrer determinados impactos na produtividade, de maneira que, a escassez dos insumos pode alterar substancialmente o preço dos combustíveis renováveis, impactando, em cadeia, o preço dos combustíveis fósseis.

Tendo essa contextualização, no dia 19 de abril, a FGV Energia, centro de estudos de energia da Fundação Getúlio Vargas, organizou o evento “As questões climáticas e os impactos nos negócios de energia”. A motivação do evento veio a partir da indagação “Dados os riscos e incertezas das questões climáticas, como estão se planejando tomadores de decisão nos setores elétrico e de biocombustíveis?”. Participaram do evento agentes do setor de energia que de alguma forma são impactados pelas variáveis climáticas no desenvolvimento de suas atividades.

O evento iniciou com duas exposições de caráter mais técnico. A ideia era de inserir conceitos para dar base à discussão posterior na Mesa Redonda e fomentar o questionamento por parte dos ouvintes. A primeira exposição foi do professor Marcio Cataldi do Laboratório de Monitoramento e Modelagem de Sistemas Climáticos – LAMMOC da Universidade Federal Fluminense – UFF, que apresenta grande experiência de causa na área de modelagem de clima e tempo na área do setor elétrico. Em sua exposição, o Professor Cataldi enfatizou que no caso do SEB, existem diversas aplicações no entendimento de climatologia, com diferentes níveis de escala espaço-temporal. No entanto, ainda existem limitações em relação à previsão de ocorrência de fenômenos climáticos que impactam o Setor Elétrico Brasileiro – SEB e temos muito o que percorrer para aumentar a acurácia das nossas previsões.

Em um segundo momento, o Professor José Roberto Moreira do Instituto de Energia e Ambiente - IEE da Universidade de São Paulo – USP iniciou uma apresentação sobre cenários de mudanças climáticas e aquecimento global antrópico. O Professor defende que a biomassa é um recurso energético renovável que pode ser utilizado pelo setor de transportes para atingir as metas de redução de emissão de gases do efeito estufa. O Brasil detém a cadeia de produção do etanol e poderia se perpetuar como um dos maiores exportadores do mundo.

Um dos temas mais discutidos foi em relação à matriz elétrica brasileira, levantado pelo Diretor de Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, José Arteiro. O diretor levantou que o SIN necessita

de reserva girante, ou seja, precisa de máquinas que estejam prontas para iniciar a operação rapidamente em caso de necessidade, e as fontes eólica e solar não apresentam essa característica. Com a restrição da expansão hidrelétrica com capacidade de regularização, as fontes termelétricas serão a opção para se expandir e manter a segurança no suprimento. A grande questão levantada é o custo para a sociedade brasileira, devido ao custo da operação e em relação aos compromissos de manter a matriz elétrica com baixa emissão de carbono.

Tendo essas questões levantadas, a FGV Energia lançará uma publicação sobre o tema principal do evento: “As questões climáticas e os impactos nos negócios de energia”. O documento trará artigos de diversos especialistas do assunto, com diferentes abordagens. O tema dos principais fenômenos climáticos que atuam na disponibilidade dos recursos energéticos brasileiros será um dos temas abordados. Outra questão é o tema das mudanças climáticas, que tem bastante relevância para o setor energético. A previsão de lançamento é em julho deste ano.

* 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.



PETRÓLEO

Júlia Febraro/Fernanda Delgado

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de abril de 2017 apresentou produção diária de 2,5 milhões de barris (MMbbl/d), número somente 3% maior do que os 2,49 MMbbl/d produzidos em março. Porém, com relação a abril de 2016, cuja produção foi

de 2,29 MMbbl/d, houve aumento de mais de 10% na comparação anual (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, 95% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. A produção de abril de 2017 derivou de 8.339 poços, sendo 746 marítimos e 7.593 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,5% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em abril foi oriunda de 75 poços e totalizou 1,2 MMbbl/d de óleo e 45,9 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,49 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 47% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.102.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

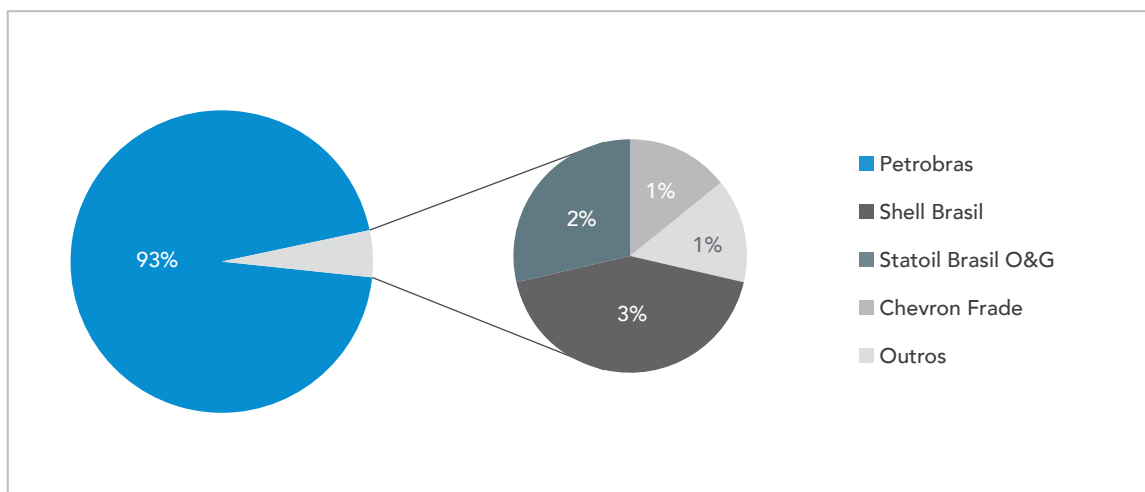
Agregado	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
Produção	76.169.147	-3,64%	10,87%		79.048.971	68.704.170
Consumo Interno	51.584.841	-1,56%	-6,68%		52.403.636	55.275.895
Importação	3.773.730	176,36%	-17,50%		1.365.533	4.574.361
Exportação	22.149.174	-20,95%	-10,33%		28.020.422	24.699.911

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, vale destacar que a Petrobras reduziu seu percentual de participação na produção de 95% (março de 2017) para 93%,

seguida pela Shell, com participação de 3%, 1% acima do mês anterior. O Gráfico 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de abril (2017).

Gráfico 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Neste mês de junho foi divulgado pela ANP o calendário das próximas rodadas de licitações de área de óleo e gás. Vale destacar que o estabelecimento de um calendário de rodadas atende a uma demanda da indústria por previsibilidade e, com isso, o compromisso de proporcionar acesso a áreas, permitindo que as empresas deem prosseguimento aos seus portfólios exploratórios com a incorporação de novas áreas de forma sistemática. As 2ª e 3ª rodadas de partilha de produção serão realizadas no dia 27 de outubro de 2017. A 4ª rodada será realizada em maio de 2018 e a 5ª rodada está prevista para ser realizada no terceiro quadrimestre de 2019. Com relação às rodadas de licitação dos regimes de concessão já realizadas, a assinatura dos contratos da 4ª rodada de acumulações marginais deve ser realizada até 31 de agosto deste ano. Para a 14ª rodada de licitações, a assinatura dos contratos de concessão deverá ser efetuada até o último dia de janeiro de 2018. As 15ª e 16ª rodadas de licitações têm previsão de ocorrerem em maio de 2018 e no terceiro quadrimestre de 2019, respectivamente. Para mais detalhes sobre as rodadas, vide o Anexo deste boletim.

Apesar das alterações na legislação que, ao final de 2016, excluíram a obrigatoriedade da Petrobras em atuar como operadora única nas áreas do pré-sal, seu direito de preferência de no mínimo 30% nos consórcios foi mantido e passou a ser regulamentado pelo decreto nº 9.041 de 2 de maio deste ano. De acordo com esse decreto, a estatal pode manifestar seu interesse em participar como operadora dos blocos ofertados 30 dias antes do certame e, caso contrário, os blocos serão ofertados em licitação, onde a Petrobras também poderá participar em condições de igualdade com os demais interessados.

Para as 2ª e 3ª Rodadas do regime de partilha, a Petrobras já apresentou ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que fará uso do seu direito de preferência. Dentre as áreas escolhidas estão Sapinhoá, na 2ª rodada e Peroba e Alto de Cabo Frio Central, na 3ª rodada. Contudo, isso não implica sua não participação nas outras áreas.

Apesar das novas regras, espera-se que não se repita o que ocorreu na 1ª rodada do pré-sal em 2013, onde apenas um

imenso consórcio formado pela Petrobras participou da disputa. Com o direito de preferência, a estatal continua tendo um grande poder sobre o que será explorado, o que se coloca como prejudicial à livre competição. Além disso, o fato de poder desistir das áreas cujos lances foram muito elevados para sua capacidade financeira, gera incertezas e pode afastar possíveis investidores.

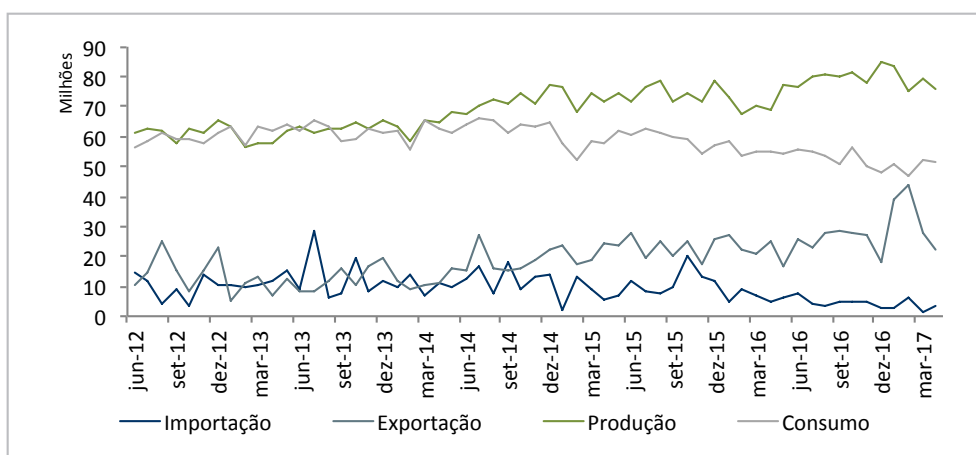
Adicionalmente, vale mencionar que os possíveis licitantes, interessados em participar dos certames, devem ser cautelosos em relação aos leilões de direitos de petróleo prometidos. Desde 2003, quando o Brasil vendeu sua primeira concessão depois de 5 anos de um jejum de leilões, não foi emitida nenhuma licença ambiental para nenhum dos vencedores dos arrendamentos.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações voltaram a subir após forte queda no mês de março. Em abril, após aumento de 176%, as importações chegaram a 3,7MMbbl. Por outro lado, na comparação

anual, houve queda de 17%. Com relação às exportações, tanto na comparação mensal quanto na anual, o mês de abril apresentou quedas de 20,9% e 10,3%, respectivamente, seguindo a tendência do mês anterior.

Apesar das quedas registradas em março e abril, o primeiro trimestre de 2017 apresentou a maior média de exportações da história²: 1,2MMbbl/d, o que representa uma alta de 56% com relação ao mesmo período do ano passado. Este recorde se deve principalmente ao volume exportado em fevereiro, que representou a maior média mensal da série histórica da ANP, que começa em 2000: 1,5MMbbl/d. Do total exportado, a Petrobras responde por 46%, e no primeiro trimestre deste ano, os 609 mil barris diários exportados pela estatal foram quase o dobro do registrado no mesmo período do ano passado, de 307 mil barris por dia. Segundo o ex-diretor da ANP, Helder Queiroz, o aumento do volume exportado se explica pela recessão que faz com que a Petrobras esteja processando menos óleo nas refinarias, como reflexo da queda da demanda interna.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



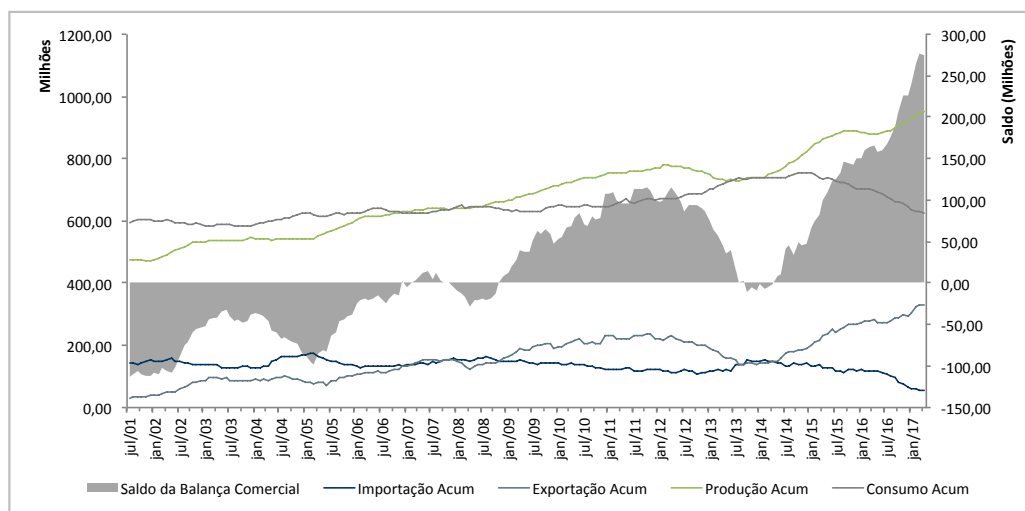
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 12º mês consecutivo. Já a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações

e Importações, reverte a tendência de crescimento no acumulado 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em março (Gráfico 2.3).

² Valor Econômico (2017)

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo o *Energy Information Administration - EIA* (Gráfico 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent aumentou menos de US\$ 1/bbl em relação à média de março, alcançando US\$ 52,3/bbl. Após a queda do mês anterior que interrompeu uma sequência de três aumentos consecutivos, em abril a média do Brent voltou a crescer. O WTI também segue em abril uma trajetória ascendente, com aumento de quase US\$ 1/bbl, após queda no mês anterior.

Apesar desta edição do boletim trazer dados para o mês de abril, já adiantamos que, em maio de 2017, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) decidiu pela prorrogação dos cortes de produção até março de 2018. O acordo dá continuidade às tentativas da Opep e seus aliados de tentar acabar com os anos de superoferta de petróleo que levaram à tendência baixista nos preços. Após queda, no início de maio, para menos de US\$ 47/bbl, a expectativa pelo acordo do cartel ajudou a puxar o preço do Brent para mais de US\$ 54/bbl, valor que voltou a recuar para US\$ 51 após a aprovação do acordo. Este recuo se deu porque eram esperados cortes mais aprofundados ou que os mesmos fossem prorrogados ainda mais³. Os preços caíram mais de 10% o desde que o grupo e países parceiros fecharam para ampliar o corte de 1,8MMbbl/d. Cabe destacar que mesmo uma disputa política entre países do Golfo, de onde sai a maior parte do petróleo da

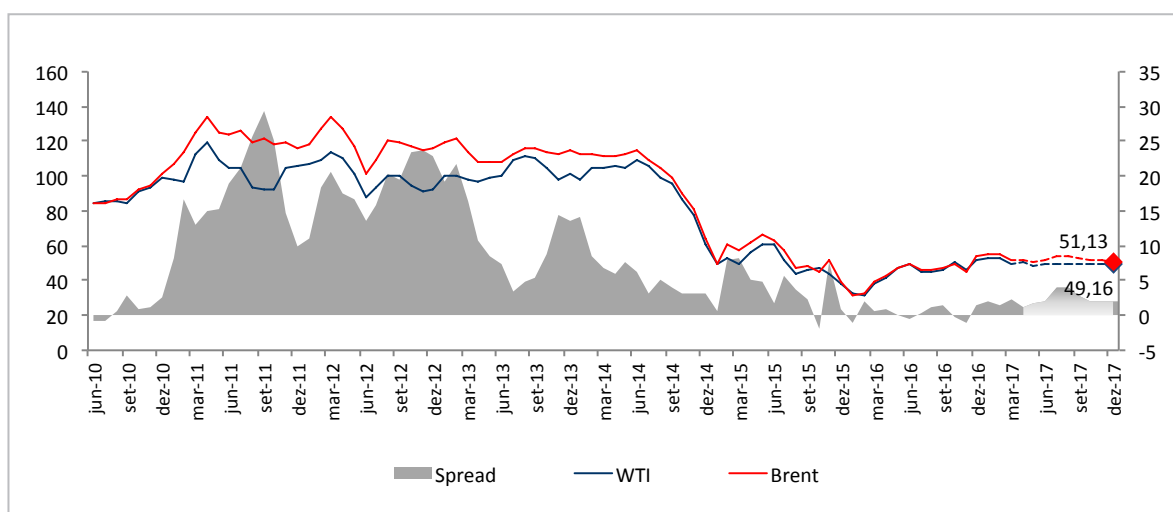
Opep, falhou em elevar os preços. Ao invés disso, todas as atenções do mercado estão focadas na Nigéria e na Líbia, dois países da Opep excluídos dos cortes que agora estão elevando a produção, o que desperta a preocupação sobre a efetividade dos cortes.

Vale mencionar que três anos após o declínio dos preços do petróleo, o setor petrolífero finalmente aceitou a ideia de preços mais baixos por mais tempo. “Menor por mais tempo tornou-se o novo ‘mantra’ do setor”, disse Daniel Yergin, vice-presidente do IHS e experiente analista do mercado de petróleo. “As pessoas voltam a se preparar para um novo nível de preço, e US\$ 50 a US\$ 60 parece aceitável para a maioria.” (Valor Econômico, 2017).

No primeiro trimestre de 2017, muitas grandes petrolíferas divulgaram os maiores lucros em mais de um ano. Para enfrentar a nova faixa de preços, as empresas reduziram os custos por meio da pressão a fornecedores e prestadores de serviços, reduziram projetos menos lucrativos e abandonaram a cultura perdulária do passado. Agora, muitos no setor petrolífero nem querem que o preço suba muito. Isso porque preços altos do petróleo desencadearam um enorme surto de crescimento dos investimentos que alimentou a superoferta mundial e levou o mercado ao colapso.

³ Valor Econômico (2017)

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



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

Neste mês de abril de 2017, todos os estados brasileiros produtores de petróleo apresentaram queda na produção com relação ao mês anterior. Estas quedas levaram os estados de Maranhão e Rio de Janeiro a atingirem os

menores valores dos últimos 12 meses. Destaca-se a queda na produção de Maranhão, de 72% com relação a março. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
AL	Onshore	91.441	-6,57%	-28,19%		97.874	127.343
	Offshore	4.481	-19,27%	16,58%		5.551	3.843
AM	Onshore	620.953	-0,51%	-16,45%		624.129	743.203
	Offshore	958.290	-4,61%	-11,53%		1.004.564	1.083.158
BA	Onshore	14.785	-12,11%	-42,44%		16.822	25.685
	Offshore	36.509	-2,83%	-30,25%		37.574	52.342
CE	Onshore	122.561	-5,24%	-25,63%		129.344	164.790
	Offshore	295.233	-7,68%	-23,77%		319.792	387.296
ES	Onshore	11.296.384	-4,93%	-4,08%		11.881.674	11.776.868
	Offshore	10	-72,65%	-98,89%		38	942
MA	Onshore	50.661.549	-3,03%	17,48%		52.247.124	43.123.169
	Offshore	1.294.395	-5,81%	-15,47%		1.374.228	1.531.373
RN	Onshore	168.901	-8,18%	-15,91%		183.939	200.862
	Offshore	9.928.917	-4,27%	16,06%		10.371.369	8.554.708
SP	Onshore	517.256	-10,86%	-26,27%		580.281	701.530
	Offshore	157.481	-9,84%	-30,64%		174.666	227.057
Total		76.169.147	-3,64%	10,87%		79.048.971	68.704.170

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

No mês de abril, dentre os principais derivados de petróleo, somente não houve queda na produção do óleo combustível. O volume produzido no primeiro quadrimestre de 2017 foi 7,7% inferior aos mesmos meses do ano passado e essa queda levou a produção de derivados ao menor patamar desde 2010. Segundo a ANP, quase 20% do mercado brasileiro de derivados é abastecido por produtos importados e esse número indica que o país vem trocando produtos nacionais por importados. Em reportagem recente, a Folha de São

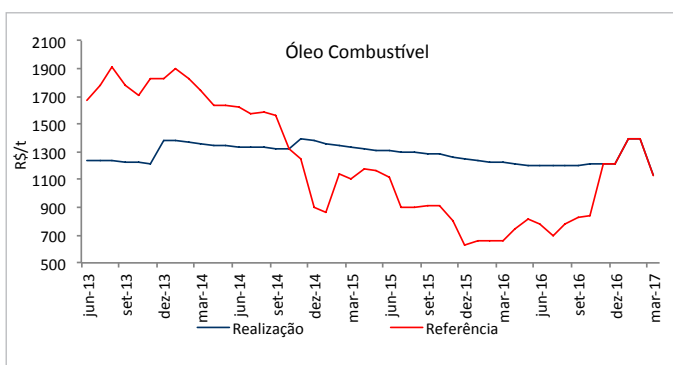
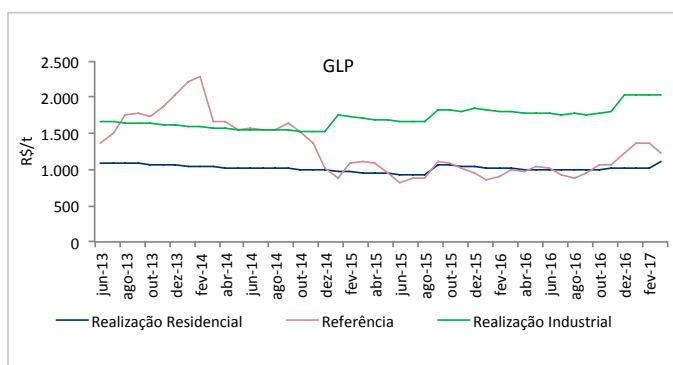
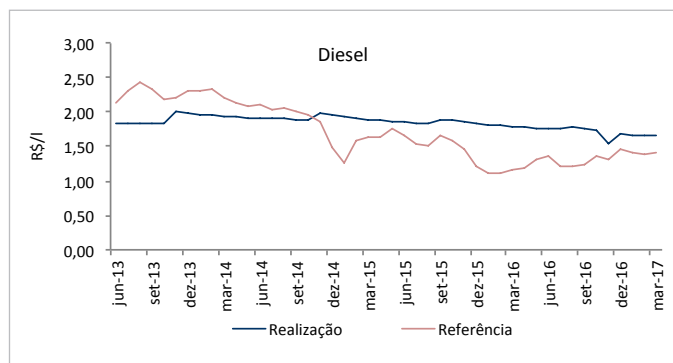
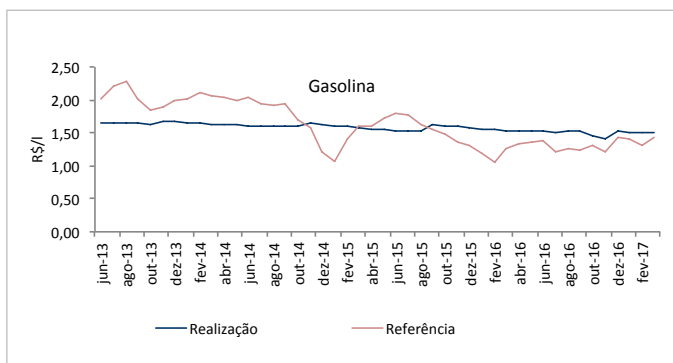
Paulo (2017) mostrou que a dependência externa de derivados de petróleo (importações líquidas/vendas) do país passou de 11,3% em 2016 para 18,7 % em 2017, o maior valor desde o início da série em 2008. Outro número que também impressiona é a utilização da capacidade instalada das refinarias da Petrobras, que atingiu o menor patamar em mais de uma década, o que tem reduzido a diferença entre o volume produzido domesticamente e o importado. Na comparação anual, as importações de gasolina cresceram mais de 100% e as do óleo diesel, 35%.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
Gasolina	Produção	14.319.983	-3,62%	-1,07%		14.857.073	14.475.483
	Consumo	22.954.037	-7,57%	40,00%		24.833.962	16.396.294
	Importação	2.615.043	-18,66%	105,43%		3.215.033	1.272.944
	Exportação	74.023	-68,41%	-		234.300	948.549
Diesel	Produção	21.840.794	-1,17%	-11,51%		22.098.883	24.681.203
	Consumo	26.076.917	-14,54%	-2,50%		30.515.328	26.745.742
	Importação	5.048.440	-3,76%	35,74%		5.245.809	3.719.146
	Exportação	0	-	-		0	245.521
GLP	Produção	3.633.384	-0,64%	-11,40%		3.656.684	4.100.842
	Consumo	6.493.839	-12,67%	-2,39%		7.436.077	6.652.884
	Importação	637.086	-37,42%	-80,42%		1.017.987	3.253.619
QAV	Produção	3.123.545	-1,84%	15,78%		3.182.034	2.697.856
	Consumo	3.242.356	-8,15%	-2,96%		3.529.938	3.341.385
	Importação	0	-	-		490.876	1.432.840
	Exportação	27.680	-	-		28.162	4.315
Óleo Combustível	Produção	6.545.172	8,47%	7,94%		6.034.091	6.063.630
	Consumo	1.449.333	-19,69%	-23,55%		1.804.691	1.895.805
	Importação	75	-	-99,75%		49.446	29.596
	Exportação	2.330.294	-6,56%	18,85%		2.493.832	1.960.701

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.5: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



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

Até o dia 20 de junho de 2017 ainda não havia sido divulgado o Relatório Mensal do Mercado de Derivados do Petróleo para o mês de abril. Dessa forma, não foi possível coletar os dados de preços dos derivados para esta edição do Boletim de Conjuntura da FGV Energia referente ao mês de abril de 2017.

Em março de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional no

caso da gasolina e do diesel. Com relação ao mês anterior, houve redução destas diferenças entre os preços desses dois derivados. No caso do GLP, os preços de referência estão superiores aos de realização internacional, mas neste mês de fevereiro houve uma ligeira queda nesta diferença. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado.



GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

A) DADOS GERAIS

No mês de março, a produção de gás natural apresentou sua terceira queda consecutiva, totalizando um volume de 101,3MMm³/dia, montante quase que 5,0% inferior aquele produzido em fevereiro.





Conseqüentemente, a oferta nacional passou de 57,1MMm³/dia para 51,9MMm³/dia, que representa uma queda de 9,1%. Comparando esse volume ofertado com aquele do mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de quase 24%.

Já a demanda apresentou no mês de março um aumento de 6,6%, atingindo o nível de 76,3 MMm³/dia, que é bastante próximo àquele volume consumido no mesmo período do ano anterior.

De forma a atender o crescimento da demanda com a queda da oferta nacional, foi observado um aumento de quase 47% no volume importado. Foi importando o montante de 28,2 MMm³/dia de gás natural, que ainda é 24,9% inferior aquele importado no mesmo período do ano anterior.

Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Produção Nacional	101,35	-4,96%	12,16%		106,64	90,36
Oferta de gás nacional	51,89	-9,14%	23,78%		57,11	41,92
Importação	28,16	46,90%	-24,91%		19,17	37,5
Consumo	76,29	6,64%	0,30%		71,54	76,06

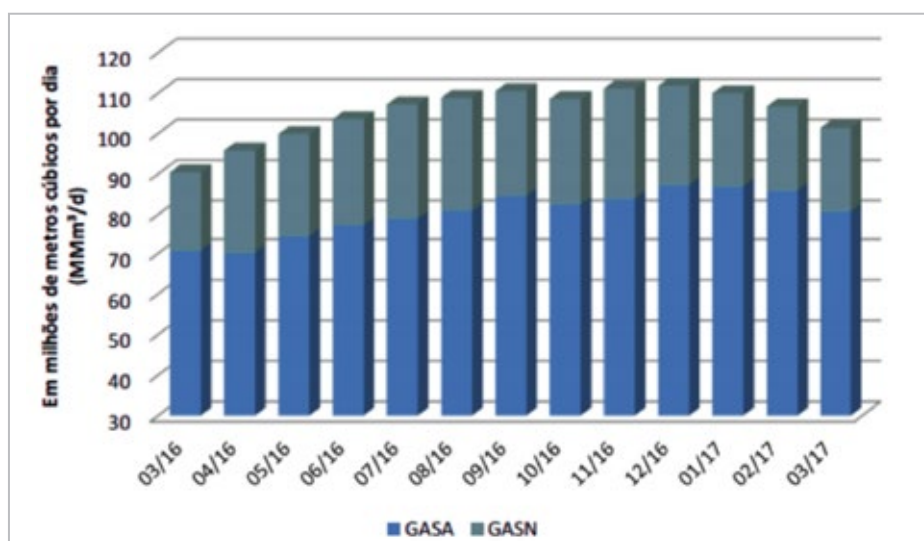
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Após recorde no mês de dezembro (2016), a produção de gás natural nacional registrou queda pela terceira vez consecutiva. Dessa vez a baixa de 4,9%, em relação ao mês de fevereiro, foi resultado da queda da produção do gás associado, que foi motivada, sobretudo, pelas paradas programadas em duas das maiores unidades de produção:

o FPSO⁴ Cidade de Angra dos Reis, localizada no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos; e a P37, no campo de Marlim, na Bacia de Campos. O histórico de produção de gás natural, decomposto em gás natural associado (GASA) e gás natural não-associado (GASN), pode ser analisado no Gráfico 3.1. Como se pode ver, a produção de GASA caiu de 86,2MMm³/dia para 81MMm³/dia.

Gráfico 3.1 – Histórico de Produção de Gás Natural



Fonte: ANP (2017).

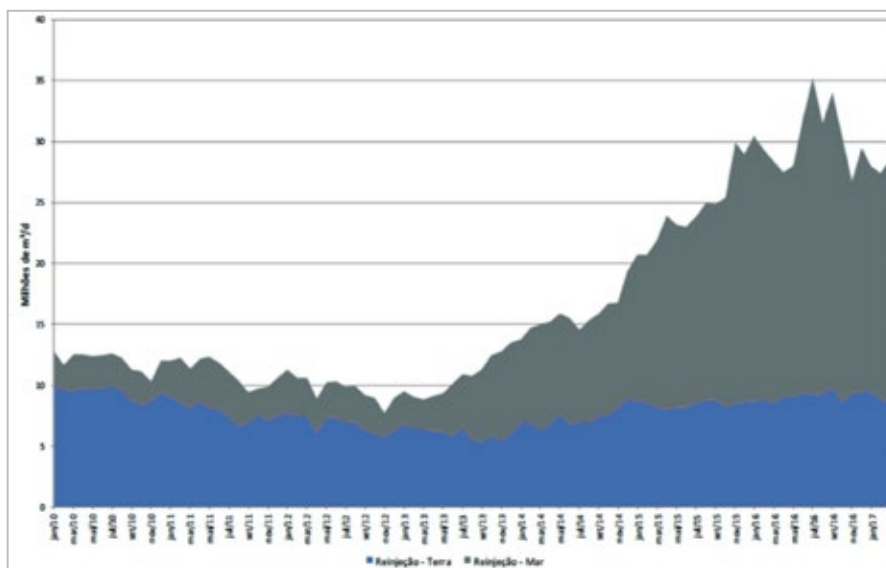
Devido ao desenvolvimento das áreas no pré-sal ao longo de 2016, podemos observar que houve um aumento de 12,2% na produção de gás nacional, se comparado com o mesmo período do ano anterior. Enquanto que em março de 2016 foram produzidos nacionalmente 90,4 MMm³/dia de gás natural, em março deste ano essa produção foi de 101,3MMm³/dia, sendo o percentual de produção em campos marítimo de 83,3% desse total, onde 46,2 MMm³/dia foram advindos do pré-sal.

Em relação à produção nacional de gás natural indisponível ao mercado, no sentido oposto à produção nacional, podemos destacar o aumento no volume reinjetado, que passou de 27,3 MMm³/dia em fevereiro para 28,5MMm³/dia em março, sendo esse incremento concentrado, principalmente, no Estado do Rio de Janeiro.

Especialmente nestes últimos anos, o aumento na oferta nacional de gás natural não ocorreu no mesmo ritmo do aumento da produção de óleo, devido ao elevado índice de reinjeção de gás. Essa reinjeção, além de ter como objetivo alavancar a produção de petróleo, também considera as vantagens econômicas de reinjetar esse gás comparada a opção alternativa de aproveitar comercialmente esse gás. Entre os diversos desafios de monetização do gás do pré-sal, podemos citar os altos níveis de contaminação de CO₂ e a grande distância da costa, que impactam em elevados custos de separação de CO₂ e escoamento do gás. A evolução no volume reinjetado em terra e em mar pode ser observada no Gráfico 3.2.

⁴ FPSO, ou Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência, é um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a exploração, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção.

GRÁFICO 3.2 – Evolução do Volume de Gás Natural Reinjetado











Fonte: MME (2017).

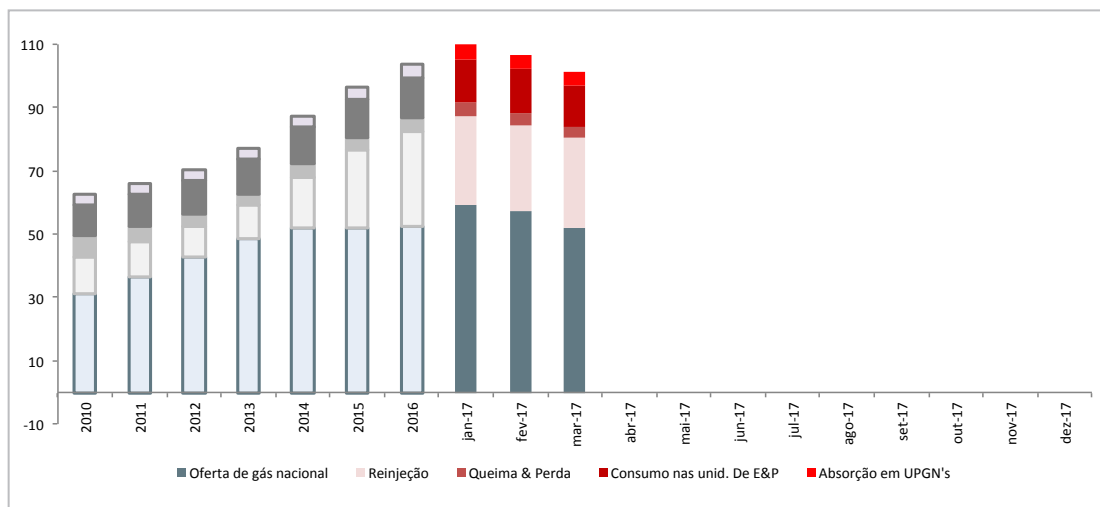
Por outro lado, analisando a Tabela 3.2, podemos observar que houve queda de 12,4% na perda de gás natural por queima, de 2,3% no consumo interno em E&P e de 8,1% na absorção em UPGN's, resultando em um total de produção nacional indisponível ao mercado de 49,4 MMm³/dia. O consumo interno em E&P foi de 13,3MMm³/dia, ficando atrás apenas do volume reinjetado (28,5MMm³/dia), onde

a queda neste período é decorrente, sobretudo, da parada programada do FPSO Cidade de Angra dos Reis. O volume de gás natural queimado foi de 3,5 MMm³/dia, o menor nível de queima dos últimos doze meses. A decomposição da produção nacional bruta do mês de março, assim como a dos períodos anteriores, encontra-se apresentados no Gráfico 3.3.

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

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16	
Prod. Nacional Bruta	101,35	-4,96%	12,16%		106,64	90,36	
Produção Indisponível	Reinjeção	28,49	4,02%	0,49%		27,39	28,35
	Queima	3,47	-12,37%	-25,22%		3,96	4,64
	Consumo interno em E&P	13,31	-2,35%	11,38%		13,63	11,95
	Absorção em UPGN's	4,19	-8,11%	20,06%		4,56	3,49
	Subtotal	49,46	-0,16%	2,13%		49,54	48,43
Oferta de gás nacional	51,89	-9,14%	23,78%		57,11	41,92	
Ofert nacional/Prod. Bruta	51%	-4,40%	10,36%		54%	46%	

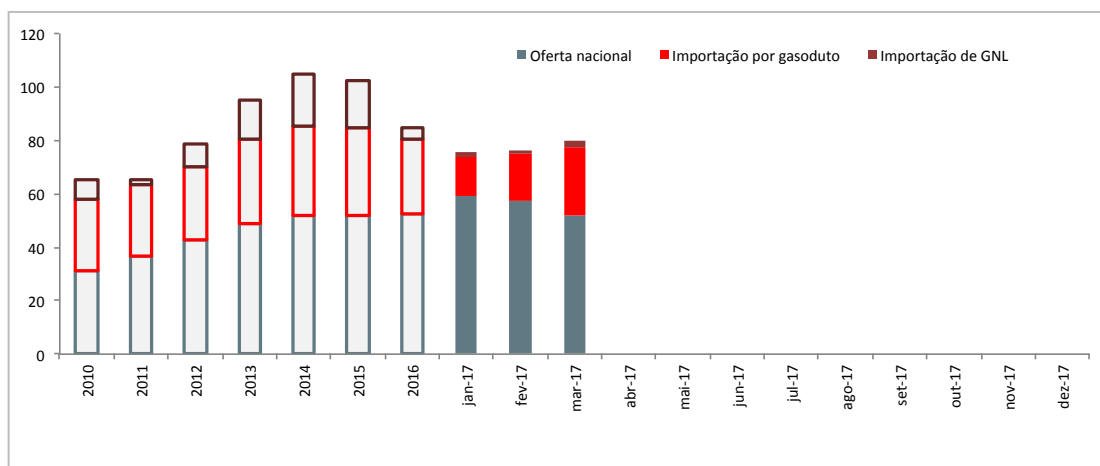
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.3: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Devido a essa queda na produção nacional de gás natural e a manutenção no volume indisponível ao mercado, pudemos observar uma redução de 9,1% na oferta nacional,

passando de um volume de 57,1MMm³/dia em fevereiro para 51,9MMm³/dia em março. Como pode ser observado no Gráfico 3.4.

Gráfico 3.4: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)




Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação ao volume de gás natural importado, foi observado um aumento considerável de 46,9%, passando de um total de 19,2MMm³/dia no mês anterior para 28,2MMm³/dia no mês de março, que pode ser justificado pela queda da oferta nacional somado ao aumento da demanda por gás natural no período. Esse aumento da importação foi, sobretudo, via gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que passou de 17,6MMm³/dia para 25,7MMm³/dia. A regaseificação de GNL também sofreu aumento, passando de 1,5MMm³/dia para

2,5MMm³/dia no mês de março, sendo a maior parte do volume regaseificado no Terminal de Pacém.

Como pode ser observado na Tabela 3.3, comparando o volume importado no mês de março com aquele volume importado no mesmo período do ano passado, podemos analisar que o montante importado da Bolívia registrou queda de 17,2% e de GNL de 61,8%, totalizando em uma queda no nível de importação de gás natural próximo a 25%.

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

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Gasoduto	25,70	45,53%	-17,26%		17,66	31,06
GNL	2,46	62,91%	-61,86%		1,51	6,45
Total	28,16	46,90%	-24,91%		19,17	37,50

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

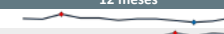





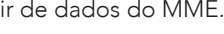
C) CONSUMO

Devido ao aumento da demanda termelétrica e do segmento industrial, o consumo de gás natural sofreu aumento de 6,6% no mês de março, passando de um montante de 71,5 MMm³/dia em fevereiro para 76,3MMm³/dia.

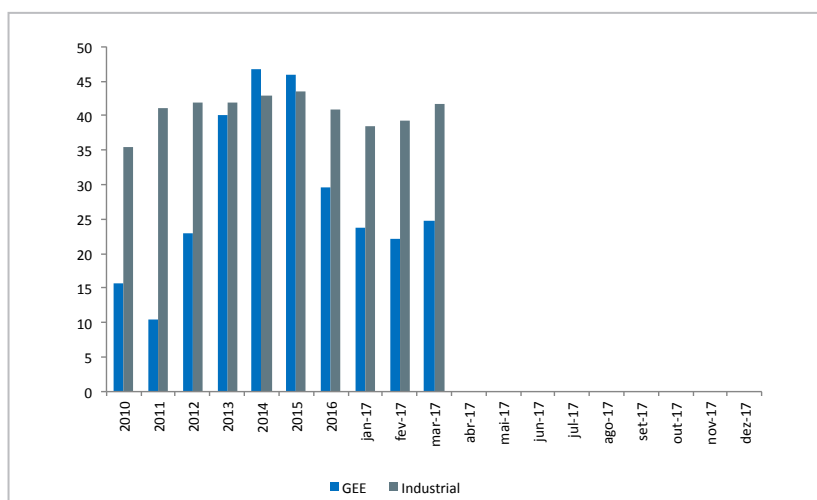
Embora o consumo dos segmentos automotivo, residencial, comercial e de cogeração tenha recuado em

2%, 4,4%, 5,3% e 6,5%, respectivamente, a demanda por gás natural no setor industrial passou de um volume de 39,33 MMm³/dia para 41,73 MMm³/dia no mês de março e, no segmento de geração elétrica, esse volume demandado de gás natural foi de 24,8MMm³/dia, que representa um aumento de 12% em comparação a fevereiro. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.4 e nos Gráficos 3.5 e 3.6.

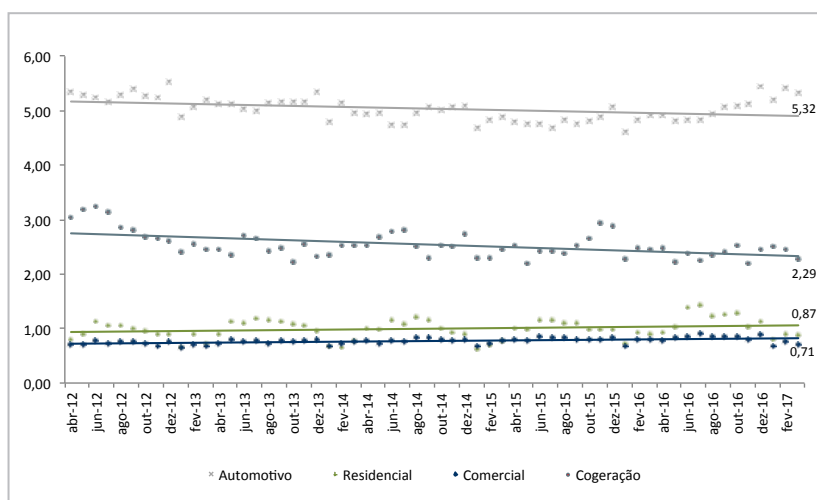
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Industrial	41,73	6,10%	5,78%		39,33	39,45
Automotivo	5,32	-2,03%	7,91%		5,43	4,93
Residencial	0,87	-4,40%	-4,40%		0,91	0,91
Comercial	0,71	-5,33%	-12,35%		0,75	0,81
GEE	24,84	12,09%	-7,66%		22,16	26,90
Cogeração	2,29	-6,53%	-6,91%		2,45	2,46
Total	76,29	6,64%	0,30%		71,54	76,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

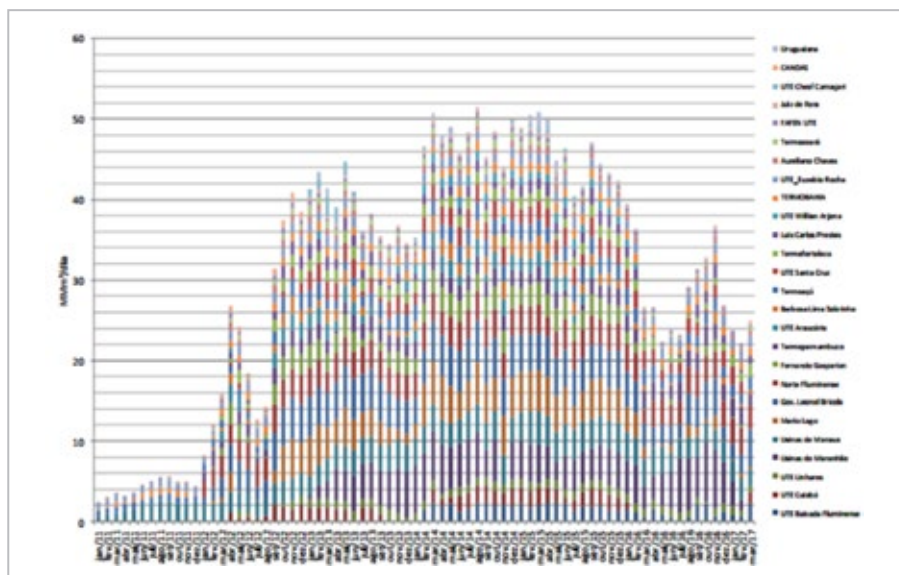
Gráfico 3.6: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O aumento da demanda por gás natural que vem ocorrendo no setor industrial pode ser justificado pelos indícios de recuperação, ainda que moderada, na economia brasileira. O gás natural tem sido visto como um combustível atrativo na indústria, por ser um combustível mais limpo, econômico, eficiente e seguro. Dos 2,4MMm³/dia que houve de aumento no consumo industrial de gás natural, 0,5MMm³/dia está relacionado ao maior consumo nas refinarias e 1,9MMm³/dia ao maior volume entregue pelas distribuidoras.

Já em relação ao aumento do consumo de gás natural para geração elétrica na ordem de 2,6MMm³/dia, o maior incremento foi devido ao aumento no consumo nas UTEs Baixada Fluminense, Cuiabá e Governador Leonel Brizola. O Gráfico 3.7 apresenta o histórico recente de consumo total de gás natural do segmento termelétrico, segmentado por usina termelétrica.

GRÁFICO 3.7 – Consumo Total de Gás Natural do Segmento Termelétrico

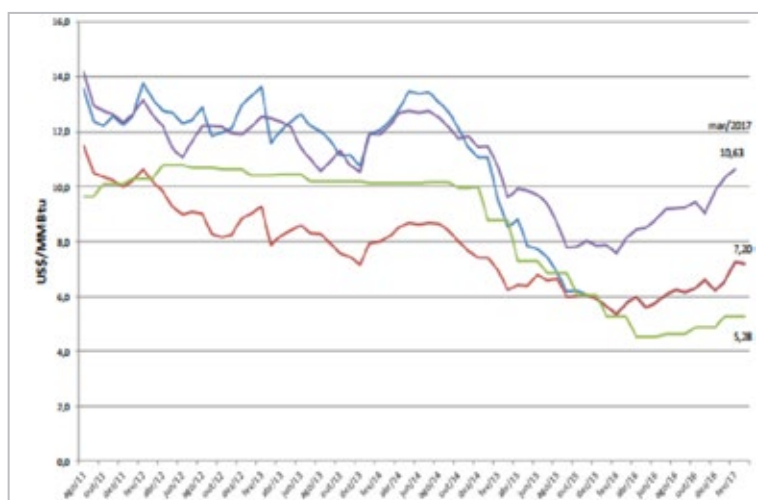


D) O PREÇOS

Fazendo uma análise no preço do gás natural no mês de março, foi possível verificar uma queda de 1% no preço médio nacional do gás no city gate, que é o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras, que passou de 7,5US\$/MMBTU em fevereiro para 7,4US\$/MMBTU em março⁵. Já o decréscimo no preço do gás no Programa Prioritário Termelétrico (PPT) foi de 0,5%, fechando em 4,2US\$/MMBTU.

Analisando o histórico de preços do gás natural apresentado no Gráfico 3.8, pode-se observar que o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras na Nova Política Modalidade Firme, visto que desde novembro de 2015 não é aplicado desconto provisório pela Petrobras sobre os preços contratuais, é equivalente a 68% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidoras). Em relação ao preço do gás importado por gasoduto, da Bolívia, o gás boliviano é 73% do valor do gás natural da Petrobras.

GRÁFICO 3.8 – Histórico de Preços do Gás Natural



Fonte: MME (2017)

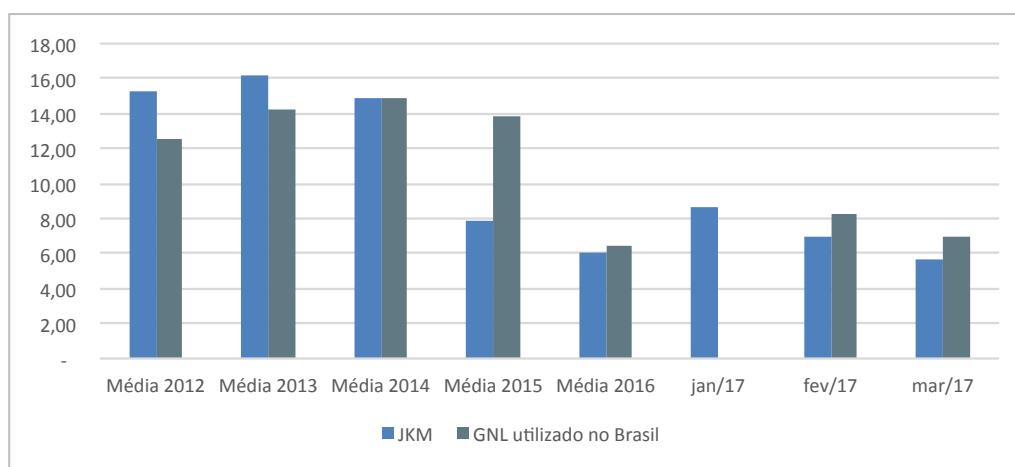
⁵ A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula.

Também registrou leve baixa o preço do gás natural das distribuidoras para o consumidor final da indústria, que ficou entre 12,US\$/MMBTU e 14,3US\$/MMBTU, com tributos, a depender do volume comercializado. Comparando com os preços para a indústria no mesmo período do ano passado, se pode observar que o aumento registrado foi, na média, de 5,6%.

A média de preços aos consumidores finais do segmento residencial foi de 30,1US\$/MMBTU, com tributos, na faixa de consumo de 12m³/mês, de 23,1US\$/MMBTU para os consumidores comerciais, com a faixa de consumo de 800m³/mês, e de 12,5US\$/MMBTU e 19,7US\$/MMBTU para o segmento automotivo para postos e consumidor final, respectivamente.

Em relação ao preço do GNL, enquanto que o preço de referência *Japan Korea Marker* (JKM)⁶ foi de 5,7US\$/MMBTU no mês de março, o preço FOB do GNL utilizado no Brasil foi de 7,02US\$/MMBTU. Como pode ser analisado no Gráfico 3.9, ao passo que houve uma grande variação no patamar de preços JKM entre os anos 2014 e 2015, sendo registrado uma queda de 47% no preço do GNL, a mudança no patamar dos preços do GNL utilizado no Brasil foi entre os anos 2015 e 2016, onde foi registrado uma queda de 53% no preço do gás. Essa queda foi explicada pelo excesso de oferta no mercado internacional a partir do final de 2015. Vale mencionar que o mundo aguarda preços ainda mais deprimidos para o GNL no mercado internacional, devido, exatamente, a esse excesso de oferta (para maiores detalhes vide Coluna de Opinião "Cenários e Oportunidades Globais para a Indústria Brasileira de GNL", site da FGV Energia, 2017).

GRÁFICO 3.9 – Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL (US\$/MMBtu)









Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (2017).

Quanto aos preços do gás natural no mercado internacional, enquanto que no mercado europeu o preço sofreu queda de 14,7% em relação a fevereiro, estando em 5,4US\$/MMBTU no mês de março, o Henry Hub sofreu alta de 1,2%, sendo cotado a 2,8US\$/MMBTU, o preço do gás natural no mercado japonês registrou aumento de 5,2%, e o preço na

Rússia sofreu aumento de 2,6%. O preço do gás natural no mercado japonês e russo atingiu seu maior valor dos últimos doze meses, sendo cotado a 7,7US\$/MMBTU e 5,8US\$/MMBTU, respectivamente. Maiores detalhes sobre os preços do gás natural no mercado nacional e internacional podem ser vistos na Tabela 3.5.

⁶ O Platts JKM é o preço de referência do GNL para as cargas físicas locais referenciadas em contratos entre países do Nordeste da Ásia e globalmente.

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

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Henry Hub	2,87	1,93%	64,77%		2,82	1,74
Europa	5,36	-14,67%	23,86%		6,28	4,33
Japão	7,70	5,17%	10,13%		7,32	6,99
Rússia	5,81	2,57%	46,89%		5,66	3,96
PPT *	4,19	-0,49%	5,44%		4,21	3,97
Preços na distribuidora (Reg. Sudeste)	No City Gate	7,41	-0,80%		7,47	
	2.000 m³/dia **	14,36	-0,01%	4,45%	14,36	13,74
	20.000 m³/dia **	12,67	-0,14%	6,53%	12,68	11,89
	50.000 m³/dia **	12,25	-0,17%	6,00%	12,27	11,55

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

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

E) O FUTURO

Ao passo que o vencimento do contrato da Petrobras de importação de gás natural da Bolívia se aproxima, tem sido discutido recentemente opções para garantir o fornecimento de gás natural a partir de 2020 para a região Sul, que atualmente tem o gás boliviano como única fonte supridora de gás natural. Dentre as soluções analisadas estão, entre outras:

- 1) Consolidação de um memorando de entendimento entre os Estados do Sul e a Bolívia, para manter a importação de gás natural, mesmo sem a intermediação da Petrobras;
- 2) Fornecimento através de um terminal de GNL que seria construído em um dos portos da região, sendo Santa Catarina forte candidata por apresentar melhores condições técnicas e geográficas para o empreendimento.

Além das discussões expostas, outras tentativas de diminuir o grau de dependência do gás boliviano também têm sido feitas, como a retomada de estudos para instalação de gasoduto para o gás natural brasileiro da Bacia do Solimões da Unidade Petrolífera de Urucu, localizada no Estado do Amazonas.

Em relação ao consumo de gás natural, embora a demanda por gás natural para geração elétrica esteja 7,6% menor do que aquela do mesmo período de 2016,

em função de um menor despacho termelétrico este ano, o governo tem estudado a necessidade de contratação de termelétricas a gás no segundo semestre de 2017, de forma a garantir a segurança do abastecimento nas regiões Nordeste e Sudeste.

Devido a atual situação dos reservatórios das usinas do rio São Francisco, que não estão em condições de suportar em tal grau a intermitência das novas fontes renováveis quanto a necessidade de carga, o MME está avaliando a necessidade de uma alternativa de geração firme, que coloca as térmicas a gás em posição favorável, por serem mais limpas e baratas do que outras fontes de energia fóssil. Se tal avaliação resultar em inclusão de térmicas a gás na base da geração elétrica, será possível visualizar um aumento considerável de demanda por gás natural por esse segmento.

Já existe uma térmica licitada em Sergipe, a UTE Porto de Sergipe I, que promete ser a maior termelétrica da América Latina. Com planos de entrar em operação em janeiro de 2020, a térmica terá capacidade de gerar 1,5GW de energia elétrica, onde foi firmado um contrato de longo prazo de fornecimento de GNL com o nível de flexibilidade requerido sobre o contrato de compra e venda de energia (PPA) contratado⁷. A UTE Porto de Sergipe I é um projeto integrado *downstream* com participação das empresas Golar LNG com a FSRU, da General Eletric com a planta de energia, linhas de transmissão e Operação & Manutenção, e da Ocean LNG Limited para fornecimento de GNL.

⁷ Após a realização do Leilão de Energia pela CCEE, por delegação da ANEEL, o empreendedor que vence o leilão, no caso de Leilão do Ambiente de Contratação Regulada, precisa assinar contratos de compra e venda com as distribuidoras de energia.



BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO

Em abril/2017, a produção de etanol anidro foi 133,6% superior à do mês anterior (março/2017), mas 46,3% inferior ao mesmo mês do ano passado (abril/2016). Comportamento semelhante ocorreu com o etanol hidratado, que teve a produção de abril/2017 superior à de março/2017 em 156,8%, mas inferior à de abril/2016 em 45,8%. O mês de abril é o primeiro mês da safra 2017/18 da região Centro-Sul, que vai de abril a março, o que explica o aumento de produção registrado em abril/2017. O volume produzido, no entanto, foi inferior ao do início da safra anterior, como resultado de atrasos na moagem da cana-de-açúcar, conforme divulgado pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA). A associação informou, ainda, que até o dia 1º de maio de 2017, 231 unidades produtoras estavam em operação no Centro-Sul, contra 239 no mesmo período do ano

anterior, e estima que, até o fim de maio, 255 unidades estejam operando.

Além disso, de acordo com pesquisa do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), houve redução da produtividade agrícola da área colhida em abril de 2017 comparativamente com o mesmo mês do último ano (77 toneladas de cana-de-açúcar por hectare na safra atual, ante 90 toneladas por hectare em abril de 2016), devido, principalmente, à menor ocorrência de cana bisada (cana que não pôde ser colhida e ficou no campo por mais de um ciclo) na safra atual relativamente ao ciclo 2016/17.

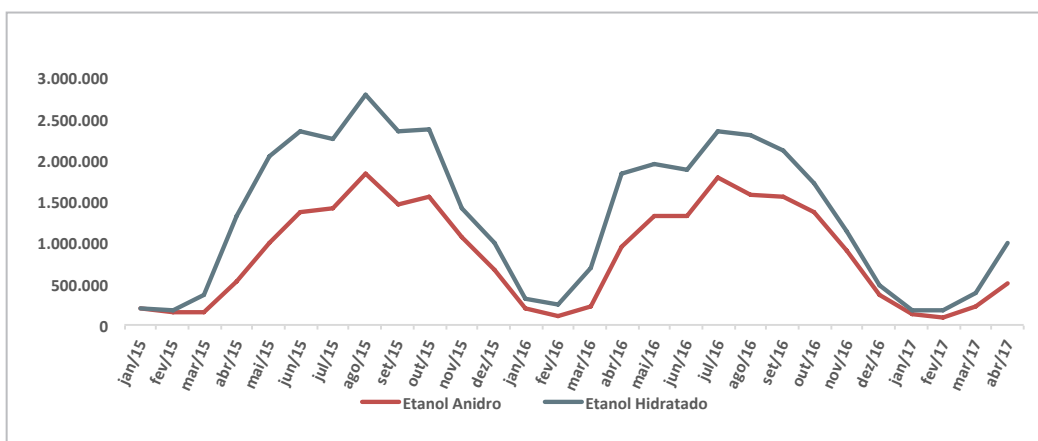
Atualmente, há 384 plantas produtoras de etanol autorizadas pela ANP, sendo que 314 estão localizadas na Região Centro-Sul, das quais 211 estão na região Sudeste, e 70 localizam-se na Região Norte-Nordeste.

Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (litros)

Biocombustível	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
Etanol Anidro	507.659.066	133,6%	-46,3%		217.348.453	944.617.840
Etanol Hidratado	992.052.228	156,8%	-45,8%		386.351.734	1.831.197.000
Total Etanol	1.499.711.294	148,4%	-46,0%		603.700.187	2.775.814.840
Biodiesel	346.599.053	3,4%	-0,5%		335.069.062	348.485.118

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em mil litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 4.1: Localização das usinas de cana-de-açúcar

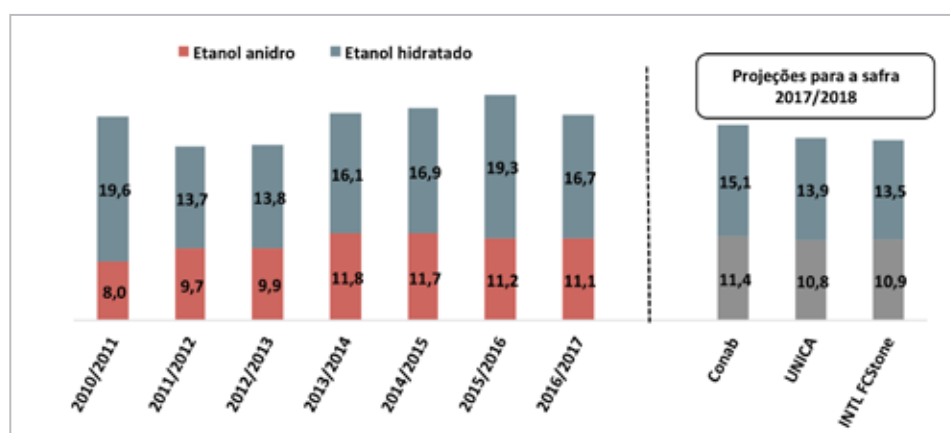


Fonte: UDOP, 2015; dados da Conab e ANP, 2017

Como ocorre todos os anos no início de cada ciclo, diversas entidades apresentaram as suas estimativas para a produção de etanol (anidro e hidratado) na safra 2017/18, iniciada em abril/2017. O gráfico 4.2 mostra a produção de ciclos passados e a estimativa de três entidades do setor: a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), empresa pública vinculada ao Ministério da Agricultura,

Pecuária e Abastecimento (Mapa); a UNICA, organização que representa usinas sucroalcooleiras da região Centro-Sul, responsáveis por mais de 50% do etanol e 60% do açúcar produzidos no Brasil; e a consultoria INTL FCStone. As três entidades projetam queda na produção de etanol hidratado, em relação à safra 2016/17, e apenas a Conab estima que a produção de anidro terá aumento.

Gráfico 4.2 – Estimativas de produção de etanol para a safra 2017/2018



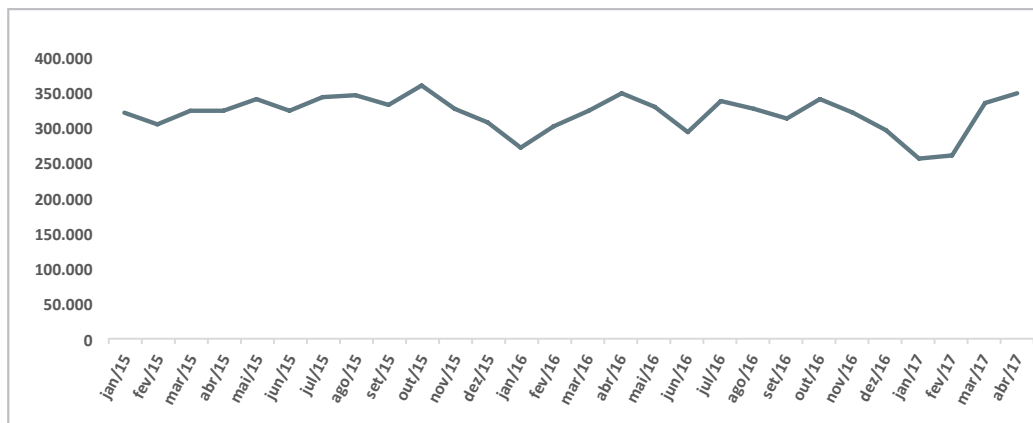
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Conab, UNICA e Revista Globo Rural, 2017

A produção de biodiesel em abril/2017 foi apenas 3,4% superior à produção de março/2017 e 0,5% inferior à produção de abril/2016 (vide Tabela 4.1). O volume produzido em março e abril fez parte das negociações ocorridas no 53º Leilão de Biodiesel da ANP, no Leilão de Opções de Compra de Biodiesel da Petrobras (LE53) e, ainda, em uma etapa complementar ao LE53 convocada de forma emergencial pela Petrobras, no dia 31 de março de 2017. O 53º Leilão ocorreu em fevereiro de 2017 e envolveu a negociação de 622,1 MMI (milhões de litros) de biodiesel para os meses de março e abril. O Leilão de

Opções visa a formação de estoques reguladores e, para garantir o mercado no mesmo período de entrega do 53º Leilão, foram contratados 41 MMI do biocombustível. O Leilão complementar ao LE53 envolveu a contratação de 29 MMI de biodiesel.

A produção de março e abril somou 681,7 MMI, alcançando 98% do volume negociado nos três leilões, que totalizou 692,1 MMI. Vale lembrar que, desde março/2017, o biodiesel passou a ser adicionado ao diesel em teor de 8%.

Gráfico 4.3 – Produção mensal de biodiesel em mil litros

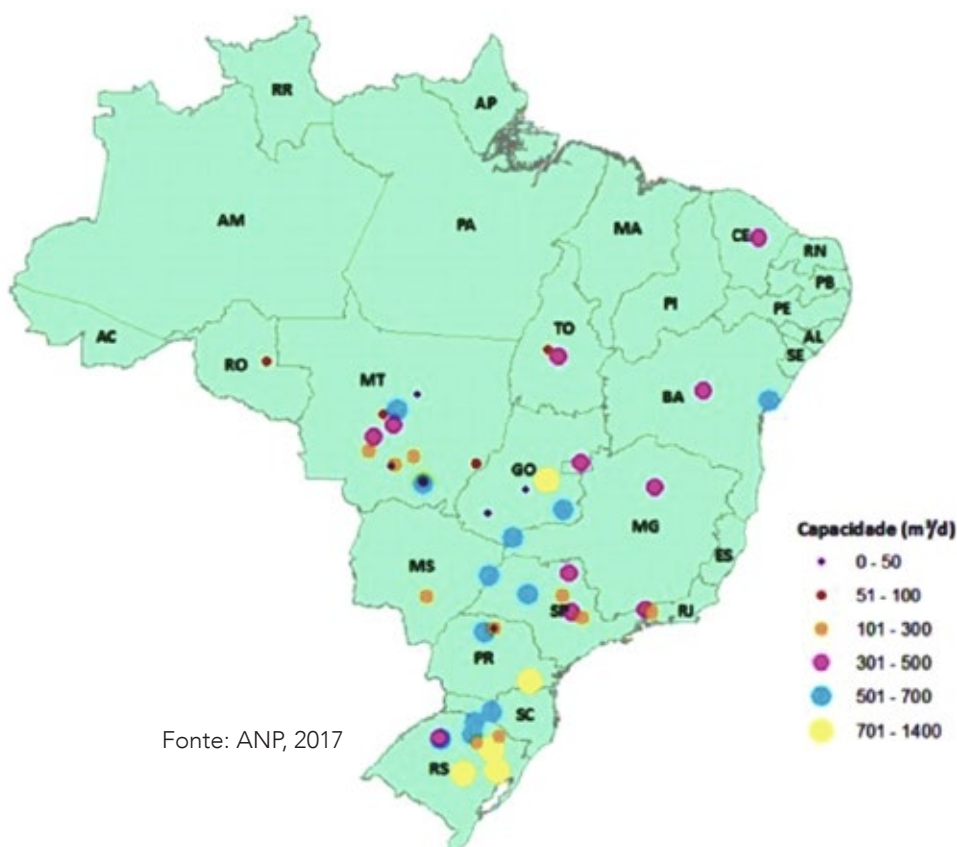


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Atualmente, há 51 usinas produtoras de biodiesel autorizadas pela ANP (em dezembro/2016 eram 50), localizadas principalmente nas regiões Centro-Oeste e Sul. O número de usinas autorizadas vem caindo desde 2013, como reflexo, principalmente, de atrasos no aumento do teor obrigatório do biocombustível no diesel mineral. O setor de biodiesel foi se preparando, desde o início do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB),

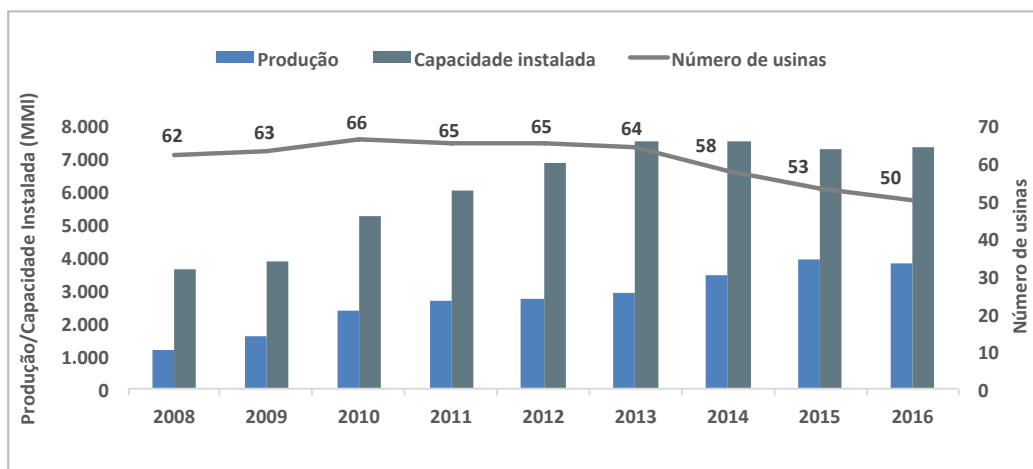
para um aumento gradual do mandato de mistura do biodiesel no diesel mineral, mas esse aumento ocorreu de forma mais lenta do que o crescimento da capacidade do setor. A Tabela 4.2 apresenta o histórico dos percentuais de mistura obrigatória de biodiesel no diesel, onde verifica-se que o aumento do teor de 7% para 8% demorou quase três anos para acontecer, o que contribuiu para o fechamento de usinas.

Figura 4.2: Localização das usinas de biodiesel autorizadas pela ANP



Fonte: ANP, 2017

Gráfico 4.4 – Produção, Capacidade instalada e número de usinas de biodiesel



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Tabela 4.2: Histórico do teor de mistura de biodiesel no diesel

% Biodiesel no Diesel	
antes de 2008	opcional
Jan/2008	2%
Jul/2008	3%
Jul/2009	4%
Jan/2010	5%
Ago/2014	6%
Nov/2014	7%
Mar/2017	8%
Mar/2018	9%
Mar/2019	10%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

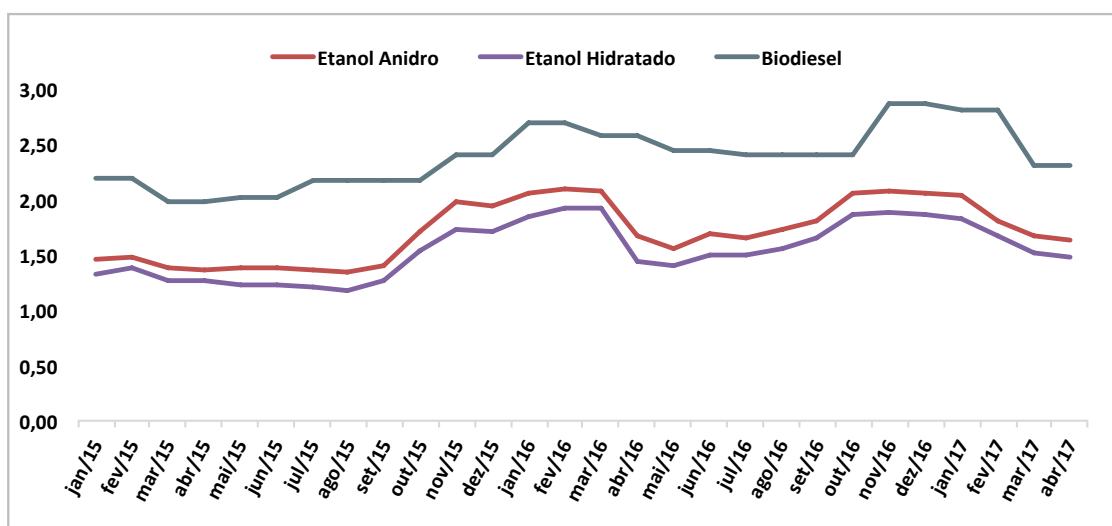
B) PREÇOS

Os preços de etanol anidro e de etanol hidratado, em abril/2017, continuaram em queda, caindo 1,8% e 3,1%, respectivamente, em relação a março/2017. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,64 e o do etanol hidratado foi cotado em R\$ 1,48 (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ). As quedas dos preços foram provocadas pelo aumento da oferta, decorrente da produção da nova safra. De acordo com o Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA, 2017), da USP, os recuos de

preços só não foram mais intensos porque houve aumento da demanda.

O preço do biodiesel em abril/2017 decorreu da negociação realizada no 53º Leilão de Biodiesel da ANP, para os meses de março e abril de 2017, que obteve o preço médio de R\$ 2,30 por litro, valor 18% inferior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,81/l). Entre os motivos para os preços menores estão a safra recorde de soja, que barateou a matéria-prima, e, também, a capacidade ociosa da indústria.

Gráfico 4.5 – 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), 2017

C) CONSUMO

O consumo de etanol anidro em abril/2017 foi 7,6% inferior ao do mês anterior. De acordo com o portal de notícias Novacana (2017), depois de apresentar alta em março, o mês de abril/2017 teve uma demanda de combustíveis em queda na comparação com o mesmo período de 2016. Segundo a UNICA, a redução nas vendas de etanol anidro, quando comparadas com o volume apurado para março de 2017, já era prevista. Isso porque, de acordo com as regras estabelecidas pela Resolução ANP nº 67/2011, produtores e distribuidores de combustíveis devem manter estoques de anidro





no dia 31 de março. Dessa forma, é natural que parte das vendas dos distribuidores no início de abril sejam supridas pelo produto armazenado, reduzindo a retirada de etanol das unidades produtoras ao longo desse período. Essa queda nas saídas domésticas de etanol anidro reflete também o volume importado do aditivo por agentes distribuidores e produtores. Quando comparado à abril/2016, o consumo de abril/2017 apresentou ligeiro aumento, de 2,2%, decorrente do aumento de demanda por combustível do ciclo Otto registrado entre 2016 e 2017.

O preço do etanol hidratado não tem sido competitivo com a gasolina em diversos estados, o que fez com que o seu consumo caísse 15,1% entre abril/2016 e abril/2017. Apesar das recentes quedas de preços do biocombustível, o seu consumo em abril/2017 ainda foi 2,4% inferior ao de março/2017.

O consumo de biodiesel, que apresentou aumento no

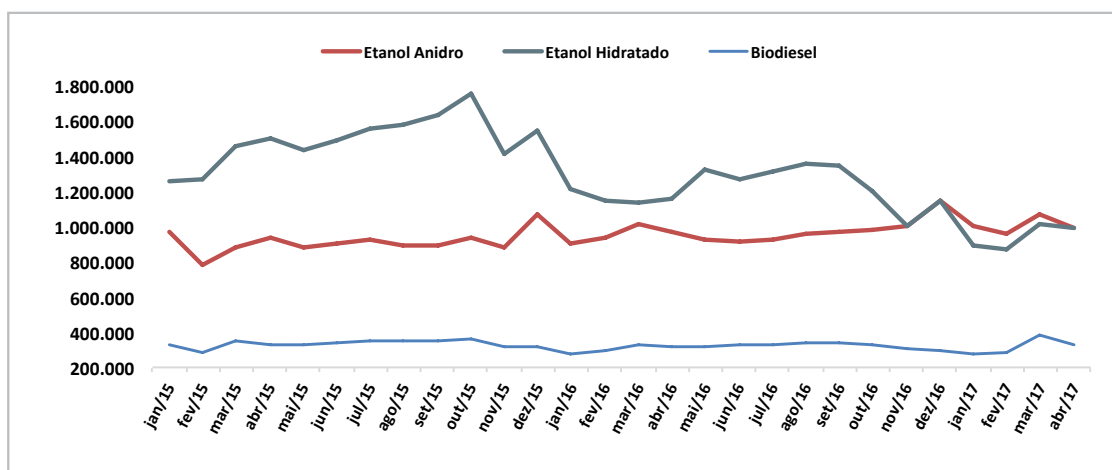
mês de março, voltou a cair em abril, como consequência da redução da demanda por óleo diesel. O consumo do biocombustível em abril/2017 foi 14,5% inferior ao de março/2017, mas foi superior a abril/2016 em 3,6%. Apesar do aumento do teor de biodiesel no diesel, de 7% para 8%, ocorrido em março/2017, o consumo do biocombustível está abaixo do esperado, devido à recessão econômica, que afeta a demanda por óleo diesel.

Tabela 4.3: Consumo de biocombustíveis no Brasil (litros)

Biocombustível	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
Etanol Anidro	985.338.191	-7,6%	2,2%		1.066.036.940	964.276.830
Etanol Hidratado	985.377.535	-2,4%	-15,1%		1.009.730.798	1.160.337.006
Total Etanol	1.970.715.726	-5,1%	-7,2%		2.075.767.738	2.124.613.836
Biodiesel	331.671.914	-14,5%	3,6%		388.124.004	320.106.079

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

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de etanol e biodiesel em mil litros



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



D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O Brasil exportou, em abril/2017, mais de 127 MMI de etanol, volume 136% superior ao transacionado em março/2017 e 77,6% superior ao exportado em abril/2016. O início da safra, em abril, permitiu o aumento das exportações, mas o volume exportado acumulado, de janeiro a abril de 2017 (344 MMI), representa menos de 50% das exportações no mesmo período de 2016 (704 MMI). Para este ciclo 2017/18, o mercado espera uma redução das exportações por avaliar que haverá redução da produção de etanol, além de um maior direcionamento da produção para o açúcar.

As importações, que estavam em uma trajetória de crescimento, em decorrência dos baixos preços do etanol no mercado externo (principalmente nos Estados Unidos), sofreram queda de 61,6% em abril/2017, na comparação

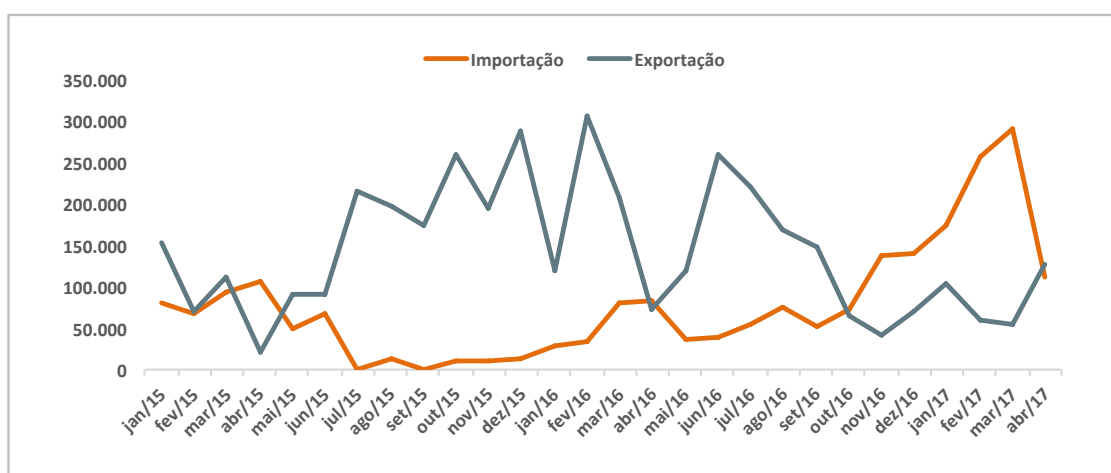
com o mês anterior (março/2017). O aumento de oferta decorrente do início da safra 2017/2018, contribuiu para a redução das importações. Ainda assim, o volume importado em abril/2017 foi 35,2% superior ao transacionado em abril/2016. O crescimento acelerado das importações, a partir do segundo semestre de 2016, fez com que diversos produtores e entidades do setor se manifestassem solicitando a volta da tarifa de importação de etanol, o que ainda será discutido na Câmara de Comércio Exterior (Camex). O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por outro lado, aprovou medida que estabelece que os importadores devem atender às mesmas regras de manutenção de estoque mínimo que os produtores, o que não deixa de ser uma medida de proteção ao mercado nacional. Apesar da aprovação da medida ter agradado e atendido a reivindicações do setor, entidades como a UNICA ainda estão defendendo a alteração da tarifa de importação.

Tabela 4.4: Importação e exportação de etanol (litros).

Etanol anidro	abr-17	abr-17/mar-17	abr-17/abr-16	Tendência 12 meses	mar-17	abr-16
Importação	111.924.258	-61,6%	35,2%		291.209.710	82.799.149
Exportação	127.487.777	136,6%	77,6%		53.882.333	71.791.461

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

Gráfico 4.7 – Volumes de importação e exportação de etanol em mil litros



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

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

No dia 8 de junho de 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou uma resolução com as diretrizes estratégicas do RenovaBio, programa lançado Ministério de Minas e Energia (MME) em dezembro de 2016, com o objetivo de expandir a produção de biocombustíveis no Brasil. O programa baseia-se em metas de redução de emissões anuais e na avaliação da intensidade de carbono de cada combustível e seu mecanismo de funcionamento é inspirado em iniciativas internacionais, como o RFS (Renewable Fuel Standard), dos Estados Unidos, o LCFS (Low Carbon Fuel Standard), da Califórnia, e o RED (Renewable Energy Directive), da União Europeia.

Além de aprovar as diretrizes do programa, a deliberação do CNPE também estabeleceu um Grupo de Trabalho, com a missão de avaliar, em até 60 dias, as propostas de

revisões normativas necessárias para a implementação do Programa, em observância às diretrizes estratégicas aprovadas. Foram também criados os Comitês de Monitoramento de Abastecimento de Etanol e de Biodiesel, com a finalidade de monitorar e avaliar sistematicamente o mercado desses biocombustíveis (MME, 2017).

Após a aprovação do programa pelo CNPE, a próxima etapa é a publicação da resolução pela Casa Civil no Diário Oficial.

Na mesma reunião do CNPE, discutiu-se a possível antecipação para março de 2018 da mistura de 10% de biodiesel ao diesel (B10). Nesse sentido, o Ministério de Minas e Energia está finalizando tratativas junto aos produtores de biodiesel, distribuidoras e fabricantes de veículos automotores e levará o assunto em breve para apreciação do CNPE (MME, 2017).



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Mariana Weiss | Vinícius Motta

A) DISPONIBILIDADE

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

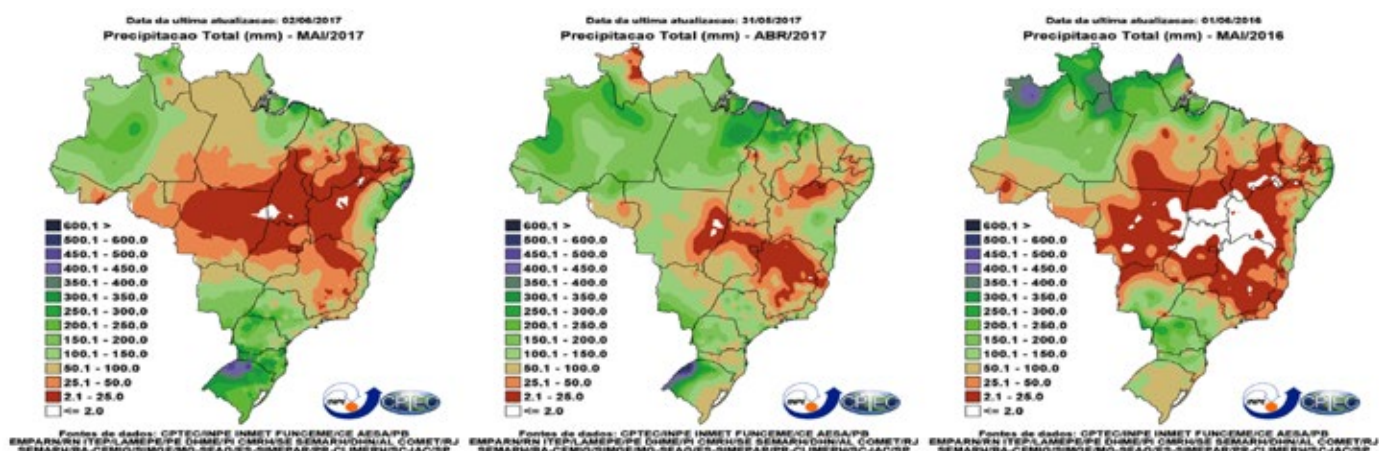
	mai-17		mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17		mai-16	
SE	39.235,00	101,21%	1,48%	16,59%		38.663,00	72,68%	33.653,00	89,61%
S	14.509,00	168,34%	161,56%	33,50%		5.547,00	83,80%	10.868,00	126,41%
NE	1.601,00	22,15%	-44,64%	-7,40%		2.892,00	24,24%	1.729,00	23,80%
N	7.075,00	65,73%	-44,61%	67,97%		12.773,00	73,46%	4.212,00	38,71%
SIN	62.420,00	-	4,25%	23,70%		59.875,00	-	50.462,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Natural Afluente – ENA SIN, indicador que mede a disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional, aumentou 4,25%, em maio deste ano em relação ao mês anterior, como retrata a Tabela 5.1. Tal registro positivo se deu devido ao resultado da região S, que incrementou 161,56% e alcançou 168,34% da Média de Longo Termo – MLT. SE também aumentou, porém marginalmente, 1,48%. As regiões N e NE recuaram significativamente, 44,64% e 44,61%,

respectivamente. Tal movimento também pode ser visualizado nos mapas de precipitação de todo Brasil na Figura 5.1. É possível acompanhar no mapa de mai/17 que uma grande área foi classificada entre 2,1 a 25 mm, abrangendo boa parte do Nordeste, Centro-Oeste e Norte. A classe 2,1 a 25 mm era bem inferior no mapa de abr/17. No entanto, no Sul, tivemos um aumento da área das classes 400,1 a 450 mm e 450,1 a 500 mm, o que explica o resultado expressivo de ENA em S.

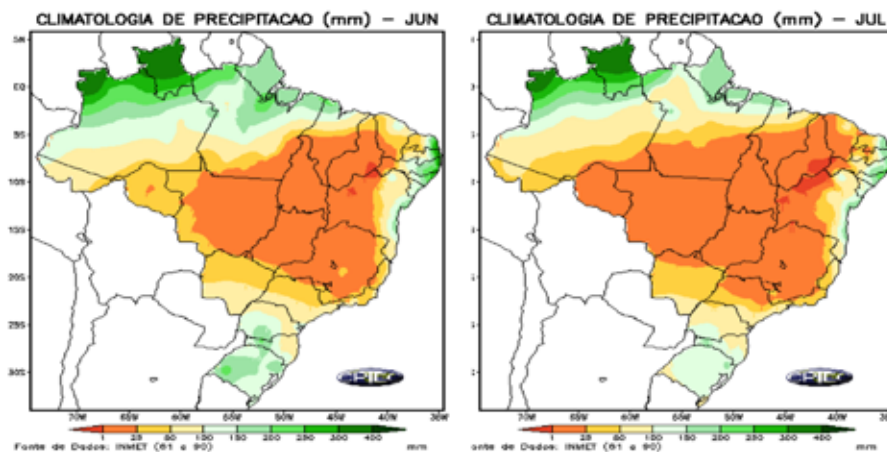
Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para mai/17, abr/17 e mai/16



Na comparação ano a ano, observa-se um aumento de 23,70% na ENA total. A região N foi a que mais incrementou a ENA, 67,97%, seguido de S, 33,50%, e SE, 16,59%. NE foi a única região que apresentou queda, 7,40%. O registro expressivo de N foi resultado, além da precipitação, da entrada em operação de novos empreendimentos hidrelétricos totalizando 1,7 GW de incremento de capacidade⁸. Em S e SE, o aumento das chuvas, como demonstra a Figura 5.1, foi a principal causa do aumento de ENA. O resultado de NE não é possível explicar apenas analisando os mapas de precipitação, pois,

aparentemente, a precipitação no Nordeste em mai/16 foi menor que em mai/17. A expectativa de chuvas para os próximos meses de junho e julho pode ser acompanhada na Figura 5.2, que retrata a pluviosidade média dos meses de junho e julho do histórico de dados de precipitação. Como esperado, por estarmos no período seco do SIN, há uma expectativa de aumento da abrangência da área da classe de pluviosidade de 1 a 25 mm, na região central do Brasil, englobando boa parte do Centro-Oeste, Nordeste e Norte, para o mês de junho. Em julho, tal área se expande ainda mais.

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



⁸ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
SE/CO	34.432,22	-3,85%	1,24%		35.809,26	34.011,81
S	10.259,36	-1,42%	3,23%		10.407,50	9.938,71
NE	5.592,89	-45,92%	-44,52%		10.342,36	10.081,42
N	10.232,54	93,42%	93,00%		5.290,42	5.301,80
SIN	60.517,01	-2,15%	1,99%		61.849,54	59.333,74

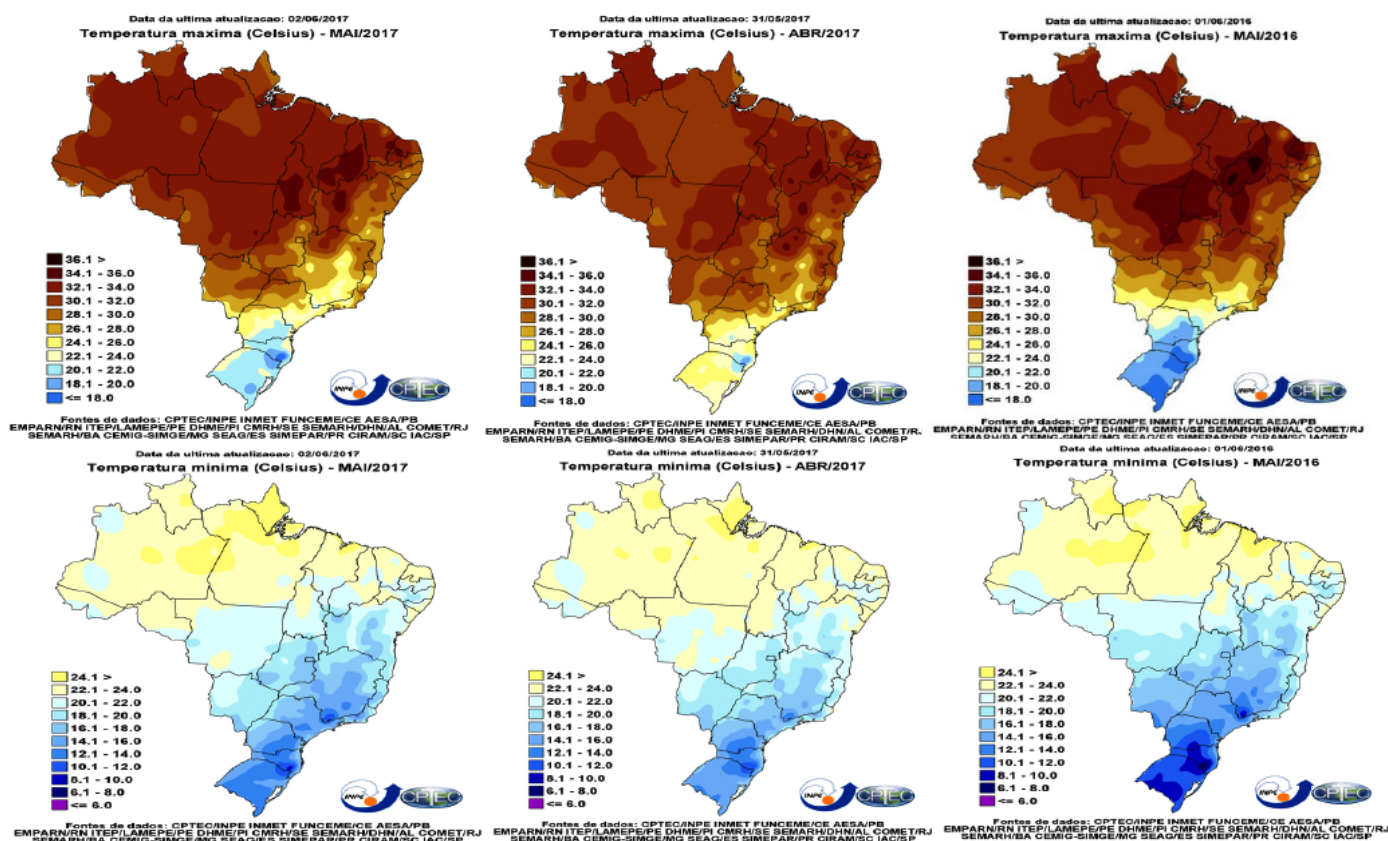
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A carga de energia do SIN recuou 2,15% na comparação mensal (Tabela 5.2), enquanto que na comparação anual cresceu 1,99%. Com exceção do N que registrou uma carga de energia 5,72% maior do que a registrada no mês anterior, todos os subsistemas apresentaram queda na comparação mensal (SE/CO -3,85%, S -1,42%, NE -1,06%). Já, na comparação anual, houve aumento da carga de energia em todos os subsistemas (SE/CO +1,24%, S +3,23%, NE +1,50%, N +5,49%).

As variações na carga de energia na comparação mensal podem ser associadas às variações de temperatura.

Como é possível observar na Figura 5.3, SE/CO, S e NE apresentaram em média temperaturas mais baixas do que no mês anterior, ao passo que no N as temperaturas foram em média mais altas. Além disso, é possível ainda que a carga de energia tenha declinado na comparação devido ao fato de em maio de 2017 a bandeira tarifária ter continuado a ser vermelha (patamar 1), com custo de R\$ 3,00 a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos. Apesar de este ser o patamar mais baixo da bandeira vermelha, os consumidores tendem a fazer uso mais eficiente da energia elétrica e a combater os desperdícios.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para mai/17, abr/17 e mai/16.







Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, o crescimento da carga de energia também pode ser relacionado ao aumento de temperaturas, principalmente no SE/CO e no S. Contudo, vale também ressaltar que parte do aumento da carga de energia em relação a maio do ano passado por ser associada à tendência de recuperação da economia. Segundo resultados da Sondagem Empresarial do IBRE/FGV que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial aumentou 13,7 pontos entre maio de 2017 e maio de 2017, passando de 72,7 para 86,4 pontos. Estes resultados vêm sendo refletidos tanto no nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) da indústria que passou de 73,9% em maio de 2016 para 74,70% em maio de 2017, como nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) de Serviços que apresentou um ligeiro aumento de 82,20% para 82,40% entre maio de 2016 e maio de 2017. É importante ainda destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br) do IBRE/FGV, apesar de continuar em um patamar alto, caiu de 137,9 pontos para 128,1 na comparação anual, colaborando para um cenário de recuperação econômica.

Outro ponto importante a ser analisado no que tange à demanda de energia é o fator de carga, que representa a relação entre a demanda média horária de energia elétrica e a demanda máxima. O fator de carga pode variar de 0 a 1. Quanto maior o fator de carga, mais eficiente é o uso da eletricidade, implicando na otimização da utilização dos ativos do setor elétrico e na consequente minimização dos custos da eletricidade.

Em maio de 2017, como de costume, o S foi o subsistema que apresentou menor fator de carga (0,78), enquanto o N foi responsável pelo maior fator de carga (0,84). O perfil do fator de carga do Sul pode ser explicado pela maior participação do setor comercial no consumo de energia. Já, o alto fator de carga do N pode ser explicado pela forte presença de indústrias eletrointensivas na área de metalurgia e extração de minerais metálicos, que colaboram para nesta região a indústria ser responsável por aproximadamente 45% do consumo de energia, segundo o anuário estatístico de energia elétrica da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Tanto na comparação mensal como na anual, SE/CO e S registraram crescimento do fator de carga, ao passo que no NE o fator de carga caiu em ambos os períodos de análise.

Tabela 5.3: Fator de Carga

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
SE/CO	0,81	3,52%	1,86%		0,78	0,79
S	0,78	6,67%	2,91%		0,73	0,75
NE	0,82	-0,42%	-2,24%		0,83	0,84
N	0,84	0,72%	-1,29%		0,84	0,85



















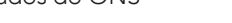

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS.

C) OFERTA

De acordo com a Tabela 5.3, para acompanhar a tendência da carga, a geração total de energia recuou 7,95%, na comparação mensal. Com a redução de ENA total e a expectativa de redução de disponibilidade hídrica nos próximos meses, a geração hidráulica recuou 13,87%. A geração eólica cresceu 32,37%, por estarmos mais próximos dos meses de maior pico desse tipo de geração

no SIN em outubro/setembro. Para complementar e reduzir o deplecionamento dos reservatórios, a geração térmica aumentou 12,49%. Na comparação ano a ano, a geração total também sofreu queda, 4,85%. A geração hidráulica recuou 7,67%, devido a um volume menor de água nos reservatórios do SIN (Tabela 5.7). Com a entrada em operação de novos parques, a geração eólica incrementou 5,89%. Por fim, a geração térmica foi 4,52% maior que abril de 2017.

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
SE/CO	Hidráulica	19.861,68	-7,94%	7,63%		21.574,42	18.453,22
	Nuclear	1.905,01	-4,67%	-5,22%		1.998,23	2.009,85
	Térmica	5.646,12	-1,23%	52,18%		5.716,16	3.710,17
	Total	27.412,81	-6,41%	13,40%		29.288,81	24.173,24
S	Hidráulica	5.492,15	4,55%	-43,69%		5.252,90	9.753,79
	Térmica	1.153,04	4,04%	26,82%		1.108,27	909,16
	Eólica	633,89	-8,47%	31,17%		692,56	483,26
	Total	7.279,08	3,19%	-34,69%		7.053,73	11.146,21
NE	Hidráulica	1.982,86	-6,97%	-19,83%		2.131,48	2.473,25
	Térmica	2.701,41	-1,20%	35,00%		2.734,34	2.000,99
	Eólica	2.811,30	4,93%	9,91%		2.679,31	2.557,86
	Total	7.495,57	-0,66%	6,59%		7.545,13	7.032,10
N	Hidráulica	8.279,20	-3,66%	68,43%		8.594,12	4.915,61
	Térmica	824,92	33,95%	-45,86%		615,82	1.523,67
	Total	9.104,12	-1,15%	41,38%		9.209,94	6.439,28
Itaipu	9.150,96	4,56%	-13,63%		8.752,24	10.594,63	
Total	Hidráulica	44.766,85	-3,32%	-3,08%		46.305,16	46.190,50
	Térmica	12.230,50	0,47%	20,45%		12.172,82	10.153,84
	Eólica	3.445,19	2,17%	13,29%		3.371,87	3.041,12
SIN	60.442,54	-2,28%	1,78%		61.849,85	59.385,46	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação ano a ano, a geração total teve um leve aumento, 1,78%. A geração hidráulica recuou 3,08%, devido a um volume menor de água nos reservatórios do SIN (Tabela 5.7). Com a entrada em operação de novos parques, a geração eólica incrementou 13,29%, com uma expansão de 262,7 MW⁹ somente este ano. Assim como o aumento da geração hidrelétrica na região Norte de 68,43% em relação a maio de 2016 pode ser explicado pela expansão

de 1717,4 MW¹⁰ somente este ano, refletida no aumento de 67,97% da ENA (Tabela 5.1), e o aumento de 9,55% da energia armazenada. Por fim, a geração térmica foi 20,45% maior que em maio de 2016, podendo ser explicada pela diminuição de 22,61% da energia armazenada no SIN. Este aumento de geração térmica resultou em uma estimativa de aumento de 31,10% no fator de emissão de gases de efeito estufa - GEE (Tabela 5.5).

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)¹¹

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
SIN	0,0919	12,77%	31,10%		0,0815	0,0701

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

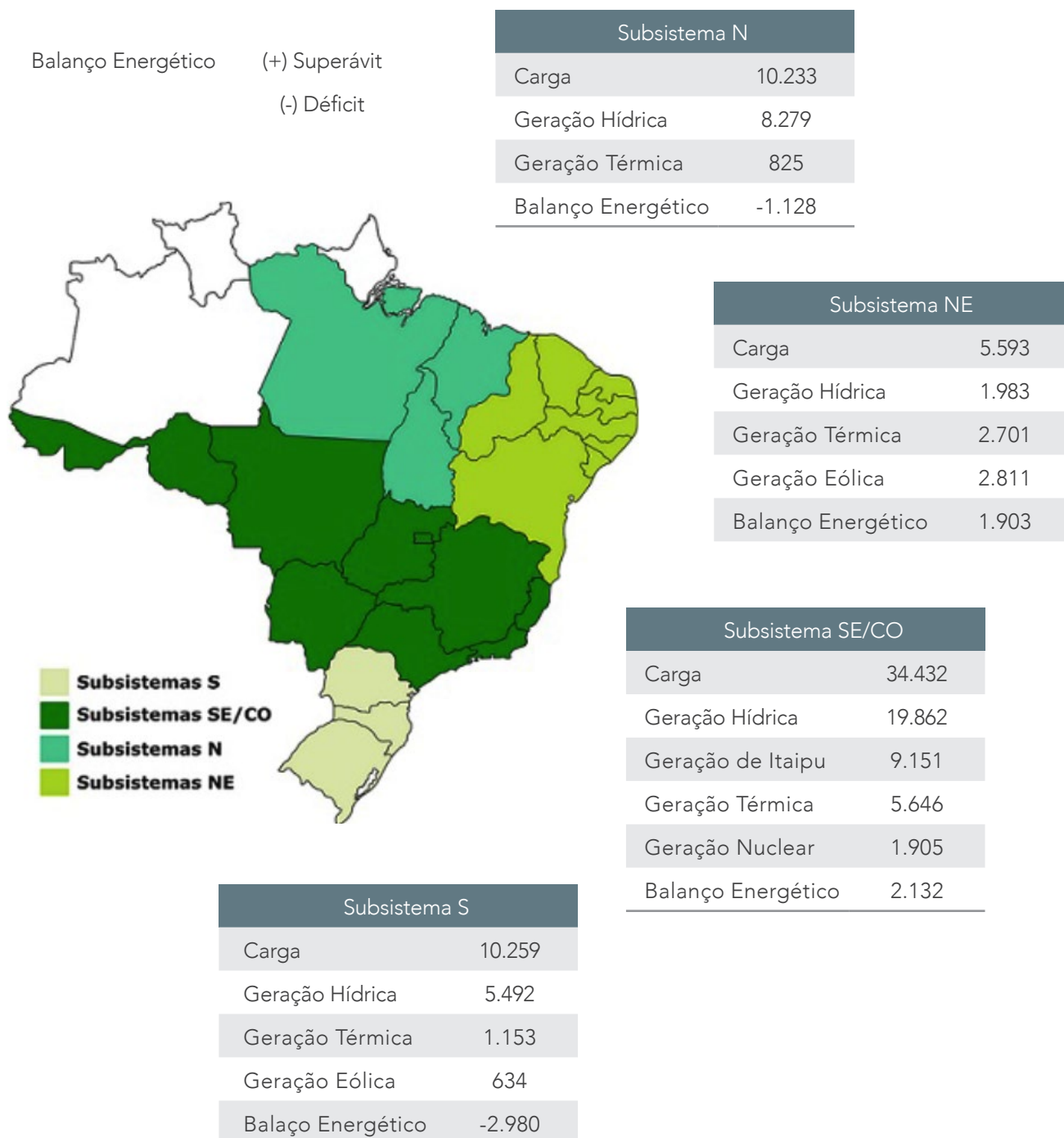
⁹ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

¹⁰ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

¹¹ O dado de maio de 2017 foi estimado com base em uma regressão linear entre geração térmica do SIN e o fator de emissão de Gases de Efeito Estufa do SIN, pois este dado ainda não havia sido divulgado pelo MCTI.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN








Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

É possível observar na Figura 5.4, que os subsistemas SE/CO e N foram superavitários, tendo exportado 2132 MWmed e 3511 MWmed, respectivamente. Isto resultou em intercâmbios que exportaram energia para outros subsistemas. Os subsistemas S e NE, entretanto,

se mostraram deficitários, tendo importado 2980 MWmed e 2737 MWmed de outros subsistemas. Como consequência, em maio de 2017, o maior exportador de energia foi o N, enquanto o maior importador foi o S (Tabela 5.6).






Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
S - SE/CO	-2.944,13	12,22%	-354,73%		-3.354,07	1.155,80
Internacional - S	-32,65	-10983,33%	-163,17%		0,30	51,69
N - NE	2.216,94	-5,74%	94,90%		2.351,85	1.137,48
N - SE/CO	1.294,83	-17,40%	-		1.567,67	0,00
SE/CO - NE	482,21	8,27%	-74,78%		445,39	1.911,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	mai-17		mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17		mai-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	88.070	43,31%	3,53%	-23,38%		85.068	41,83%	114.939	56,66%
S	14.409	71,69%	68,88%	-22,20%		8.532	42,45%	18.521	92,80%
NE	9.887	19,75%	-12,17%	-36,67%		11.257	21,73%	15.612	30,13%
N	10.233	65,73%	3,12%	9,55%		9.923	65,97%	9.341	62,10%
SIN	122.599	42,41%	6,81%	-22,61%		114.780	39,54%	158.413	54,69%

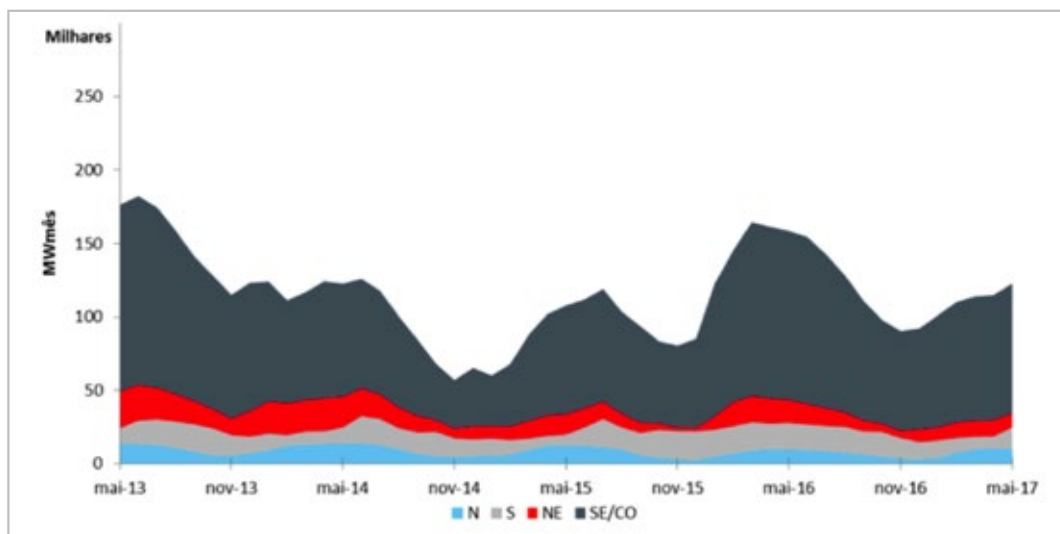
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na análise mês a mês, a Energia Armazenada – EAR do SIN cresceu 6,81%, como demonstra a Tabela 5.7, alcançando 42,41% do nível máximo de estoque. O crescimento expressivo da EAR no S (+68,8%) foi o principal fator de influência no crescimento da EAR do SIN. O S foi o subsistema que alcançou o maior nível dos reservatórios (71,69%). SE/CO e N também incrementaram seus reservatórios (3,53% e 3,12%, respectivamente). Por outro lado, os reservatórios do NE foram deplecionados em 12,17%, alertando para a situação do subsistema que apresenta apenas 19,75% da EAR.

Quando observamos o resultado da comparação

anual, vemos que houve queda expressiva da EAR no SIN (-22,61%), apesar do aumento expressivo de ENA (Tabela 5.1) e do incremento marginal da carga de energia (Tabela 5.2). Tal registro é relacionado com a manobra operativa do ONS no biênio 15/16, onde diversas térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito por motivo de segurança energética na tentativa de recuperar os reservatórios do SIN. Neste ano, o despacho fora da ordem de mérito foi bem inferior ao do biênio 15/16. Excetuando N, que cresceu 9,55%, todos os subsistemas recuaram bruscamente a EAR: SE/CO 23,38%, S 22,20% e NE 36,67%. O histórico da EAR no SIN pode ser acompanhado no Figura 5.5.

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







Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Em maio de 2017, o CMO médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou aumento de 28,10% nos subsistemas SE/CO e S, alcançando o patamar de R\$468,54/MWh (Tabela 5.8). No NE, o CMO médio mensal chegou a R\$408,98/MWh, o que representou um aumento de 16,66% em relação a abril de 2017.

No N, o CMO médio mensal saiu de R\$0/MWh para R\$408,98/MWh, refletindo o aumento de 33,95% da geração de energia por meio de termelétricas no subsistema (Tabela 5.3). Na comparação anual, todos os subsistemas tiveram seus CMOs alavancados: SE/CO 740,73%, S 758,45%, NE 226,17% e N 544,77%. Isso é explicado pelo aumento de 26,79% da geração de energia por meio de termelétricas.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais maio/2017 (R\$/MWh)

	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
SE	468,54	28,10%	740,73%		365,77	55,73
S	468,54	28,10%	758,45%		365,77	54,58
NE	408,98	16,66%	226,17%		350,56	125,39
N	408,98	-	544,77%		0,00	63,43

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 maio de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 124,6 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 70,0% era do tipo fotovoltaica, 13,9% térmica,

9,0% hidráulica e 8,1% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 20,3% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 15,6% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada, resultando em uma taxa de crescimento de 5,56% na comparação mensal e 222,70% na comparação anual. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE-Sul (19,40%), CEMIG-D (10,58%), COPEL-D (9,94%) e Light (9,76%). Já, na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a Energisa Mato Grosso (936,88%), RGE Sul (513,22%), Light (432,44%) e CPFL (402,43%).

Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	mai-17	mai-17/abr-17	mai-17/mai-16	Tendências 12 meses	abr-17	mai-16
CEMIG Distribuição S.A	25.287,17	10,58%	136,71%		22.868,19	10.682,75
Companhia Energética do Ceará	19.391,21	0,39%	381,92%		19.316,11	4.023,78
Light Serviços de Eletricidade S.A.	7.593,20	9,76%	432,44%		6.918,20	1.426,11
Celesc Distribuição S.A.	7.393,40	0,23%	212,59%		7.376,80	2.365,22
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	6.794,45	1,37%	936,88%		6.702,57	655,28
Copel Distribuição S.A	6.606,83	9,94%	273,75%		6.009,53	1.767,71
Companhia Paulista de Força e Luz	6.090,66	7,57%	402,43%		5.662,29	1.212,25
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	5.717,02	19,40%	513,22%		4.788,08	932,29
Companhia Energética de Pernambuco	3.777,38	0,00%	35,10%		3.777,38	2.795,94
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	3.766,80	0,00%	122,69%		3.766,80	1.691,50
Outras	32.208,75	4,32%	191,04%		30.875,50	11.066,92
Total	124.626,87	5,56%	222,70%		118.061,45	38.619,75

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	60	98	350	1.828	50	-	-	2.387
Biomassa	423	105	67	479	150	49	25	1.297
Solar	483	1.551	506	-	-	-	-	2.541
Hidrelétrica	1.222	3.881	2.827	1.833	221	41	-	10.024
PCH	93	211	445	598	132	-	19	1.498
Eólica	1.502	3.289	1.376	499	90	-	-	6.756
Total	3.784	9.135	5.571	5.238	643	89	44	24.504

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

É possível observar na Tabela 5.10 que, no curto prazo, as fontes renováveis complementares terão uma expansão bastante expressiva, com 4.790,65 MW de expansão por meio de usinas eólicas e 2.034,86 MW de expansão por meio de usinas solares até 2018. Isto gera a expectativa de um crescimento constante da participação destas fontes na geração de energia elétrica. Entretanto, é importante destacar que no médio prazo ainda há a previsão de uma expansão por meio de usinas hidrelétricas de forma sensível, totalizando 9762,68 MW até 2020. Por fim, é possível observar que no curto prazo há uma pequena expansão prevista por meio de usinas termelétricas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 2 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 8,2 milhões de unidades consumidoras localizadas em 774 municípios do estado de Minas Gerais, a CEMIG Distribuição reduziu em 5,82% e de 21,04% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e alta tensão respectivamente, gerando em média uma redução de 10,66% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 28/05/2017.

A concessionária Rio Grande Energia (RGE) atende 1,5 milhões de unidades consumidoras localizadas 262 municípios do Rio Grande do Sul (RS) teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 19 de junho em 5% em média, sendo 3,81% para os consumidores da alta tensão e 5,77% para os consumidores da baixa tensão.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	-10,66%	28/mai
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	5,00%	19/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

A ANEEL aprovou a abertura de audiência pública para colher contribuições sobre a proposta de edital do leilão de hidrelétricas nº 1/2017. O certame negociará outorgas de concessões de quatro usinas hidrelétricas da estatal mineira Cemig que tiveram seus contratos de concessão vencidos e não renovados pela empresa. As hidrelétricas São Simão (GO/MG), Jaguará (MG/SP), Miranda (MG) e Volta Grande (MG/SP) totalizam 2,92 GW de potência instalada e 1,97 GW de garantia física. O Leilão está previsto para ser realizado no dia 22/09/2017 e a expectativa do governo é arrecadar ao menos R\$ 10,1 bilhões.

A ANEEL abriu uma audiência pública para colher contribuições sobre a proposta de Edital de Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017. Os interessados em colaborar devem encaminhar sugestões até o dia 30 de junho de 2017. Serão elegíveis de participação no certame os empreendimentos de geração cuja energia tenha sido contratada em Leilão de Energia de Reserva, que façam parte do Contrato de Energia de Reserva – CER vigente e que ainda não tenham iniciado operação em teste. As propostas serão aceitas para três Produtos: Eólica (central eólica), Solar (central solar) e Hidro (central

hidrelétrica – CGH e PCH). O Mecanismo deverá ser realizado até 31/8/17 por meio de sistema eletrônico na internet e o agente de geração apto a participar do Mecanismo deverá ofertar Lance de Prêmio, em Reais/Megawatt-hora (R\$/MWh) para cada empreendimento que deseje descontratar energia. O Lance de Prêmio bem como o limite máximo de energia de reserva a ser descontratada será estabelecido pelo MME e constará do edital a ser publicado pela ANEEL.

Apesar do Leilão de Descontratação de Energia de Reserva estar previsto para o final de agosto, foi noticiado que o MME já estaria prevendo a realização de um Leilão de Energia de Reserva em setembro de 2017. Esse leilão apresentaria datas de entrega escalonadas em 3, 4 e 5 anos, garantindo a previsibilidade necessária à indústria de fornecimento de máquinas e equipamentos. Além disso, a contratação de novos projetos de energia de reserva seria importante para suprir futuramente o cancelamento de mais de 1,3 GW médios de garantia física em contratos no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), bem como a previsão de descontratação de mais de 1 GW de energia em projetos de energia reserva em decorrência do leilão de descontratação ou dos processos de caducidade a serem executados pela ANEEL.

Além disso, o MME afirmou que, com a revisão das garantias físicas para patamares mais baixos, o cancelamento de contratos do MCSD e o futuro leilão de descontratação de energia de reserva é possível a realização de um leilão A-5 ainda no final deste ano.

L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

Sobrecontratação das Distribuidoras

A sobrecontratação das distribuidoras de energia é um dos temas mais discutidos desde o início da crise econômica. Muitos são os fatores, como a redução da demanda de energia do país e o regime de cotas implementado junto com a MP 579 em 2012. De fato, a lei 10848/04 deu pouca margem para o ajuste entre

oferta e demanda das distribuidoras de energia. No ano passado, foi noticiado nas mídias, expectativas de sobrecontratação de até 112% para este ano, lembrando que as distribuidoras só podem repassar para a tarifa um erro de até 105% da demanda. Desde então, diversas discussões foram feitas para atacar o problema e alguns mecanismos surgiram para atenuar tal conjuntura, como: o MCSD de energia nova, critérios para celebração de acordos bilaterais para reduzir os montantes de energia contratados entre geradoras e distribuidoras, a redução dos contratos de compra de energia em decorrência da migração de consumidores especiais para o ACL, o entendimento regulatório do termo sobrecontratação involuntária, entre outros. O último movimento no sentido da flexibilização do ajuste entre oferta e demanda das distribuidoras foi que o MME está perto de publicar o decreto que regulamentará a venda de excedentes de energia pelas distribuidoras. A princípio, essa venda poderá ocorrer entre as distribuidoras e consumidores, diretamente, sem agentes intermediários.

Metodologia de cálculo do PLD

Especialistas do setor elétrico apontam a necessidade de ajuste na metodologia de previsão de vazão para que seja possível uma projeção de PLD com maior estabilidade. Segundo João Carlos Mello, da Thymos Energia, o foco do problema está na tendência hidrológica, que não considera as condições reais dos reservatórios. O professor Alexandre Street, da PUC-RIO, também enxerga o problema como originário na previsão de vazões, oriundo da utilização da tendência hidrológica nesta previsão.

Novos modelos de planejamento da operação

O ONS planeja substituir os modelos de planejamento da operação utilizados por eles até 2020. Este novo modelo irá representar as usinas de forma individualizada e em base horária. Além de representar de forma adequada as fontes intermitentes, que adicionaram uma nova camada de complexidade a operação. Pois houve uma expansão sensível das fontes eólica e solar, assim como uma maior presença de hidrelétricas a fio d'água.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015	
	Etapa		Data
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		19/01/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		03/02/17
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		24/04/17
	Sessão pública de apresentação das ofertas		11/05/17
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)		12/05 a 22/05/2017
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 20/07/2017
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		21/07 a 31/07/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		21/07 a 22/08/2017
	Assinatura dos contratos de concessão		Até 31/08/2017
	Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
	Descrição	Exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão ofertados 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de 122.622,40 km².	
	Etapa		Data
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão		18/05/17
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		18/05/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos		18/05/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)		19/06/17
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)		27/06/17
Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		20/07/17	
Seminário técnico		20/07/17	
Seminário ambiental e jurídico-fiscal		21/07/17	
Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		04/08/17	
Data-limite para apresentação das garantias de oferta		12/09/17	
Sessão pública de apresentação das ofertas		27/09/17	
Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)		02/10/17	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 07/12/2017	
Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso		22/12/17	
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 22/12/2017	
Assinatura dos contratos de concessão		Até 31/01/2018	
Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção		
Descrição	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.		
Etapa		Data	
Autorização para a realização da rodada		02/02/17	
Realização da Rodada		27/10/17	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.	
		Etapa	Data
		Autorização para a realização da rodada	11/04/17
		Realização da Rodada	27/10/17
	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Autorização para a realização da rodada	24/05/17
		Realização da rodada	Maio de 2018
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
		Etapa	Data
		Autorização para a realização da rodada	24/05/17
		Realização da rodada	Terceiro quadrimestre de 2019
	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Parnaíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
		Etapa	Data
		Autorização para a realização da rodada	24/05/17
		Realização da rodada	Maio de 2018
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos		
Descrição	Deverão ser 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-AP5) 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 de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
	Etapa	Data	
	Autorização para a realização da rodada	24/05/17	
	Realização da rodada	Terceiro quadrimestre de 2019	
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais		
Descrição	-		
	Etapa	Data	
	Autorização para a realização da rodada	Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada	Previsão: primeiro semestre de 2018	
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais		
Descrição	-		
	Etapa	Data	
	Autorização para a realização da rodada	Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
	Realização da rodada	Previsão: segundo semestre de 2019	
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 12/2017		
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que altera a regulamentação vigente para incluir o metanol na definição de solvente e tornar mais efetivo o controle sobre esse produto, e sobre a minuta de Resolução que estabelece o registro de terminais e dutos de movimentação e armazenamento de metanol.		
	Etapa	Data	
	Consulta Pública	Até 07/07/2017	
	Audiência Pública	13/07/17	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 13/2017	
	Descrição	Divulgar a proposta de alteração da Resolução ANP nº 3, de 19 de janeiro de 2011 - que institui o Programa de Marcação Compulsória de Produtos e determina a identificação mediante marcação dos hidrocarbonetos líquidos não destinados à formulação de gasolina ou óleo diesel, e obter subsídios para a redação final da nova Resolução.	
	Etapas		Data
	Consulta Pública		Até 08/07/2017
Audiência Pública		19/07/17	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão de Energia Elétrica - nº 05/2016	
	Descrição	Concessão de SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, pela menor RECEITA ANUAL PERMITIDA proposta, de forma individualizada para cada LOTE, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do respectivo CONTRATO DE CONCESSÃO	
Etapas		Data	
PUBLICAÇÃO DO EDITAL (em Português) e divulgação do resumo a que se refere o item 10.9.6 do Edital		09/03/17	
Disponibilização do Edital e respectivos Anexos nos idiomas Inglês e Espanhol		17/03/17	
Disponibilização do MANUAL DE INSTRUÇÃO		17/03/17	
Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital		27/03/17	
Prazo para solicitação de visita às instalações existentes		31/03/17	
Prazo para respostas aos esclarecimentos sobre o Edital		07/04/17	
Prazo para realização de visita às instalações existentes		07/04/17	
INSCRIÇÃO (on-line)		10/04/2017 até 11/04/2017	
Aporte de Garantia de Proposta (on-line)		10/04/2017 até 11/04/2017	
Entrega na BM FBOVESPA das garantias que não possuem certificação digital; e entrega à ANEEL das garantias		11/04/17	
Prazo para impugnação do Edital		13/04/17	
REALIZAÇÃO		24/04/17	
Entrega na BM FBOVESPA dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias		10/05/17	
Entrega na CEL/ANEEL, em Brasília-DF, de uma via dos documentos que atestam a viabilidade e exequibilidade do Plano de Negócios da PROPONENTE, conforme previsto nos itens 9.18 e 9.19 do Edital		02/06/17	
Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL		16/06/17	
Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União		23/06/17	
Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto		27/06/17	
Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão		14/07/17	
Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO		14/07/17	
Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento		02/08/17	
Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO		11/08/17	
Objeto	ANEEL - Consulta 006/2017		
Descrição	Obter subsídios para representação de usinas despachadas ou programadas centralizadamente e não simuladas individualmente nos modelos de planejamento e programação da operação.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		23/06/17	
Objeto	ANEEL - Audiência 022/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de metodologia para Revisão Tarifária Extraordinária de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 03/07/2017	
Objeto	ANEEL - Audiência 024/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão da Resolução Normativa nº 409/2010, a qual estabelece critérios e procedimentos para a participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 30/06/2017	
Realização		26/06/17	
Objeto	ANEEL - Audiência 025/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da revisão da Resolução Normativa nº 568/2013, que estabelece condições e prazos para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE republique o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 03/07/2017	
Realização		26/06/17	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 027/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Maranhão - Cemar, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2018 a 2021.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 07/07/2017
	Objeto	ANEEL - Audiência 028/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Cooperativa Aliança - Cooperalliança, a vigorar a partir de 29 de agosto de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2018 a 2021.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 10/07/2017
	Realização		22/06/17
	Objeto	ANEEL - Audiência 029/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		Até 31/07/2017
	Objeto	ANEEL - Audiência 030/2017	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, nos termos do Decreto nº 9.019/2017.	
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 30/06/2017	
Objeto	ANEEL - Audiência 031/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. - EPB, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2018 a 2021.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 10/07/2017	
Objeto	ANEEL - Audiência 032/2017		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento do cálculo dos parâmetros regulatórios e dos limites dos indicadores de continuidade coletivos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC para os processos tarifários das Distribuidoras Designadas, definidas nos termos da Resolução Normativa nº 748/2016.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		Até 21/07/2017	



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

