



RELATÓRIO INFRAESTRUTURA



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

DESTAQUES DO MÊS

Governo tem até 15 bilhões de barris para leilão extra do pré-sal



O Governo tem entre 6 bilhões e 15 bilhões de barris de petróleo já descobertos para realizar um leilão extraordinário de áreas do pré-sal em 2018. O cálculo foi feito pela consultoria Gaffney, Cline & Associates (GCA) por encomenda da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) em áreas do chamado excedente da cessão onerosa. São reservas descobertas em seis áreas do pré-sal entregues à Petrobras durante o processo de ca-

pitalização da Estatal, em 2010. O contrato permite que a Empresa produza apenas 5 bilhões de barris. O estudo da GCA estima que, além dos 5 bilhões de barris cedidos à Petrobras, essas áreas têm um volume de petróleo que pode variar de 6 bilhões a 15 bilhões de barris. O Governo Dilma chegou a tentar transferir essas reservas para a Petrobras em 2014, mediante o pagamento parcelado de R\$ 15 bilhões ao longo da vida útil do campo. O contrato, porém, foi questionado pelo Tribunal de Contas da União (TCU) e nunca foi assinado. Agora, o Governo Temer quer vender o excedente da cessão onerosa como parte do esforço para controlar o déficit fiscal em 2018. O petróleo está em seis áreas onde a Petrobras descobriu os campos de Búzios, Itapu, Sul de Sapinhoá, Berbigão, Sururu, Atapu, Sul de Lula e Sépia. O primeiro deve entrar em operação já em 2018 - o plano de negócios da Petrobras prevê a entrada de três plataformas na área no ano que vem. Caso o excedente seja mesmo leiloadado, o vencedor do leilão terá que negociar com a Petrobras a divisão dos investimentos e dos lucros dos projetos. Até agora, há um leilão do pré-sal previsto para 2018.

(Baseado em Valor Econômico - 03.11.2017).

PAINEL

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias, que será dividida em duas fases distintas e na primeira fase serão submetidas a Nota Técnica nº133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL e a Análise de Impacto Regulatório (AIR) para contribuições. Os interessados podem enviar contribuições até o dia 11 de dezembro de 2017.

Saiba mais: www.aneel.gov.br

País corta 10 milhões de linhas móveis em setembro

O Brasil atingiu 241 milhões de linhas móveis em operação em setembro, o que representa uma redução de 9,96 milhões (3,97%), comparado há um ano. Os dados fazem parte de levantamento divulgado pela Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel). Em 12 meses, as maiores quedas, respectivamente, foram na Oi, de 4,45 milhões de linhas (9,6%); seguida pela TIM (6%); Claro (4,9%); e Sercomtel (3,2%). Na outra ponta, o maior crescimento foi da Vivo, com mais de 1,067 milhão de novas unidades em operação (1,45%). Já em termos percentuais, a Datora liderou o avanço (113,88%), com mais 101,84 mil linhas. O telefone pré-pago continua o ritmo de declínio. Em um ano, perdeu 18 milhões de linhas (10,38%). Parte dos donos desses celulares foram para o pós-pago, que ganhou 8,14 milhões de linhas (10,64%). O uso exclusivo de dados em rede 3G (sem voz) caiu mais de 30% em um ano. As linhas exclusivamente de dados em 4G, com a tecnologia LTE 85% em setembro, na comparação anual. Em relação à telefonia fixa, o Brasil registrou redução de 1,24 milhão de linhas em agosto, comparado há um ano, segundo dados da Anatel. O total de linhas em operação atingiu 41,2 milhões em agosto. Em 12 meses, houve redução de linhas para todas as companhias. *(Baseado em Valor Econômico -06.11.2017).*

Privatização da Eletrobras pode elevar tarifa em até 3,34%

A chamada “descotização” da energia da Eletrobras pode ter um impacto tarifário de 2,42% a 3,34% a partir de 2021, de acordo com um estudo elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a pedido do Ministério de Minas e Energia (MME). Em sua análise, a Aneel considerou a descotização gradual dos 7,5 Gigawatts (GW) médios que a Eletrobras tem atualmente alocados no regime de cotas de garantia física e potência, que remunera os geradores com uma tarifa apenas para operação e manutenção dos ativos. Os cálculos da Agência Reguladora dividem o processo em três terços, com a descotização acontecendo em 2019, 2020 e 2021.

Com isso, o efeito cheio só será sentido nas tarifas a partir de 2021. Além disso, são usados cenários com a energia sendo recontratada pelos preços de R\$ 150 por Megawatt-hora (MWh), R\$ 200/MWh e R\$ 250/MWh. Além disso, a simulação considerou um custo médio de risco hidrológico (medido pelo fator GSF, na sigla em Inglês) apurado entre janeiro de 2013 e agosto de 2017. Isso porque, no regime de cotas, o GSF fica alocado no consumidor. Com a descotização, isso vai passar a ser risco do gerador. Se fosse considerado apenas o déficit hídrico deste ano, o efeito tarifário seria menor. Os cálculos da Aneel combinaram os efeitos tarifários positivos da descotização com outros fatores que mitigam a pressão nos preços, como o ingresso de receitas no fundo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o reposicionamento das tarifas de transmissão, e a extensão para 30 anos do prazo de pagamento à Eletrobras das indenizações por ativos antigos de transmissão ainda não amortizados. *(Baseado em Valor Econômico -09.11.2017).*



Qualidade de rodovias piora em 2017, aponta estudo da CNT

O estado geral das rodovias brasileiras piorou em 2017 e a classificação de regular, ruim ou péssima chega perto de dois terços do total analisado pela Confederação Nacional dos Transportes (CNT) na “Pesquisa CNT de Rodovias 2017”. O levantamento divulgado se baseou na avaliação de 106 mil quilômetros de rodovias ao longo de um mês. As vias consideradas regulares, ruins ou péssimas subiram de 58,2% em 2016 para 61,8% do total neste ano. A principal deterioração, segundo o estudo, ocorreu na sinalização das estradas. O levantamento também avalia a geometria da via. “A queda na qualidade das rodovias brasileiras tem relação direta com um histórico de baixos investimentos em infraestrutura rodoviária e com a crise econômica dos últimos anos”, disse o Presidente da CNT, Clésio Andrade. Dados compilados pela Instituição apontam que, em 2016, os investimentos públicos em rodovias foram de R\$ 8,61 bilhões. O montante vem caindo desde 2011, quando chegaram a R\$ 11,21 bilhões, apontou a Confederação. A pesquisa também apontou uma melhor qualidade das rodovias concedidas a empresas privadas se comparadas pelo poder público. Outro dado destacado pela CNT é que os dez melhores trechos rodoviários avaliados pela pesquisa são concedidos. Nove deles são em São Paulo e um é em Minas Gerais. Já entre os dez piores trechos, há apenas rodovias geridas pelo poder público. *(Baseado em Valor Econômico – 07.11.2017).*

Reajustes de preço do GLP afetam também a Indústria

O custo do botijão de gás de cozinha aumentou, em média, R\$ 7,80 para as famílias brasileiras desde junho, quando a Petrobras lançou sua nova política de preços para o gás liquefeito de petróleo (GLP), atrelada às flutuações do mercado internacional. Os recentes reajustes anunciados pela Estatal não se limitam aos consumidores residenciais e chegam também às indústrias e comércio. No mercado de GLP, existem basicamente dois grandes segmentos: o P-13 (botijão de 13 quilos, vendido para residências); e o gás a granel, (prevê a instalação de um tanque fixo, em geral em indústrias e comércio, recarregado por caminhões de abastecimento). Embora a Petrobras não tenha anunciado uma política de preços para o GLP a granel, a Companhia vem praticando reajustes mensais para o produto. Desde junho, a alta acumulada dos preços nas refinarias é de 26%. Para comparação, a Estatal já reajustou em 54% o P-13 nas refinarias no mesmo período. “De alguma forma, mesmo que não seja na íntegra, esse reajuste é repassado para o consumidor. O aumento dos preços do GLP pesa mais no bolso das famílias, porque são mais sensíveis às variações, mas a indústria e o comércio também sentem”, diz o Diretor de Energia e Óleo e Gás da Accenture Strategy, Daniel Rocha. Ele destaca que, no curto prazo, a inflação do gás pode levar clientes industriais, sobretudo os menores, a migrarem para combustíveis alternativos, como a lenha. Segundo o Presidente do Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindicás), Sérgio Bandeira de Mello, a elevação dos custos do GLP compromete a competitividade do gás frente aos combustíveis concorrentes (gás natural e lenha, por exemplo) e a própria competitividade da Indústria nacional. *(Baseado em Valor Econômico – 09.11.2017).*

ANP: Produção de petróleo no Brasil cresce 3% em setembro ante agosto

A produção de petróleo no Brasil em setembro totalizou 2,65 milhões de barris diários, com alta de 3% ante agosto e queda de 0,7% em relação a setembro de 2016, informou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). De acordo com boletim divulgado, a produção de gás natural brasileira em setembro totalizou 114

milhões de metros cúbicos diários. O volume representa uma alta de 1,9% ante agosto e de 3,2% em relação a setembro de 2016. Com relação ao pré-sal, a produção de óleo e gás em setembro totalizou 1,67 milhão de barris de óleo equivalente (BOE) diários, com alta de 6,6% em relação a agosto. *(Baseado em Valor Econômico -01.11.2017).*

BNDES prevê desembolsos de R\$ 13,3 bi para energia neste ano

O BNDES prevê atingir desembolsos de R\$ 13,3 bilhões para o setor de energia no Brasil em 2017. O valor representa crescimento de 44%, em relação ao total destinado a financiamentos no em 2016, mas apenas 17,3% do projetado pelo Banco para 2017 (R\$ 77 bilhões). O salto em relação ao total de desembolso para o setor de energia em 2016, segundo Marcus Cardoso, Gerente do Departamento de Energia Elétrica do BNDES, será puxado principalmente por

projetos de energias renováveis alternativas, com destaque para as eólicas. De janeiro a setembro deste ano, os desembolsos do Banco para o setor de energia alcançaram R\$ 9 bilhões. Em termos de aprovações, no período, o total foi de R\$ 11,7 bilhões, dos quais R\$ 7 bilhões para empreendimentos de energia eólica e R\$ 530 milhões para um projeto de energia solar fotovoltaica. *(Baseado em Valor Econômico -09.11.2017).*

EDF vai priorizar projeto novo no Brasil

A elétrica francesa EDF está olhando oportunidades de aquisição de ativos de geração de energia no Brasil, como os planos de desinvestimentos da Cemig e da Petrobras, mas a prioridade do grupo é crescer no Brasil pelo desenvolvimento de empreendimentos novos, segundo avaliação do Vice-Presidente da Divisão Internacional da EDF para as Américas do Norte e do Sul, Philippe Castanet. "Olhamos as oportunidades", disse o Executivo após ser perguntado sobre o interesse da Empresa nos programas de desinvestimentos da Cemig e da Petrobras. "Avaliamos qualquer tipo de oportunidade que permita crescer no Brasil. Aquisições fazem parte, mas temos que considerar o que faz sentido para nós", explicou

Yann des Longchamps, Presidente da EDF no Brasil. Longchamps disse que a EDF tem interesse em desenvolver projetos de geração termelétrica a gás natural no País, mas que é preciso equacionar a questão do suprimento do energético para novas usinas. Segundo informou Paulo Abranches, Diretor-Geral da EDF EN no Brasil, a empresa espera obter a aprovação do BNDES para o financiamento dos projetos de geração de energia solar fotovoltaica em Minas Gerais. Nessa área de energias renováveis alternativas, a Companhia não tem planos de aquisições, afirmou Bruno Fyot, Diretor Global de Operações da EDF EN. *(Baseado em Valor Econômico -09.11.2017).*

1. ENERGIA ELÉTRICA

1.1. Previsão para Entrada em Operação de Novos Geradores – Quadro Geral (ANEEL)

**Previsão para Entrada em Operação (em MW)
de 15 de outubro de 2017 até 31 de dezembro de 2021**

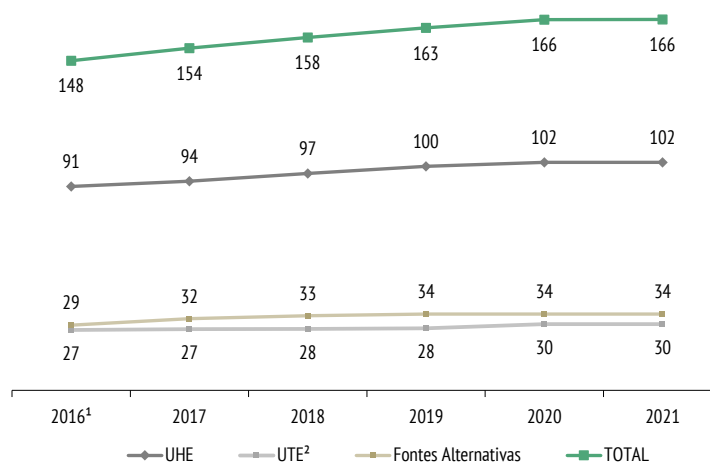
Usinas Hidrelétricas (UHE)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	611	3.444	3.203	1.833	0	9.091
Otimista	611	3.472	3.235	1.833	214	9.365
Usinas Termelétricas (UTE)*						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	62	98	345	1.801	50	2.356
Otimista	62	143	355	1.828	50	2.438
Fontes Alternativas - PCHs, Biomassa e Eólica (F.A.)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	1.243	1.247	766	47	0	3.304
Otimista	1.243	1.898	1.659	1.740	396	6.937
Somatório de UHE, UTE, F.A.						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	1.916	4.790	4.313	3.681	50	14.751
Otimista	1.916	5.513	5.249	5.402	660	18.740

As estimativas divulgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam, no cenário conservador, aumento de 2,1% ao ano na capacidade total de geração elétrica do País, considerando o período entre 15 de outubro de 2017 e 31 de dezembro de 2021.

No cenário otimista, a previsão de expansão é de aproximadamente 18,7 mil MW no período 2017-2021. Nesse cenário, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica seria de 2,7% ao ano.

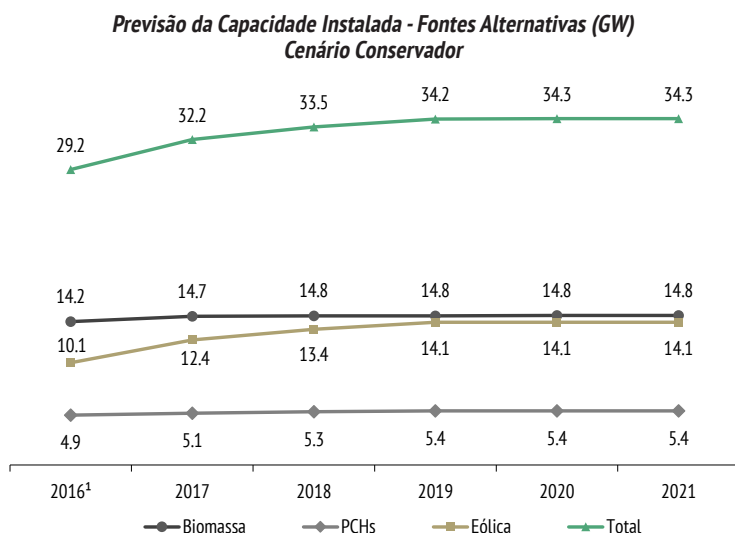
Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Cenário conservador: considera somente as usinas sem restrições à entrada em operação.
Cenário otimista: considera as usinas sem restrições à entrada em operação e as usinas com impedimentos tais como licença ambiental não obtida, obra não iniciada e contrato de combustível indefinido.

**Previsão da Capacidade Instalada* (GW) e Oferta de Energia Firme (GW médio)
Cenário Conservador**



Fonte:
Elaboração própria com dados da Aneel.

Notas:
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2016.
² UTEs movidas a carvão, gás natural, diesel e óleo combustível.
³ PCHs, UTEs movidas a biomassa e eólicas.
* Excluídas as Centrais Nucleares.



Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel.
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2016.

A estimativa conservadora de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica, em 2017, é superior à estimativa de crescimento do PIB elaborada pela CNI, respectivamente, 3,8% e 0,7%.

Entre 2017 e 2021, no cenário conservador, estima-se o crescimento de 11,8% da capacidade instalada no Brasil de usinas hidrelétricas (UHEs). O crescimento da geração térmica (UTEs), também no cenário conservador, deve ser de 9,8% no mesmo período. Em dezembro de 2016, a participação das UHEs foi de 62% na matriz elétrica nacional e deve permanecer no mesmo patamar até 2021. A participação na capacidade total instalada das UTEs deve se manter em 18% até 2021.

A participação das usinas térmicas a biomassa deve passar de 10% para 9% e a participação das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) deve se manter em 3% até 2021. A previsão conservadora para a participação das usinas eólicas (EOL) na capacidade total instalada, em 2021, passará de 7% para 8%.

1.1.1. Geração Hidrelétrica e Termelétrica

A previsão otimista prevê a entrada em operação de 9,4 mil MW de UHEs até 2021 e a previsão conservadora prevê uma entrada de 9,1 mil MW para o mesmo período. Em outras palavras, cerca de 97% da potência prevista não apresentam restrição ao andamento dos trabalhos.

Em relação às termelétricas, prevê-se a entrada em operação no cenário otimista de 2,4 mil MW até 2021. Cerca de 97% dos empreendimentos não apresentam restrição ao andamento dos trabalhos.

1.1.2. Geração a partir de Fontes Alternativas

No cenário conservador, a contribuição das PCHs deverá ser de 299 MW de potência adicional até 2021. Já no cenário otimista, até 2021, devem entrar em operação um total de 1,4 mil MW.

As usinas à biomassa devem acrescentar, no cenário conservador, 390 MW até 2021. No cenário otimista, a contribuição adicional total dessa fonte pode chegar a 1,1 mil MW para o mesmo período.

Apesar da alta capacidade prevista para entrada em operação de eólicas no cenário otimista de 4,5 mil MW, apenas 59% da potência (2,6 mil MW) não apresenta restrições para entrada em operação até 2021.

A geração mundial de hidroeletricidade em 2016 cifrou 4.102 TWh, que foi recorde no concernente a fontes renováveis de energia. Cerca de 31,5 GW de capacidade hidroelétrica foram postos em operação elevando a capacidade total instalada a 1.246 GW. Dentre os acréscimos de capacidade hidroelétrica instalados em 2016 destacam-se os da China com 11.740 MW, Brasil com 6.365 MW, Equador com 1.987 MW, Etiópia com 1.502 MW e África do Sul com 1.332 MW. No continente sul-americano o Brasil conta com 98.015 MW de capacidade hidroelétrica instalada, Venezuela com 15.393 MW, Colômbia com 11.606 MW, Argentina com 11.170 MW e Paraguai com 8.810 MW. O Brasil projeta atingir 116.700 MW hidráulicos em 2019. O Equador tenciona atender a 86% da demanda de energia elétrica por hidroeletricidade em 2020. São estatísticas da International Hydropower Association, constantes do documento Hydropower Status Report, de 2017.

Como se descortina o cenário energético sul-americano? Com cerca de 9,7 GW de nova potência hidroelétrica montada em 2016, o continente agregou ao seu parque gerador três vezes a capacidade de geração comissionada em 2015. Cerca de 65% da nova capacidade correspondem a projetos localizados na Região Noroeste do Brasil. A hidroeletricidade é vista como recurso chave para o desenvolvimento dos países da Região. A fonte hidráulica consta dos planos de expansão energética sul-americanos, malgrado certos percalços que obstam o seu pleno desenvolvimento. Com efeito, a Colômbia castigada pelos efeitos do El Niño e prejudicada pelo adiamento da entrada em operação da central de El Quimbo por razões ambientais, defronta-se com o risco de cortes de suprimento.

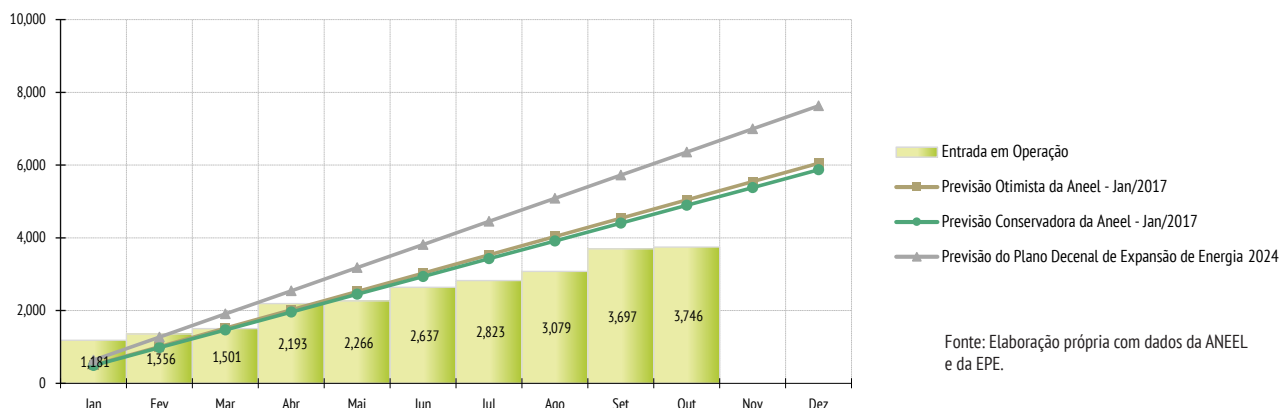
A Venezuela se depara com o desafio de conviver com efeitos da mudança do clima, muito embora possua um dos maiores complexos hidroelétricos do mundo. O reservatório de Guri regula a vazão ao longo da cascata do Rio Caroní e explica 70% do suprimento nacional de energia. No caso da Bolívia, em 2015 a hidroeletricidade participava com 30% da capacidade geradora do País, que tenciona chegar a 70% em 2025. O planejamento nacional compreende a construção de Cachuela Esperanza e Bala, no Rio Beni, com 990 MW e 1.680 MW, respectivamente, bem como o complexo Rio Grande, com 2.882 MW de capacidade.

O Uruguai aproveitou todo seu potencial hidroelétrico viável. A usina de Yacretá, entre Argentina e Paraguai, gerou 21.000 GWh em 2016. Será motorizada e ganhará 5% adicionais de potência. A Argentina promove o aproveitamento do potencial hidroelétrico no Estado de Mendoza, com El Baqueano (190 MW), Cordon del Plata (1,100 MW), Los Blancos (464 MW) e Portezuelo del Viento (216 MW). O Brasil possui a maior reserva hídrica da América do Sul, com potencial técnico estimado de 3.040 TWh por ano, vale dizer, 7,5 vezes sua geração hidroelétrica total de 2016. Contudo, menos de um terço (cerca de 818 TWh por ano) são considerados economicamente aproveitáveis, dos quais foram explorados mais da metade. Além disso, pequenas centrais hidroelétricas (capacidade inferior a 30 MW) dispõem de capacidade economicamente aproveitável de 11,2 TWh anuais. O acréscimo de capacidade hidroelétrica esperado em 2017 monta a 4.000 MW. As estatísticas do País e do resto do mundo atestam que a hidroeletricidade tem participação crescente na oferta global de energia.

11.3. Expansão da Capacidade de Geração

O gráfico apresentado a seguir ilustra os acréscimos mensais de capacidade geradora no sistema interligado nacional. As linhas representam uma média teórica de entrada uniforme de capacidade geradora para que a previsão seja atingida.

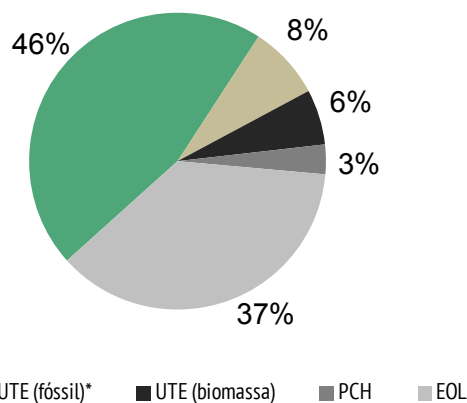
Expansão da Capacidade de Geração em 2017 (MW) De 1º de janeiro a 15 de outubro



Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL e da EPE.

Em 2017, até 15 de outubro, entraram em operação 3.746 MW. Desse total, as UHEs representaram 46% da potência total que entrou em operação totalizando 1.717,4 MW. As EOLs representaram 37%, totalizando 1.382,7 MW. As UTEs fósseis representou 8% (299,9 MW), as PCHs apenas 3% (121,1 MW), enquanto a biomassa representou 6% (224,9 MW) da potência total instalada.

Distribuição da Capacidade Instalada por Tipo de Usina (%) De 1º de janeiro a 15 de outubro de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.
* Inclui UTEs a óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão.

1.2. Consumo de Energia Elétrica (EPE)

O mercado nacional de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres e cativos atingiu, em setembro de 2017, 38.741 GWh, apresentando um valor equivalente ao observado em setembro de 2016.

O consumo industrial de energia elétrica foi de 14.135 GWh, valor 1% superior ao observado no mesmo mês de 2016. O consumo industrial de energia elétrica representou 36% do total de energia elétrica consumida em setembro de 2017.

Apesar da alta ociosidade do parque produtivo em setembro (em torno de 26% segundo a FGV/IBRE)

e da queda (-4,4%) da demanda por crédito das indústrias no mês (SERASA EXPERIAN), se podem visualizar alguns aspectos positivos na conjuntura econômica atual, tais como a redução da taxa de juros, o recuo da inflação e a recuperação dos empregos na indústria de transformação. Este quadro contribuiu para o aumento da confiança do empresário industrial (ICEI/CNI) no mês, que atingiu 55,7 pontos, maior patamar desde mar/13.

Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh)

Classe	Setembro	Setembro	Var. %	Jan-Set	Jan-Set	Var. %
	2016	2017		2016	2017	
Residencial	10.898	11.066	2	99.526	99.983	0
Industrial	13.942	14.135	1	122.824	123.502	1
Comercial	7.063	7.118	1	65.981	65.699	0
Outras	6.356	6.422	1	56.457	56.803	1
Total	38.259	38.741	1	344.788	345.987	0

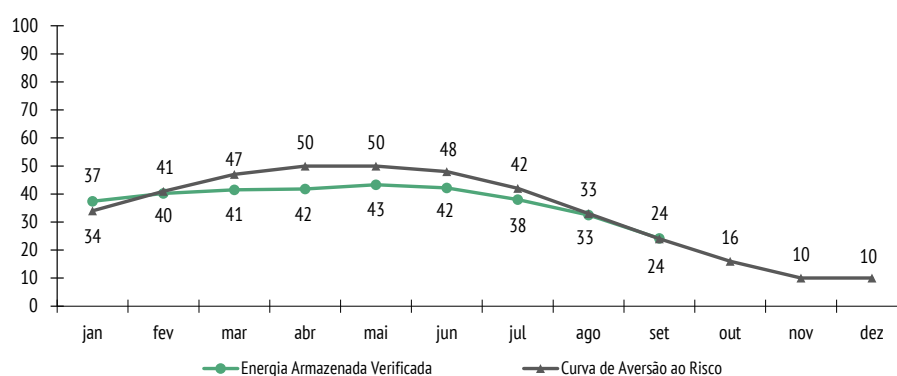
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

1.3. Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada (ONS)

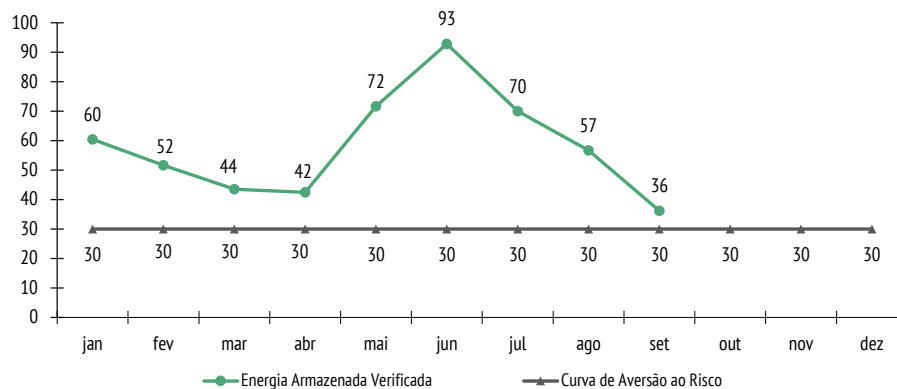
As Curvas de Aversão ao Risco (CAR) estabelecem níveis de energia armazenada, vale dizer, requisito mínimo de armazenagem de energia, em base mensal, adotados como referência de segurança para o atendimento do Sistema Interligado Nacional. Abstraindo o intercâmbio inter regional de energia, para garantir o atendimento ao mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma Região devem ser mantidos sempre acima dessa curva.

Em setembro de 2017, todas as regiões apresentaram queda em relação ao mês anterior. A região Nordeste apresentou a menor queda, de apenas três pontos, passando de 12% para 9%, enquanto a região Sul apresentou a maior queda, de 57% para 36%. Somente a região Sul apresentou a energia armazenada acima da CAR (36%). As regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentaram o mesmo valor da CAR (24%), enquanto Nordeste e Norte apresentaram a energia armazenada abaixo da CAR (9% e 33%) e mostram indícios de que a capacidade dos reservatórios pode não ser suficiente para atender a demanda no período de seca, deficiência que deve ser suprida por importações de energia dos outros subsistemas ou por acionamento de termelétricas.

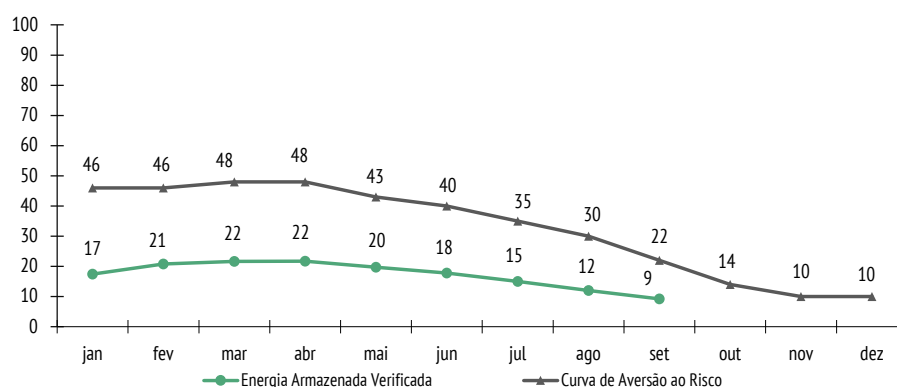
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Sudeste e Centro-Oeste (%)**



**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Sul (%)**



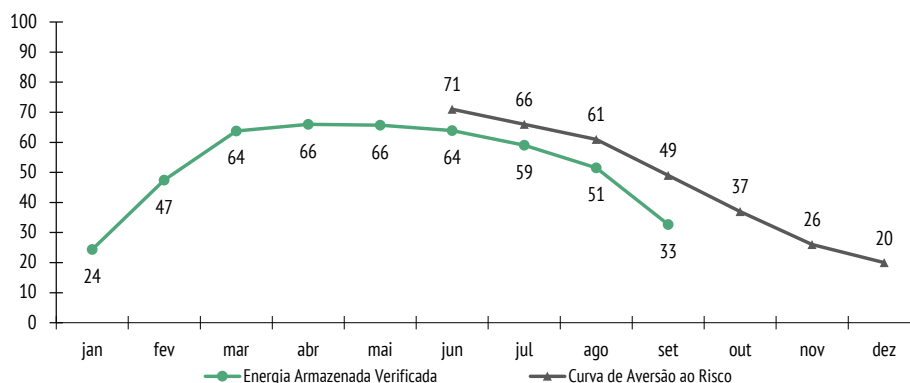
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Nordeste (%)**



Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017 Norte* (%)

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

* A Curva Bianual de Aversão a Risco proposta para a Região Norte considera a hipótese de ocorrência das afluições do pior ano do histórico de Tucuruí para o Subsistema Norte - 1963. Aplicação da curva limitada ao período junho-dezembro de cada ano.



1.4. Preço de Liquidação das Diferenças (CCEE)

O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no custo marginal de operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para que sejam considerados no sistema de contabilização e liquidação. Em 2017, o PLD mínimo e máximo são, respectivamente, R\$ 33,68 e R\$ 533,82/MWh.

Na quinta semana de setembro de 2017, o PLD atingiu o valor de R\$ 533,82/MWh para todas as regiões para carga pesada, média e leve, valores iguais ao máximo determinado para 2017.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Semana 5 - Setembro 2017 (Período: 23/09/2017 a 29/09/2017)**

Carga	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Pesada	533,82	533,82	533,82	533,82
Média	533,82	533,82	533,82	533,82
Leve	533,82	533,82	533,82	533,82

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

O cálculo da média mensal do PLD por submercado considera os preços semanais por patamar de carga leve, média e pesada, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês, para todas as Regiões. No mês de setembro de 2017, todas as regiões apresentaram PLD médio de R\$ 521,83/MWh. Para as regiões Sudeste/ Centro-Oeste, Nordeste e Norte a média representou um aumento de 255%, para a região Sul, representou um aumento de 275%. Todos esses valores têm como base em relação o valor atingido no mesmo mês do ano anterior.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Mensal**

Região	Setembro	Setembro	Variação (%)
	2016	2017	
Sudeste/Centro-Oeste	147,05	521,83	255
Sul	139,04	521,83	275
Nordeste	147,05	521,83	255
Norte	147,05	521,83	255

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

2. PETRÓLEO

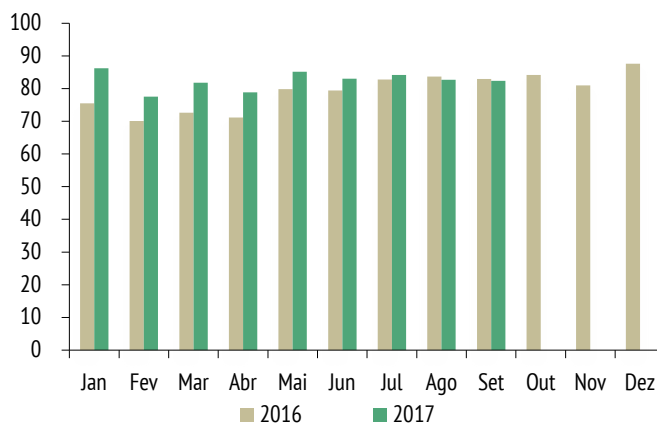
2.1. Produção, Comércio Exterior e Processamento de Petróleo (ANP)

A produção nacional de petróleo, no mês de setembro de 2017, foi de 82,4 milhões de barris equivalentes de petróleo (bep), volume 1% inferior ao produzido no mesmo mês do ano anterior. No acumulado do ano, a produção foi 6% superior ao ano anterior.

O grau API (escala que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo) médio do petróleo produzido em setembro de 2017 foi de 26,9°, sendo que 35,2% da produção foi considerada óleo leve (maior ou igual a 31°API), 49,6% foi considerada óleo médio (entre 22°API e 31°API) e 15,2% foi considerado óleo pesado (menor que 22°API).

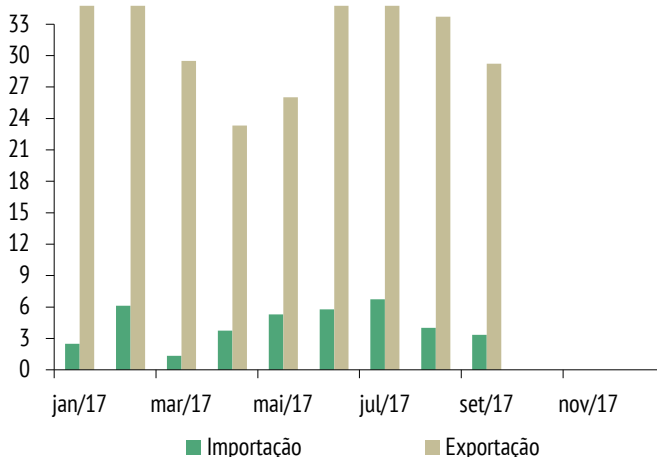
O volume correspondente ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais, em setembro de 2017, foi de 55,2 milhões bep. Esse volume foi 4% superior ao observado em setembro de 2016. No acumulado do ano, o volume de processamento foi 7% inferior.

Produção Nacional de Petróleo
(milhões bep)



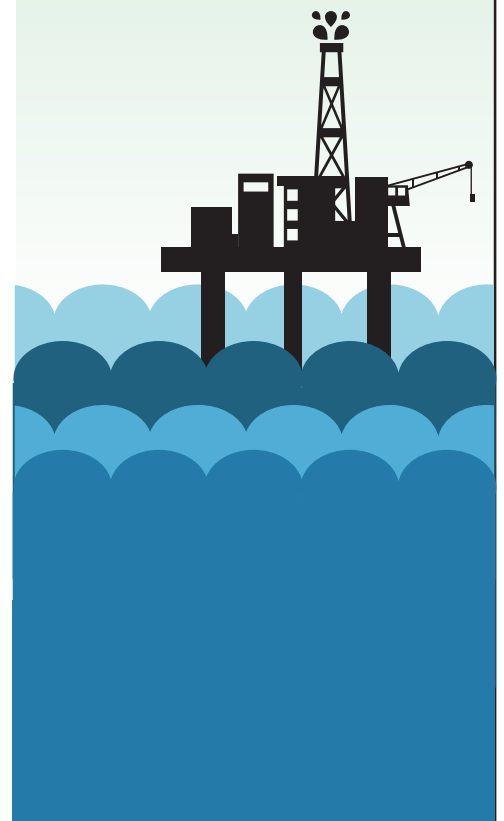
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação vs. Exportação de Petróleo
(milhões bep)

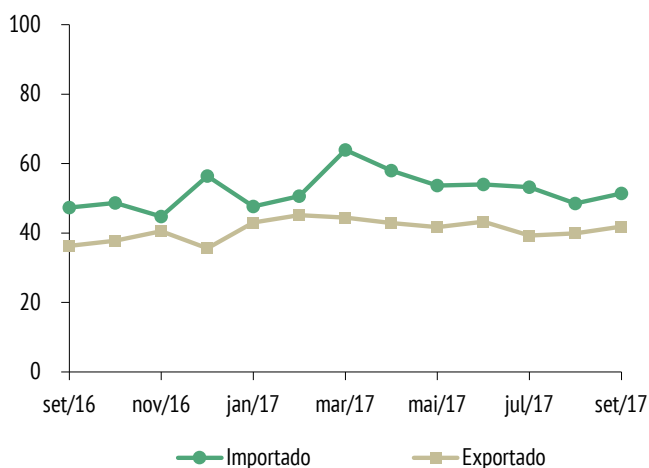


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

De acordo com a ANP, em maio de 2017, cerca de 95% da produção de petróleo do Brasil foi extraída de campos marítimos.



**Preço Médio do Petróleo Importado e Exportado
(US\$ FOB/barril)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

O volume de petróleo exportado pelo País, em setembro de 2017, foi de 29,2 milhões de bep, volume 3,7% inferior ao exportado em setembro de 2016. No acumulado do ano, o volume de petróleo exportado foi 37% superior ao observado no mesmo período de 2016.

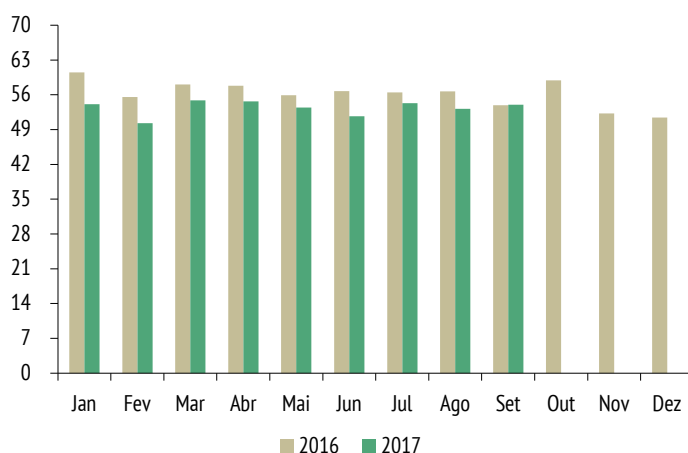
O preço médio do petróleo importado pelo País, em setembro de 2017, foi de US\$ 51,39/barril, valor 8,6% superior ao observado em setembro de 2016.

2.2. Produção e Comércio Exterior de Combustíveis Derivados de Petróleo (ANP)

Em setembro de 2017, a produção nacional de derivados de petróleo foi de 54 milhões bep (1 bep equivale a 0,16 m³), volume 0,2% superior ao produzido em setembro de 2016. No acumulado do ano, a produção nacional de derivados foi 6,1% inferior ao mesmo período do ano passado.

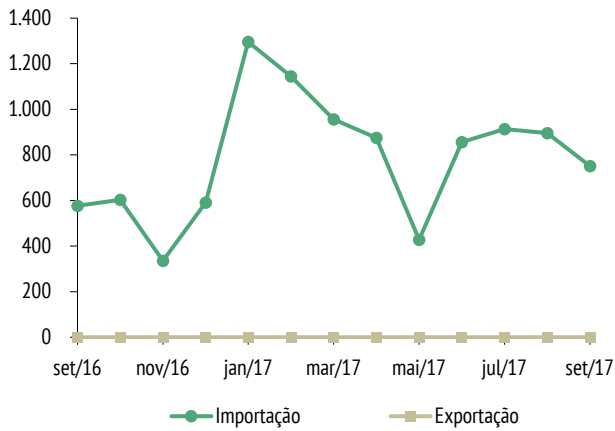
A importação de derivados de petróleo, em setembro de 2017 foi de 15,9 milhões bep, valor 12,2% superior ao registrado em setembro do ano anterior. No acumulado do ano, a importação observada foi 23,7% superior ao mesmo período do ano passado.

**Produção de Derivados de Petróleo
(milhões bep)**



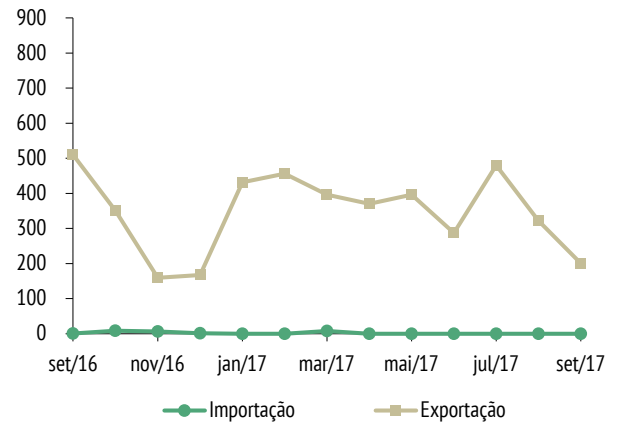
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Nafta
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

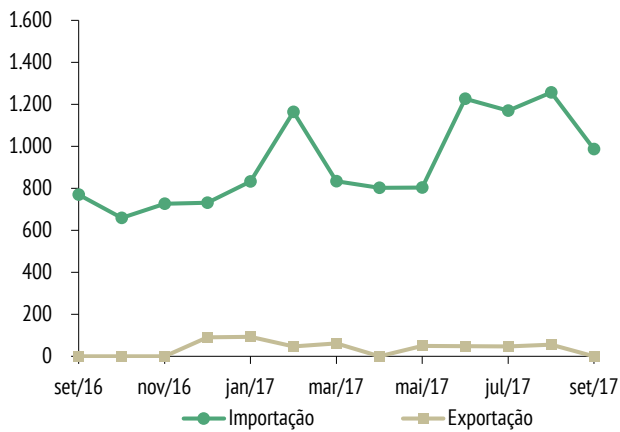
Importação e Exportação de Óleo Combustível
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

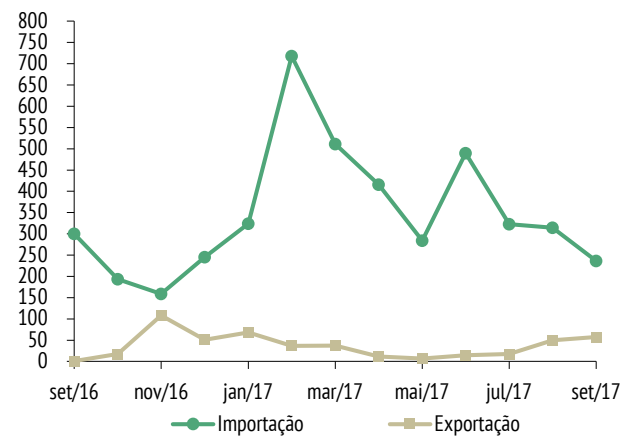
Com respeito à exportação de derivados de petróleo, em setembro de 2017, foi constatado um total de 5,7 milhões bep, o que representa um volume 22,2% inferior ao observado no mesmo mês de 2016. No acumulado do ano, a exportação foi 7,5% superior.

Importação e Exportação de Óleo Diesel
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Gasolina
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

2.3. Dependência Externa de Petróleo e Derivados (ANP).

Em setembro de 2017, o Brasil registrou uma dependência externa negativa de 24% na balança comercial de petróleo e derivados. A importação de petróleo e derivados foi 16 milhões bep inferior à exportação de petróleo e derivados frente a um consumo aparente de 67 milhões de bep. Em setembro de 2016, a dependência externa foi negativa em 29%. No acumulado do ano de 2017, foi observada uma dependência negativa de 33%.

Dependência Externa de Petróleo e Derivados (milhões bep)

	Setembro/2016	Jan-Set/2016	Setembro/2017	Jan-Set/2017
Produção de Petróleo (a)	83	698	82	742
Imp. Líq. de Petróleo (b)	-26	-178	-26	-275
Imp. Líq. de Derivados (c)	7	66	10	91
Consumo Aparente (d)=(a+b+c)	64	586	67	558
Dependência Externa (e)=(d-a)	-19	-112	-16	-184
Dependência Externa (e)/(d)	-29%	-19%	-24%	-33%

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

2.4. Balança Comercial de Petróleo e Derivados (ANP).

A balança comercial brasileira de petróleo e derivados, em setembro de 2017, apresentou saldo positivo de US\$ 408 milhões FOB. Ou seja, o Brasil exportou US\$ 408 milhões FOB a mais do que importou. No mesmo mês do ano anterior, esse saldo foi positivo de US\$ 516 milhões FOB. No acumulado do ano, a balança comercial de petróleo e derivados apresentou saldo positivo de US\$ 5.500 milhões FOB.

Balança Comercial de Petróleo e Derivados (milhão US\$ FOB)

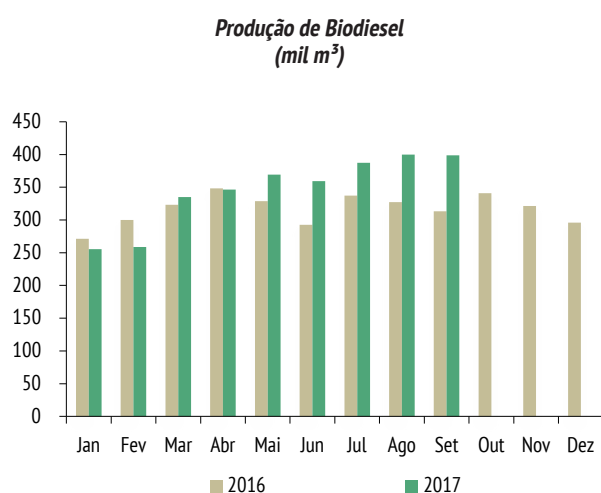
	Setembro/2016	Jan-Set/2016	Setembro/2017	Jan-Set/2017
Petróleo				
Receita com exportação (a)	1.102	7.112	1.225	13.338
Dispêndio com importação (b)	220	2.266	171	2.053
Balança Comercial (c)=(a-b)	882	4.847	1.053	11.285
Derivados				
Receita com exportação (d)	354	2.635	339	3.683
Dispêndio com importação (e)	719	6.256	984	9.468
Balança Comercial (f)=(d-e)	-366	-3.621	-645	-5.785
Petróleo e Derivados				
Receita Total com exportação (g)=(a+d)	1.456	9.748	1.563	17.021
Dispêndio Total com importação (h)=(b+e)	940	8.522	1.155	11.521
Balança Total (i)=(g)-(h)	516	1.226	408	5.500

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

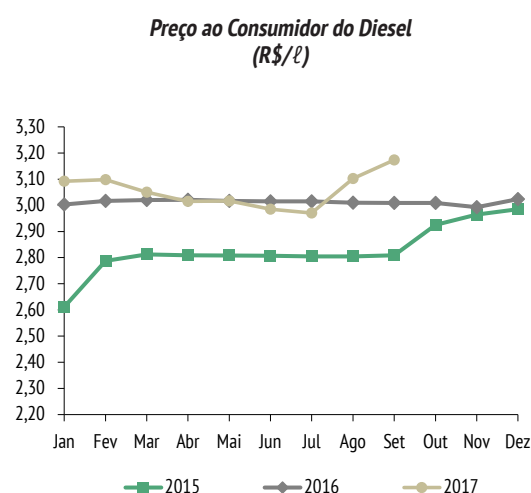
3. BIOCOMBUSTÍVEIS

3.1. Produção de Biodiesel (ANP)

A produção nacional de biodiesel, em setembro de 2017, foi de 399 mil m³, montante 27,3% superior ao produzido em setembro de 2016. No acumulado do ano, a produção de biodiesel foi 9% superior. O preço do óleo diesel (misturado com biodiesel), em setembro de 2017, foi de R\$ 3,173/ℓ, valor 5,4% superior ao observado em setembro de 2016.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

3.2. Álcool

3.2.1. Produção de Álcool e Açúcar (MAPA)

A safra 2016/2017, já encerrada, produziu 27,8 milhões de m³ de álcool, volume 9% inferior ao produzido na safra 2015/2016. Já a produção de açúcar teve um aumento significativo de 16% em relação à safra anterior, totalizando 38,8 milhões de toneladas.

A nova safra 2017/2018 produziu, até o dia 30 de setembro de 2017, 20,1 milhões de m³ de álcool, sendo 11,8 milhões de m³ referentes à produção de álcool etílico hidratado (58%). Em relação ao mesmo período da safra 2016/2017, houve uma redução de 5% na produção de álcool hidratado. A produção total de álcool caiu 2% em relação ao mesmo período da safra anterior.

A produção de açúcar se manteve em crescimento em relação ao mês anterior, até 30 de setembro, produziu-se 29,3 milhões de toneladas de açúcar, volume 5% superior ao observado no mesmo período da safra 2016/2017.

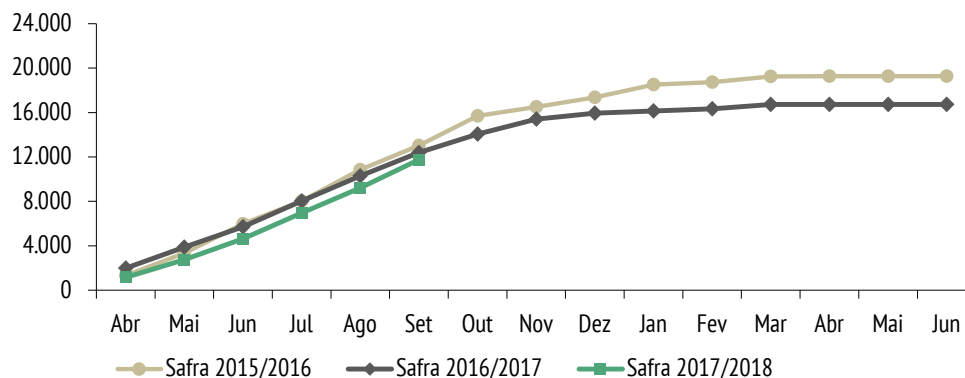
As safras se iniciam em abril e se encerram em junho do ano posterior. Assim, durante 3 meses se observam duas safras paralelas nos diferentes estados brasileiros.

Produção de Álcool e Açúcar - Valores Acumulados

	Safra 2016/2017 (até 30 de setembro de 2016)	Safra 2017/2018 (até 30 de setembro de 2017)	Variação (%)
Álcool Anidro (mil m ³)	8.197	8.342	2
Álcool Hidratado (mil m ³)	12.386	11.752	-5
Total Álcool (mil m³)	20.583	20.095	-2
Açúcar (mil ton)	27.903	29.301	5

Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

Produção de Álcool Etílico Hidratado (mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

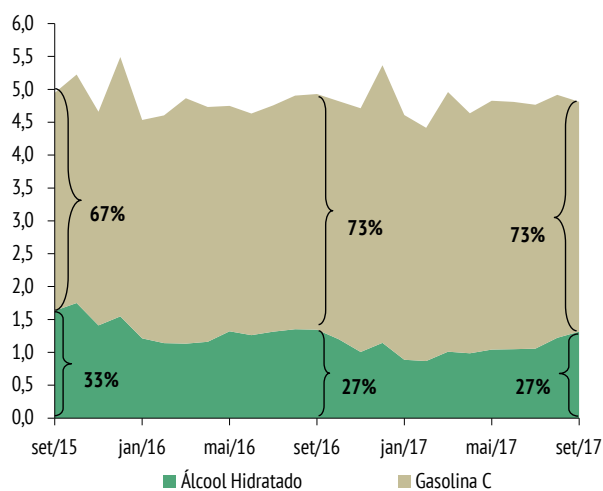
3.2.2. Vendas de Álcool Etílico Hidratado (ANP)

As vendas de álcool etílico hidratado foram de 1,3 milhões m³ em setembro de 2017. Esse número representa uma queda de 18% em relação ao volume vendido em setembro do ano anterior.

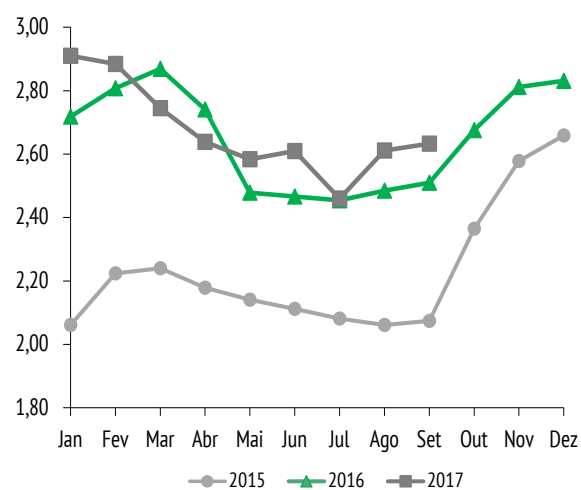
As vendas de álcool etílico hidratado representaram 27% do universo de vendas do álcool e da gasolina em setembro de 2017. Essa participação foi a mesma ao observado em agosto de 2016.

Em setembro de 2017, o preço médio ao consumidor do álcool etílico hidratado foi de R\$ 2,633/ℓ, valor 5% superior ao registrado no mesmo período de 2016.

Vendas de Álcool Etílico Hidratado e Gasolina C¹ (milhão m³)



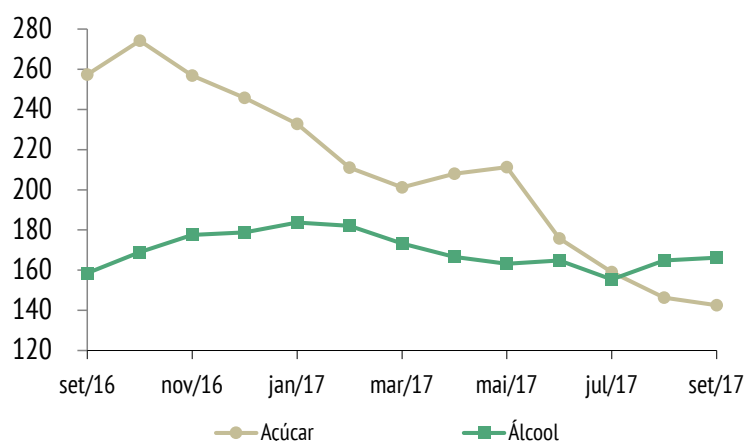
Preço ao Consumidor do Álcool Etílico Hidratado (R\$/ℓ)



¹Gasolina C: Gasolina A + percentual de Álcool Anidro.
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Índice de Preço do Açúcar* e do Álcool Etílico Hidratado
(JAN/07 = 100)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e da ESALQ/USP.

* Foi considerado o preço do açúcar cristal observado no Estado de São Paulo, no 1º dia útil de cada mês, divulgado pela ESALQ/USP.

4. GÁS NATURAL

4.1. Produção, Importação e Oferta Interna de Gás Natural (ANP)

A produção nacional diária média de gás natural, em setembro de 2017, foi de 114 milhões m³, representando um aumento de 3% comparado à média verificada em setembro de 2016.

A importação de gás natural realizada pelo País, em setembro de 2017, foi de 34,6 milhões m³/dia. A oferta total líquida desse energético, descontando o gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção, naquele mês, foi de 101,3 milhões m³/dia. Este montante é 4% superior ao observado em setembro de 2016.

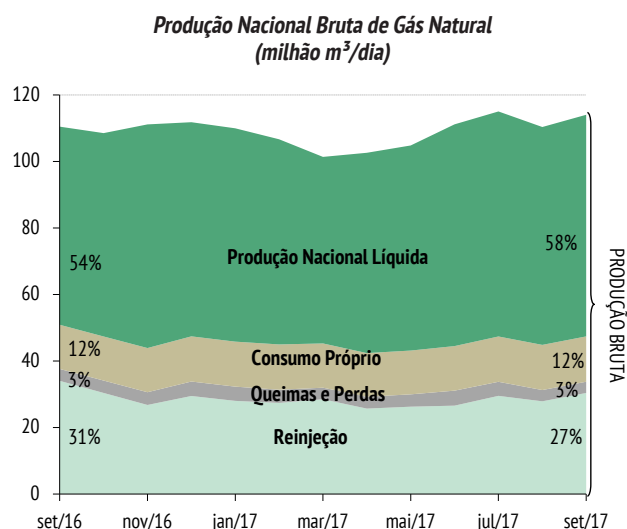
A proporção de gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção (E&P) foi de 42% em setembro de 2017. Em setembro de 2016, essa proporção havia sido de 46%.

Balanco do Gás Natural no Brasil (mil m³/dia)

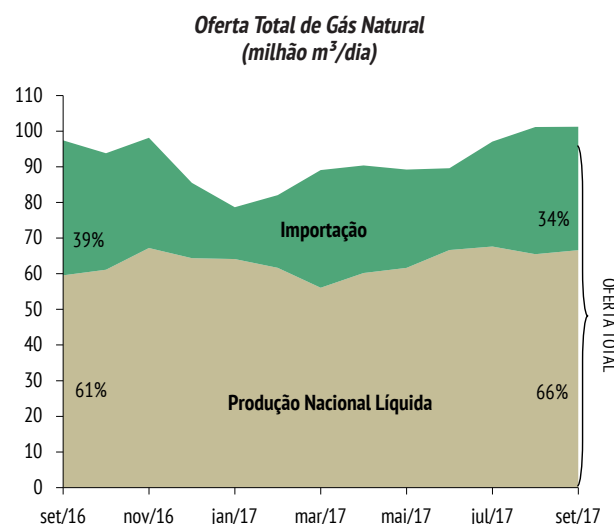
	Média em Setembro/2016	Média do período Jan-Set/2016	Média em Setembro/2017	Média do período Jan-Set/2017	Varição (%)
Produção Nacional¹	110.436	101.585	114.006	108.418	3%
- Reinjeção	34.015	30.809	30.376	27.792	-11%
- Queimas e Perdas	3.579	4.102	3.376	3.830	-6%
- Consumo Próprio	13.280	12.779	13.631	13.443	3%
= Produção Nac. Líquida	59.562	53.894	66.624	63.353	12%
+ Importação	37.881	39.373	34.640	27.609	-9%
= Oferta	97.443	93.268	101.263	90.962	4%

¹ Não inclui Gás Natural Liquefeito.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

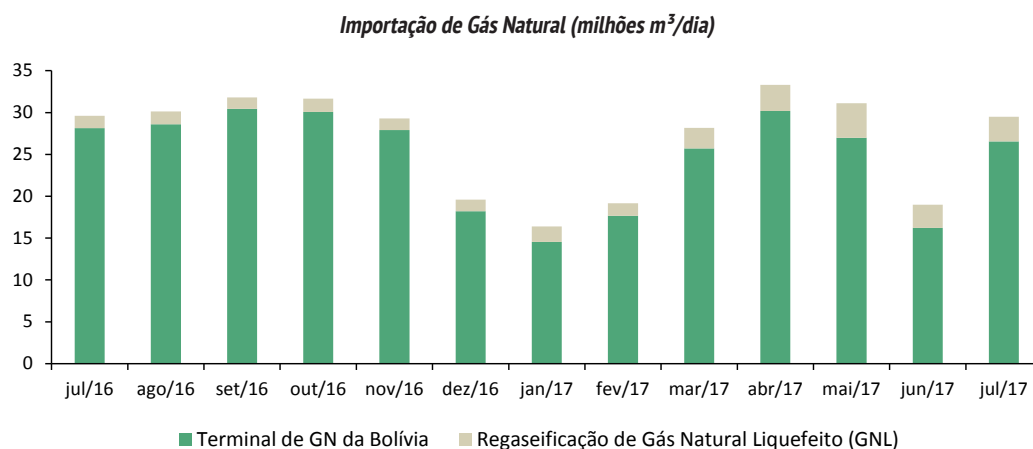


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

4.2. Importação Média de Gás Natural (MME)

A importação média de Gás Natural da Bolívia, em julho de 2017, foi de 26,5 milhões de m³/dia, volume 6% inferior ao observado no mesmo mês de 2016.

Em julho de 2017, a importação média de Gás Natural Liquefeito (GNL) totalizou 2,95 milhão m³/dia, volume 102% superior ao montante observado em julho do ano anterior.



Fonte: Elaboração própria com dados do Ministério de Minas e Energia.

4.3. Consumo de Gás Natural (ABEGÁS)

O consumo de gás natural no país em agosto de 2017 foi, em média, cerca de 76,5 milhões de m³/dia. Essa média é 23% superior ao volume médio diário consumido em agosto de 2016.

O setor industrial, em agosto de 2017, consumiu cerca de 28,3 milhões de m³/dia de gás natural, volume 5% superior ao apresentado no mesmo mês do ano anterior.

Consumo de Gás Natural por Segmento

	Médio (mil m ³ /dia)		Variação %	
	Agosto/2016	Agosto/2017	Ago-2017/Ago-2016	Acumulado no Ano
Industrial	26.857	28.308	5	2
Automotivo	4.947	5.315	7	8
Residencial	1.239	1.404	13	8
Comercial	859	815	-5	-7
Geração Elétrica	18.302	35.531	94	19
Co-geração*	2.351	2.642	12	7
Outros	7.439	2.444	-67	-55
Total	61.992	76.459	23	2

Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.

*O segmento co-geração contempla os consumos de co-geração industrial e co-geração comercial.

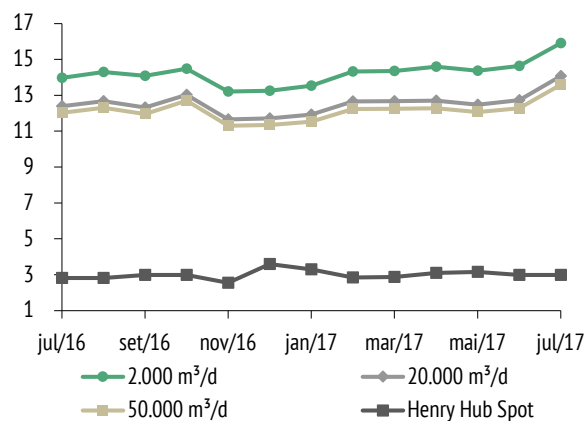
O setor industrial foi responsável por 40% do consumo de gás natural em agosto de 2017. A geração elétrica foi o maior setor em consumo, responsável por 43% do volume total de gás consumido no mesmo mês.

4.4. Preço do Gás Natural (MME)

O preço médio do gás natural ao consumidor industrial, em julho de 2017, foi de US\$ 14,5/MMBTU, valor 14% superior ao observado em julho de 2016 (US\$ 12,8/MMBTU). Esse valor inclui impostos e custos de transporte.

Em julho de 2017, o preço médio do gás natural no mercado spot Henry Hub foi de US\$ 2,98/MMBTU, valor 6% superior ao apresentado em julho de 2016 (US\$ 2,82/MMBTU). Esse preço não inclui impostos, transporte nem margem do distribuidor e é estabelecido nos dias úteis em negociações para entrega do dia seguinte.

Preço Médio do Gás Natural: Consumidor Industrial¹ e do Mercado Spot Henry Hub² (US\$/MMBTU)



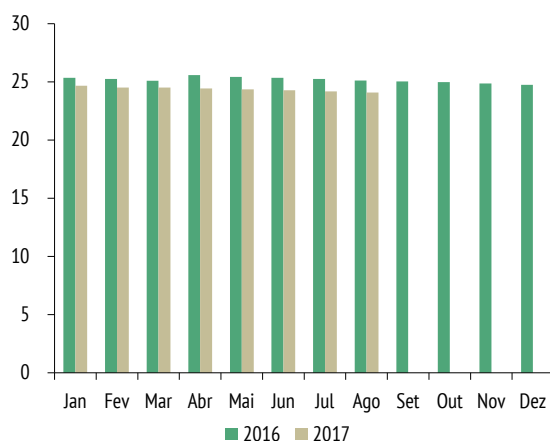
Fonte: Elaboração própria com dados do Ministério de Minas e Energia e do Governo de Nebraska (EUA).
¹ Preço com impostos e custo de transporte. Média mensal.
² Preço sem impostos e custo de transporte. Média ponderada mensal das cotações diárias.

5. TELECOMUNICAÇÕES

5.1. Indicadores do Serviço de Telefonia Fixa (ANATEL)

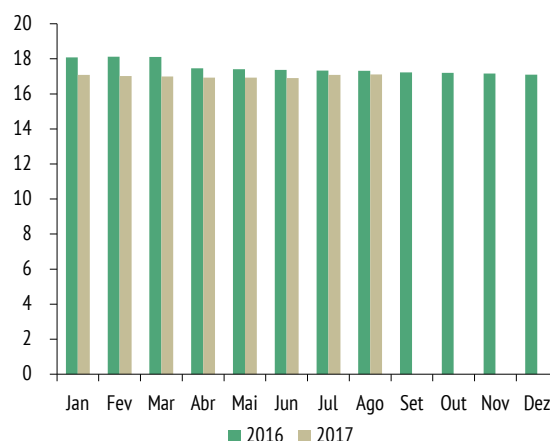
Os acessos fixos instalados são o conjunto formado pelo número total de acessos em serviço, inclusive os destinados ao uso coletivo, mais os acessos que, embora não ativados, disponham de todas as facilidades necessárias à entrada em serviço. O total de acessos fixos instalados em agosto de 2017 foi de 17,1 milhões e tiveram uma queda de 1% em relação ao registrado em agosto de 2016. O total de acesso fixos em serviço reduziu para 24,1 milhões em agosto de 2017, valor 4% inferior ao registrado em agosto de 2016.

Acessos Fixos Em Serviço (milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Acessos Fixos Instalados (milhões)



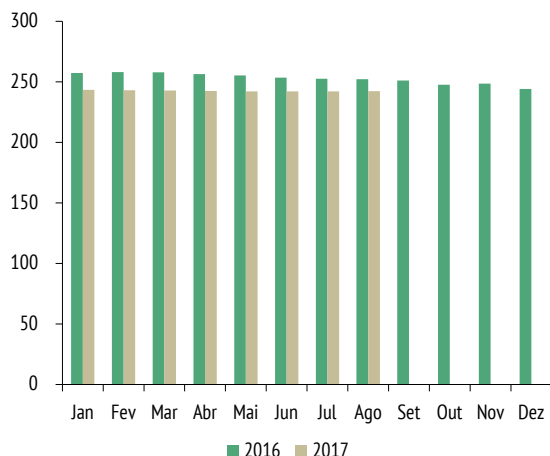
Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

5.2. Serviços Contratados Ativos de Internet Móvel e Fixa (ANATEL)

O número total de acessos via telefonia móvel em agosto de 2017 foi de 242,2 milhões, montante 4% inferior ao observado no mesmo período de 2016.

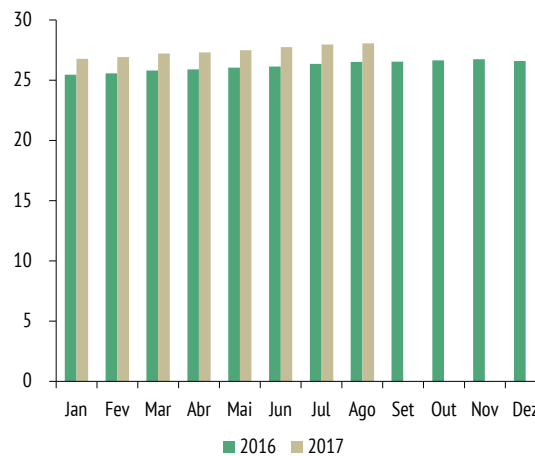
Os acessos totais de internet fixa tiveram um crescimento de 6% se compararmos com os valores de agosto de 2016. Em agosto de 2017 tivemos aproximadamente 28,1 milhões de acessos fixos enquanto que no mesmo período do ano anterior esse valor foi de 26,5 milhões.

Evolução do Total de Acessos Móveis (milhão)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Evolução do Total de Acessos Fixos (milhão)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

6. TRANSPORTES

6.1. Portos Selecionados e Terminais de Uso Privativo (ANTAQ)

Em setembro de 2017, a movimentação de granel sólido nos portos públicos e nos terminais de uso privativo (TUPs) apresentou um aumento de 11% em relação a setembro de 2016. A movimentação de granel líquido foi 8% superior ao movimentado no mesmo mês do ano anterior, enquanto a carga geral apresentou uma queda de 28%.

Os TUPs representaram 65% da movimentação total de carga nos portos e terminais em setembro de 2017. A movimentação total nos TUPs foi de 60.880 mil toneladas, volume 6% superior ao observado em setembro de 2016. Os portos públicos movimentaram 32.467 mil toneladas, volume 14% superior em comparação com mesmo mês do ano anterior.

A quantidade de contêineres movimentados em todos os portos organizados e terminais privados do País, em setembro de 2017, foi de 856 mil TEUs (twenty-foot equivalent unit), volume 11% superior em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Movimentação Total de Cargas - por natureza* (mil t)

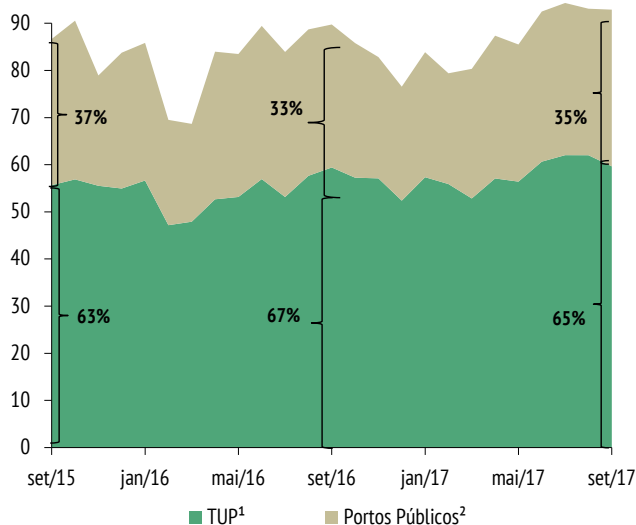
	Período		Variação %
	Set/2016	Set/2017	Set-2017 / Set-2016
Granel Sólido (a)	53.668	59.489	11%
Portos Públicos	16.531	19.143	16%
TUPs	37.138	40.346	9%
Granel Líquido (b)	18.342	19.754	8%
Portos Públicos	4.779	4.914	3%
TUPs	13.563	14.840	9%
Carga Geral Solta (c)	13.790	9.889	-28%
Portos Públicos	7.243	7.081	-2%
TUPs	6.548	2.808	-57%
Total (a+b+c)	85.800	93.348	9%
Portos Públicos	28.552	32.467	14%
TUPs	57.249	60.880	6%

Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.

* Terminais de uso privativo (114 instalações).

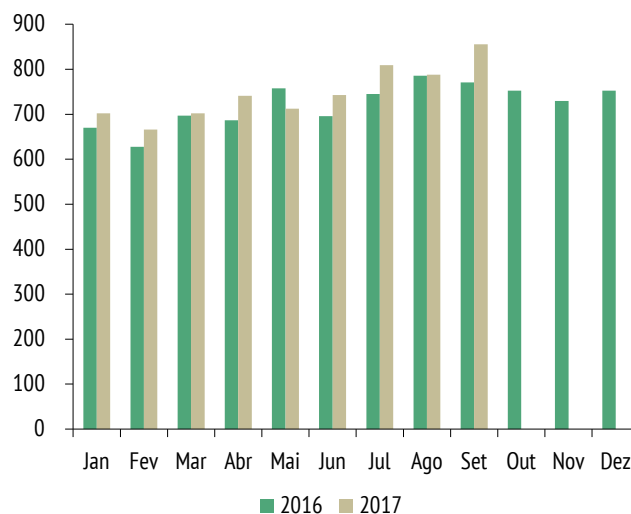
Portos públicos (33 instalações).

**Movimentação Total de Cargas
(milhões t)**



Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

**Movimentação Total de Contêineres*
(mil TEUs)**



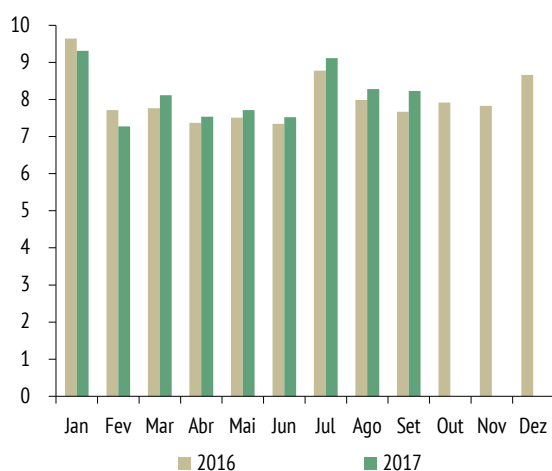
Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

6.2. Transporte Aéreo (ANAC)

A movimentação de passageiros pagos em setembro de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 8,2 milhões de passageiros, valor 7,9% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. Os passageiros nacionais representam 91% da movimentação total de setembro de 2017.

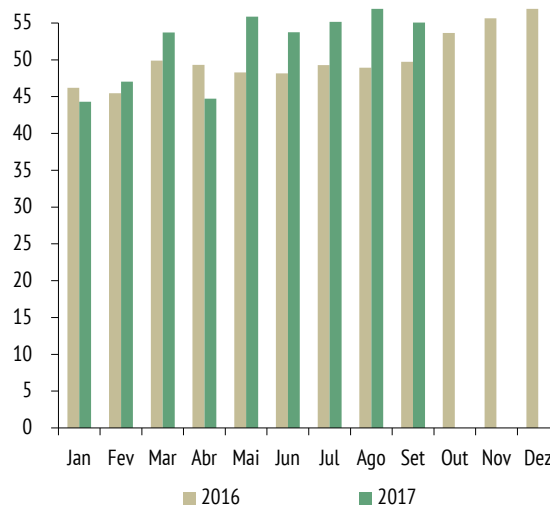
A movimentação de carga aérea total no País em setembro de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 55 mil toneladas, montante 4,8% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. A carga doméstica respondeu por 65% do total de cargas movimentado no período.

**Movimentação mensal de Passageiros
(milhões)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

**Movimentação mensal de Cargas
(mil toneladas)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

6.3. Cargas Ferroviárias (ANTT)

A movimentação de mercadorias nas ferrovias, em setembro de 2017, foi de 47,7 milhões de toneladas úteis (TUs), valor 8% superior ao observado no mesmo período de 2016. A movimentação de graneis gerais foi a que apresentou maior crescimento na movimentação de mercadorias transportadas por ferrovias (73%) enquanto que contêiner apresentou maior retração (-31%). O minério de ferro correspondeu a 76% do total movimentado em setembro de 2017.

Movimentação de Mercadoria nas Ferrovias

Ano	2016	2017	Variação (%)
	Setembro (mil TU)	Setembro (mil TU)	Set-17 / Set-16
Mercadoria			
Minério de Ferro	34.804	36.215	4
Soja e Farelo de Soja	3.443	5.075	47
Indústria Siderúrgica	1.290	1.469	14
Carvão/Coque	770	786	2
Combustíveis e Derivados de Petróleo e Álcool	761	733	-4
Produção Agrícola (exceto soja)	706	774	10
Graneis Minerais	641	1.106	73
Extração Vegetal e Celulose	486	566	17
Contêiner	463	320	-31
Azubos e Fertilizantes	292	314	8
Cimento	263	222	-16
Indústria Cimenteira e Construção Civil	156	136	-13
Carga Geral - Não Containerizada	6	5	-16
Total	44.082	47.723	8

Fonte: Elaboração própria com dados da ANTT.

6.4. Participação dos Modos de Transporte no Comércio Exterior (MDIC)

Em setembro de 2017, a movimentação total de exportação e importação realizada no Brasil foi de 72,9 milhões de toneladas, volume 1% superior ao averiguado em setembro de 2016. As exportações totalizaram 60,5 milhões de toneladas, 80% do total.

Movimentação Total (exportação e importação) por modo

Modo	mil t		Variação (%)	
	Set/2016	Set/2017	Set-2017 / Set-2016	Acumulado do ano
Marítimo	68.721	69.614	1	6
Fluvial	1.455	1.340	-8	-3
Aéreo	102	82	-20	5
Ferrovário	33	17	-49	-31
Rodoviário	1.197	1.000	-16	-5
Outros*	833	799	-4	-25
Total	72.341	72.853	1	5

Fonte: Elaboração própria com dados do MDIC.

*Linha de transmissão, tudo-conduto, postal, próprio, lacustre.

7. INVESTIMENTOS PRIVADOS EM INFRAESTRUTURA

7.1. Desembolsos do BNDES

Em setembro de 2017, o desembolso total realizado pelo BNDES na área de infraestrutura (refino e álcool, energia elétrica e gás natural, saneamento, telecomunicações e transporte) foi de R\$ 1,9 bilhões, valor 8% superior ao aportado em setembro de 2016.

Ao longo de 2017, o BNDES desembolsou R\$ 16,3 bilhões em infraestrutura, volume 25% inferior ao desembolsado em 2016 (R\$ 21,7 bilhões). O setor com maior queda foi o de refino e álcool com queda no investimento de 92%.

Desembolso mensal BNDES

Setor	Setembro/2016 R\$ milhão	Setembro/2017 R\$ milhão	Variação (%)	Participação (%)
Refino e Álcool	36	3	-92	0
Energia Elétrica e Gás Natural	1.041	1.264	22	67
Saneamento	67	39	-41	2
Telecomunicações	35	58	68	3
Transporte	554	510	-8	27
Aéreo	48	1	-98	-
Aquaviário	187	30	-84	2
Terrestre	318	480	51	26
Total Infraestrutura	1.733	1.875	8	100

Fonte: Elaboração própria com dados do BNDES.

8. EXECUÇÃO DO ORÇAMENTO DA UNIÃO (SIAFI)

8.1. Orçamento Geral e de Investimentos da União (Tabela I)

A dotação total autorizada registrada no SIAFI para o Orçamento da União de 2017 é de, aproximadamente, R\$ 3,4 trilhões. Deste valor, aproximadamente R\$ 56,6 bilhões corresponderam à alínea “investimentos”, o que representa 2% do orçamento total de 2017.

Entre os órgãos superiores, o Ministério dos Transportes detém o maior orçamento de investimentos, em valor absoluto, R\$ 12,1 bilhões o que representa 21,3% da dotação total do órgão.

Do orçamento de investimentos da União para 2017, foram empenhados R\$ 26,7 bilhões, cerca de 47% da dotação autorizada até outubro. No mesmo período foram liquidados R\$ 10,6 bilhões. Foram pagos do orçamento aproximadamente R\$ 9,5 bilhões. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, soma R\$ 24,5 bilhões.

8.2. Orçamento Geral e de Investimentos do Ministério dos Transportes (Tabelas I e II)

Do montante de R\$ 12,1 bilhões autorizados para os investimentos do Ministério dos Transportes em 2017, foram empenhados, até outubro, cerca de R\$ 7,4 bilhões (61% da dotação autorizada) e liquidados R\$ 4,1 bilhões. Até outubro de 2017, foram pagos do orçamento cerca R\$ 3,57 bilhão. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, somam R\$ 6,6 bilhões.

Cerca de 78% dos recursos autorizados para investimentos do Ministério dos Transportes (R\$ 9,4 bilhões) estão destinados ao setor rodoviário. O restante está dividido entre os setores ferroviário (R\$ 893 milhões, ou 7%), portuário (R\$ 588 milhões), aeroportuário (R\$ 525 milhões), hidroviário (R\$ 212 milhões) e outros (R\$ 520 milhões).

8.3. Restos a Pagar – Orçamento de Investimentos (Tabela III)

O Ministério dos Transportes inscreveu, em 2017, cerca de R\$ 307 milhões em restos a pagar processados. A União inscreveu, aproximadamente, R\$ 4,5 bilhões de restos a pagar processados. Em relação aos restos a pagar não-processados, o Ministério dos Transportes tem R\$ 7,6 bilhões inscritos, enquanto a União tem R\$ 56,3 bilhões de restos a pagar não-processados inscritos para 2017.

Do volume total de restos a pagar inscritos pelo Ministério dos Transportes, 41% foram pagos em 2017 (excluídos os cancelamentos). No caso da União, os pagamentos correspondem a 26% do total de restos a pagar inscritos.

ANEXOS

Tabela I - Execução Orçamentária da União - OGU 2017
Investimentos - Por Órgão Superior

Valores em final de período - atualizados até 31/10/2017

R\$ milhão

Órgão Superior	Dotação Autorizada (a)	Empenho (b)	(b/a) %	Liquidação (c)	(c/a) %	Pagamento (d)	(d/a) %	Restos a Pagar pagos (e)	Total Pago (f=d+e)	RP a pagar
Presidência da República	519	160	31	23	4	15	3	174	189	499
MAPA	1.017	485	48	11	1	4	0	257	261	592
MCTI	994	250	25	184	18	112	11	191	304	415
MDIC	106	10	10	3	3	3	3	14	17	217
MME	69	10	15	5	7	5	7	18	23	16
M. Transportes	12.084	7.369	61	4.059	34	3.462	29	3.138	6.600	4.478
M. Comunicações	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MMA	204	21	10	9	4	9	4	40	49	41
MDA	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0
M. Defesa	9.796	6.448	66	2.916	30	2.657	27	2.032	4.689	1.359
M. Int. Nacional	5.263	2.164	41	597	11	587	11	1.257	1.844	3.443
M. das Cidades	6.132	2.916	48	856	14	855	14	1.391	2.246	10.556
Outros**	20.530	6.867	33	1.935	9	1.774	9	6.481	8.255	21.954
Total	56.714	26.699	47	10.598	19	9.485	17	14.996	24.482	43.570

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

** Inclui Câmara dos Deputados, Senado, TCU, STF, STJ, Justiça Federal, Justiça Militar, Justiça Eleitoral, Justiça do Trabalho, Justiça do DF e Territórios, Ministério Público da União, Ministério do Planejamento, Ministério da Fazenda, Ministério da Educação, Ministério da Justiça, Ministério da Previdência Social, Ministério das Relações Exteriores, Ministério da Saúde, Ministério do Trabalho e do Emprego, Ministério da Cultura, Ministério do Esporte, Ministério do Turismo, Ministério do Desenvolvimento Social.

Tabela II - Execução Orçamentária do Ministério dos Transportes – OGU 2017
Investimentos – Por Modalidade

Valores em final de período - atualizados até 31/10/2017

R\$ milhão

Modalidade	Dotação Autorizada (a)	Empenho (b)	(b/a) %	Liquidação (c)	(c/a) %	Pagamento (d)	(d/a) %	Restos a Pagar pagos (e)	Total Pago (f=d+e)	RP a pagar
Aeroportuário	525	81	15	5	1	4	1	12	17	129
Ferrovviário	893	457	51	227	25	225	25	215	440	353
Hidroviário	212	93	44	42	20	28	13	29	57	186
Portuário	588	219	37	0	0	0	0	160	161	438
Rodoviário	9.418	6.206	66	3.645	39	3.071	33	2.534	5.606	3.149
Outros	447	312	70	140	31	133	30	187	320	222
Total	12.084	7.369	61	4.059	34	3.462	29	3.138	6.600	4.478

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

Valores menores que R\$ 1 milhão não estão descritos na tabela.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

Tabela III - Demonstrativo dos Restos a Pagar Inscritos em 2017**Restos a Pagar Processados****Restos a Pagar Não-processados**

Valores em final de período - atualizados até 31/10/2017

R\$ milhão

Valores em final de período - atualizados até 31/10/2017

R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	307	1	222	85
União	4.501	228	1.219	3.054

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	7.572	263	2.916	4.393
União	56.301	2.008	13.778	40.516

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.