



RELATÓRIO INFRAESTRUTURA



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

1. ENERGIA ELÉTRICA

As estimativas divulgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam, no cenário conservador, aumento de 0,7% ao ano na capacidade total de geração elétrica do País, considerando o período entre 15 de fevereiro de 2019 e 31 de dezembro de 2023.

No cenário otimista, a previsão de expansão é de aproximadamente 18,2 mil MW no período 2019-2023. Nesse cenário, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica seria de 1,8% ao ano.

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

**Previsão para Entrada em Operação (em MW)
de 15 de fevereiro de 2019 até 31 de dezembro de 2023**

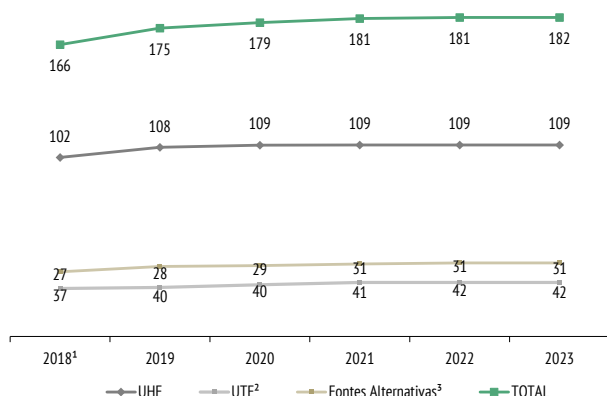
Usinas Hidrelétricas (UHE)						
Cenário	2019	2020	2021	2022	2023	Σ
Conservador	3.386	1.222	32	0	0	4.640
Otimista	3.386	1.222	32	0	99	4.739
Usinas Termelétricas (UTE)						
Cenário	2019	2020	2021	2022	2023	Σ
Conservador	540	1.516	1.299	50	0	3.405
Otimista	884	1.692	2.201	50	1.673	6.500
Fontes Alternativas - PCHs, Biomassa, Eólica e Fotovoltaica (F.A.)						
Cenário	2019	2020	2021	2022	2023	Σ
Conservador	1.103	423	365	34	30	1.955
Otimista	1.103	1.389	1.861	1.377	1.222	6.951
Somatório de UHE, UTE e F.A.						
Cenário	2019	2020	2021	2022	2023	Σ
Conservador	5.029	3.161	1.696	84	30	10.000
Otimista	5.373	4.303	4.094	1.427	2.993	18.190

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) Cenário Conservador



Fonte:
Elaboração própria com dados da Aneel.

Notas:

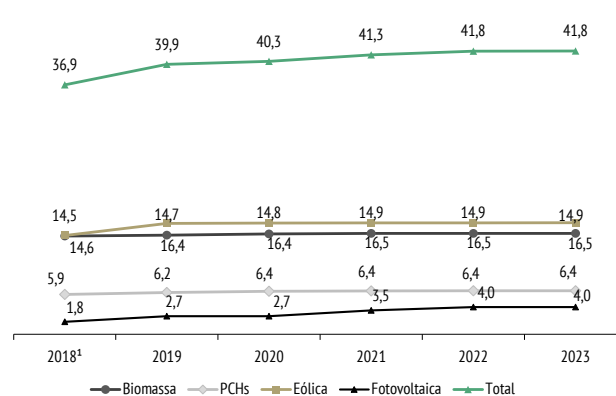
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2018.

² UTEs movidas a carvão, gás natural, diesel e óleo combustível.

³ PCHs, UTEs movidas a biomassa, eólicas e fotovoltaicas.

* Excluídas as Centrais Nucleares.

Previsão da Capacidade Instalada - Fontes Alternativas (GW) Cenário Conservador



Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel.
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2018.

Entre 2019 e 2023, no cenário conservador, estima-se o crescimento de 7% da capacidade instalada no Brasil de usinas hidrelétricas (UHEs). O crescimento da geração térmica (UTES), também no cenário conservador, deve ser de 13% no mesmo período. Em dezembro de 2018, a participação das UHEs foi de 61% na matriz elétrica nacional (desconsiderando as centrais nucleares) e deve cair para 60% até 2023. A participação na capacidade total instalada das UTEs foi de 16% em 2018 e deve aumentar para 17% até 2023.

A participação das usinas térmicas a biomassa foi de 9% em 2018 e deve cair para 8% em 2023 e a participação das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) deve se manter no mesmo patamar, 4%, até 2023. A previsão conservadora para a participação das usinas eólicas (EOL) na capacidade total instalada, em 2023, deve se manter em 9%, enquanto as usinas solares fotovoltaicas representaram 1% e devem crescer para 2% até 2023.

A estimativa conservadora de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica, em 2019, é superior à estimativa de crescimento do PIB elaborada pela CNI, respectivamente, 5,7% e 2,7%.

1.1.1. Geração Hidrelétrica e Termelétrica

A previsão otimista prevê a entrada em operação de 4,7 mil MW de UHEs até 2023 e a previsão conservadora prevê uma entrada de 4,6 mil MW para o mesmo período. Em outras palavras, cerca de 98% da potência prevista não apresentam restrição ao andamento dos trabalhos.

Em relação às termelétricas, prevê-se a entrada em operação no cenário otimista de 6,5 mil MW até 2023. Cerca de 52% 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 368 MW de potência adicional até 2023. Já no cenário otimista, até 2023, devem entrar em operação um total de 1,3 mil MW. As usinas à biomassa devem acrescentar, no cenário conservador, 295 MW até 2023. No cenário otimista, a contribuição adicional total dessa fonte pode chegar a 769 MW para o mesmo período.

Apesar da alta capacidade prevista para entrada em operação de eólicas no cenário otimista de 3,2 mil MW, apenas 22% da potência (707 MW) não apresentam restrições para entrada em operação até 2023. Até 2023, as usinas solares fotovoltaicas têm previsão otimista de entrada em operação 1,7 mil MW e 585 MW para o cenário conservador.

Feita a barragem, sua estrutura e partes componentes começam a envelhecer. Algumas permanecem seguras por mil anos enquanto outras podem sofrer fissuras e vazamentos em menos de um decênio. Cerca de cinco mil grandes barragens da atualidade foram construídas há mais de cinquenta anos e esse contingente etário cresce rapidamente, registra International Rivers. Nos Estados Unidos, a idade média das barragens é cerca de quarenta anos. Segundo a International Commission on Large Dams, as atividades futuras dos barrageiros - como são conhecidos os que atuam na construção de hidrelétricas - estarão relativamente menos centradas no projeto e na construção de novos empreendimentos do que nos ganhos de segurança estrutural e operacional das barragens existentes.

Na ex-União Soviética os riscos associados ao colapso das barragens equivalem aos decorrentes da decrepitude das centrais nucleares, segundo relatório da Hydro-Québec. De acordo com International Water Power & Dam Construction, o nível d'água no reservatório de Kakhovskaya, na Ucrânia, atingiu patamares perigosamente altos em 1996. O colapso da barragem de terra poderia criar paredes de água de 30 m de altura à velocidade de 130 km/h, o que atingiria fatalmente os habitantes ao longo do Rio Dnieper. Não é este, contudo, problema exclusivo das ex-Repúblicas soviéticas. Entre 1977 e 1982, o Corps of Engineers inspecionou 8.800 barragens nos Estados Unidos, todas fora do âmbito federal, que foram então classificadas como de alto risco, vale dizer, nas quais uma falha poderia resultar em perda significativa de vidas. Um terço desses diques foram considerados inseguros, em especial devido à capacidade inadequada do vertedouro. Em 1994, uma sondagem mostrou que pelo menos 1.800 barragens

ainda eram inseguras. A situação das barragens sob operação federal não era diferente. Em 1987 um quinto das 275 barragens do Bureau of Reclamation eram inseguras, assim como um terço das 554 barragens operadas pelo Corps of Engineers.

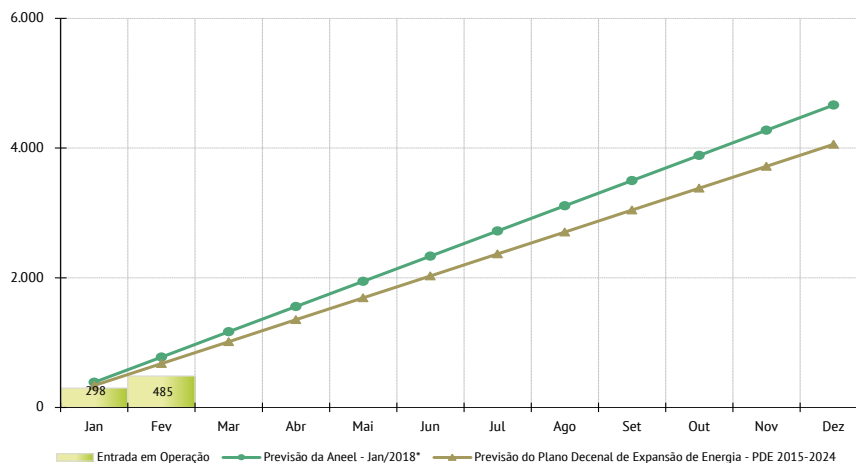
Estudos da Ontario Hydro abrangendo centenas de barragens norte americanas relatam que em média os custos de operação das barragens crescem acentuadamente por volta dos 25 a 35 anos de operação, em virtude da necessidade crescente de reparos. Quando os custos de manutenção de uma velha barragem superam a receita pela venda de energia, seus operadores teriam de decidir se invertem na reabilitação do empreendimento ou desligam a usina da malha e encerram a produção de energia. Não raro, os diques são abandonados pelos proprietários, comenta o Michigan Department of Natural Resources.

O descomissionamento de barragens é hoje tópico incluído na política hidrelétrica de diversos países. Nos Estados Unidos, a Hydropower Reform Coalition advoga que os licenciamentos não sejam concedidos senão mediante acordo de pagamento a fundos especiais para tal fim durante a vida útil do projeto, tal como ocorre na geração nuclear, por força da inevitabilidade dos custos de descomissionamento das instalações. Embora dezenas de diques foram desmantelados, não há normas consagradas sobre o que fazer com os sedimentos depositados a montante e quanto custaria a remoção. O custo da remoção de uma barragem poderia superar ao da construção de uma nova obra. Pior seria se o reservatório contiver metais pesados e outros produtos tóxicos. O que fazer com as grandes barragens na sua caducidade? Como as obras de descomissionamento serão custeadas? São questões que cedo ou tarde terão de ser respondidas.

1.1.3. 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 2019 (MW)
De 1º de janeiro a 15 de fevereiro

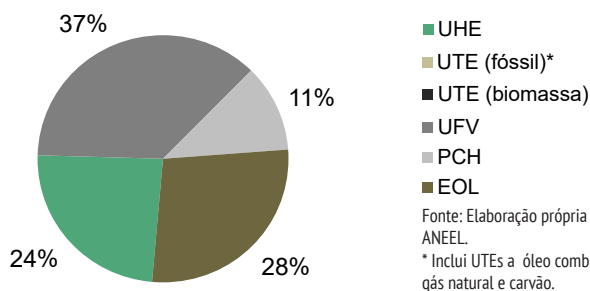


Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL e da EPE.

*Em Janeiro de 2018 a previsão conservadora da Aneel foi igual a otimista.

Em 2019, até 15 de fevereiro, entraram em operação 485 MW. Desse total, as UHEs representaram 24% (117 MW), as EOLs representaram 28%, totalizando 134 MW. As UFVs representaram 37% (179 MW), as PCHs 11% (56 MW).

Distribuição da Capacidade Instalada por Tipo de Usina (%)
De 1º de janeiro a 15 de fevereiro de 2019



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 janeiro de 2019, 41.142 GWh, apresentando valor 4% superior ao observado em janeiro de 2018.

O consumo industrial de energia elétrica foi de 13.575 GWh, valor similar ao observado no mesmo mês de 2018. O consumo industrial de energia elétrica representou 33% do total de energia elétrica consumida em janeiro de 2019.

Este quadro pode estar refletido no Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) da Indústria (FGV) que registrou um valor baixo (74%) no mês representando uma alta ociosidade do parque produtivo e na queda da demanda por crédito da indústria de 10,2% (SERASA EXPERIAN).

Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh)

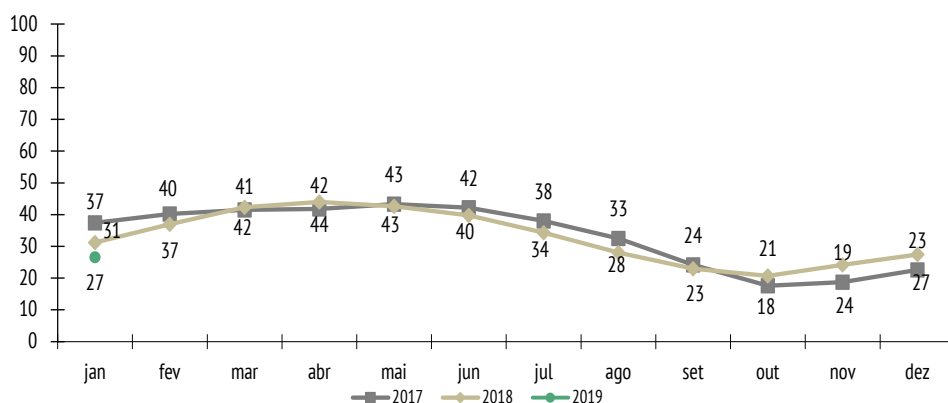
Classe	Janeiro 2018	Janeiro 2019	Var. %
Residencial	11.850	12.797	8
Industrial	13.623	13.575	0
Comercial	7.646	8.096	6
Outras	6.521	6.674	2
Total	39.640	41.142	4

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

1.3. Energia Armazenada Verificada (ONS)

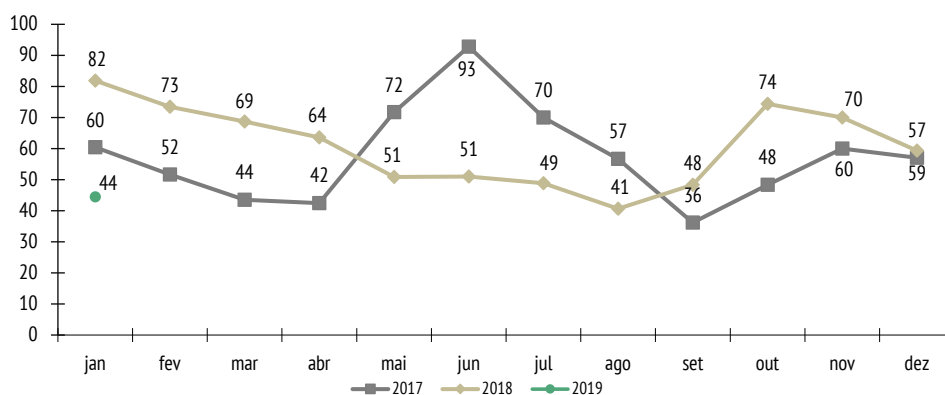
Em janeiro de 2019, apenas a Região Nordeste apresentou energia armazenada acima do valor do mesmo mês do ano anterior (24 pontos percentuais). As Regiões Sudeste e Centro Oeste apresentaram 4 pontos percentuais de energia armazenada abaixo da verificada em janeiro de 2018, a Região Sul 38 pontos percentuais e a Região Norte 2 pontos percentuais.

**Energia Armazenada Verificada
Sudeste e Centro-Oeste (%)**



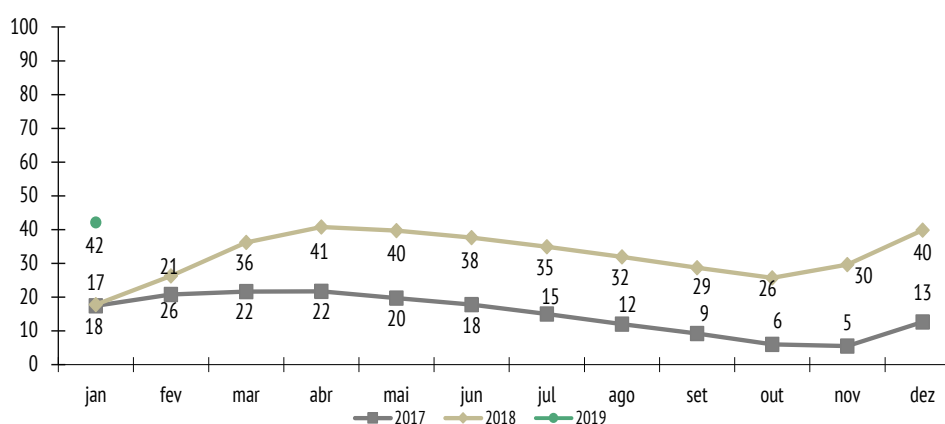
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

**Energia Armazenada Verificada
Sul (%)**



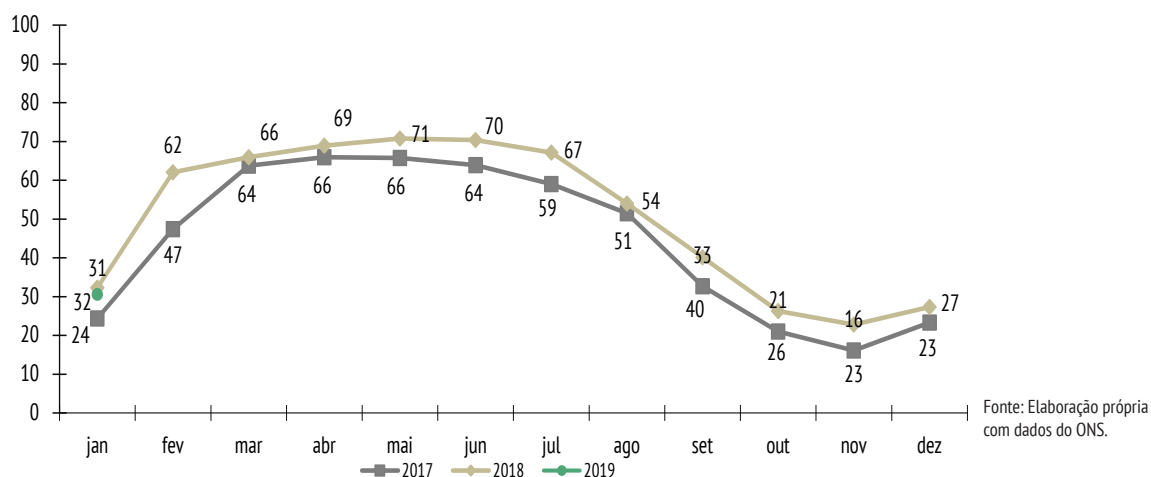
Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

**Energia Armazenada Verificada
Nordeste (%)**



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

**Energia Armazenada Verificada
Norte (%)**



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 2019, o PLD mínimo e máximo são, respectivamente, R\$ 42,35 e R\$ 513,89/MWh.

Na quarta semana de janeiro de 2019, o PLD estava entre R\$ 174,72 e R\$ 183,43 para as Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul e para as regiões Nordeste e Norte o PLD estava em R\$ 42,35.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Semana 4 - Período: 19/01/2019 a 25/01/2019**

Carga	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Pesada	183,43	183,43	42,35	42,35
Média	181,91	181,91	42,35	42,35
Leve	174,72	174,72	42,35	42,35

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 janeiro de 2019, o PLD estava em R\$ 192,1 para as Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, cerca de 7,5% abaixo do PLD observado em janeiro de 2018. A Região Nordeste teve média mensal de R\$ 84,76, valor 52% abaixo do mesmo mês do ano anterior. Para a Região Norte o PLD estava em R\$ 74,16, cerca de 48% abaixo do PLD observado em janeiro de 2018.

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

Região	Janeiro 2018	Janeiro 2019	Variação (%)
Sudeste/Centro-Oeste	180,07	192,10	7
Sul	177,82	192,10	8
Nordeste	178,01	84,76	-52
Norte	142,23	74,16	-48

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

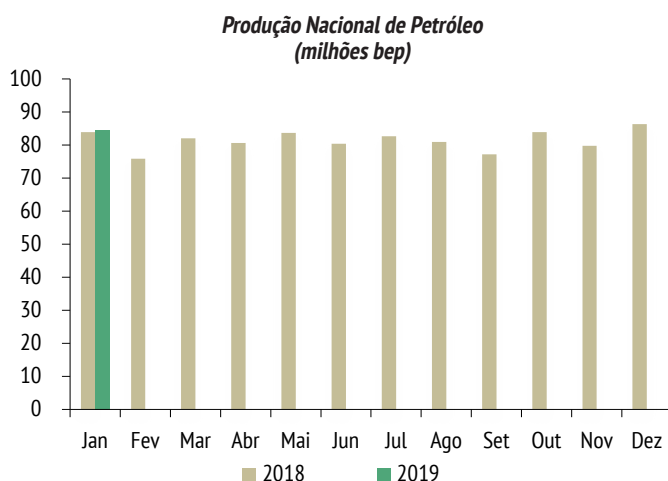
2. PETRÓLEO

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

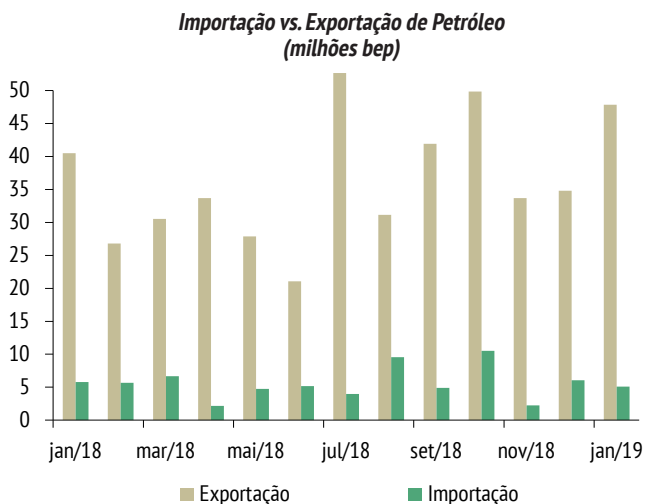
A produção nacional de petróleo, no mês de janeiro de 2019, foi de 84 milhões de barris equivalentes de petróleo (bep), volume 0,6% superior ao produzido no mesmo mês do ano anterior. No acumulado do ano, a produção foi 1% inferior ao ano anterior.

O grau API (escala que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo) médio do petróleo produzido em janeiro de 2019 foi de 27,2°, sendo que 37,8% da produção foi considerada óleo leve (maior ou igual a 31°API), 48,2% foi considerada óleo médio (entre 22°API e 31°API) e 13,9% foi considerado óleo pesado (menor que 22°API).

O volume correspondente ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais, em janeiro de 2019, foi de 52 milhões bep. Esse volume foi 2,8% superior ao observado em janeiro de 2018. No acumulado do ano, o volume de processamento foi 3% superior ao do ano interior.

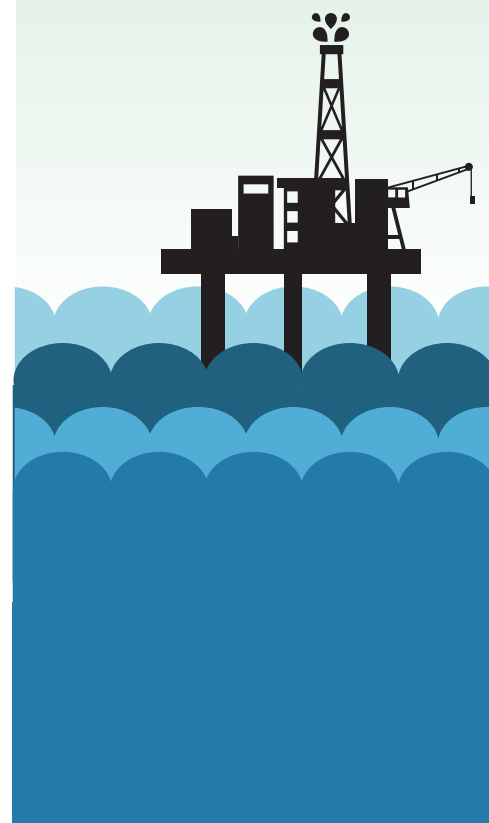


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

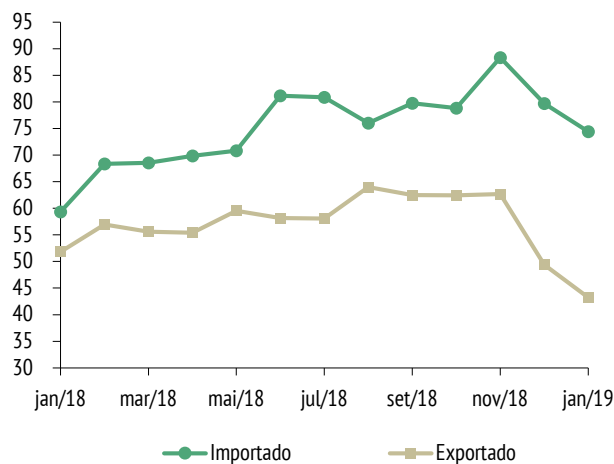
De acordo com a ANP, em janeiro de 2019, cerca de 95,9% da produção de petróleo do Brasil foi extraída de campos marítimos.



O volume de petróleo exportado pelo País, em janeiro de 2019, foi de 48 milhões de bep, volume 18% superior ao exportado em janeiro de 2018. No acumulado do ano, o volume de petróleo exportado foi 18% superior ao observado no mesmo período de 2018.

O preço médio do petróleo importado pelo País, em janeiro de 2019, foi de US\$ 74,44/barril, valor 26% superior ao observado em janeiro de 2018.

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



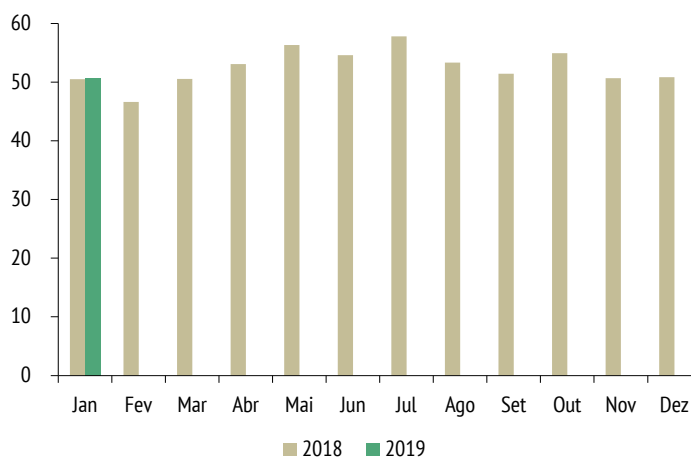
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

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

Em janeiro de 2019, a produção nacional de derivados de petróleo foi de 51 milhões bep (1 bep equivale a 0,16 m³), volume 0,5% superior ao produzido em janeiro de 2018. No acumulado do ano, a produção nacional de derivados foi 0,5% superior ao mesmo período do ano passado.

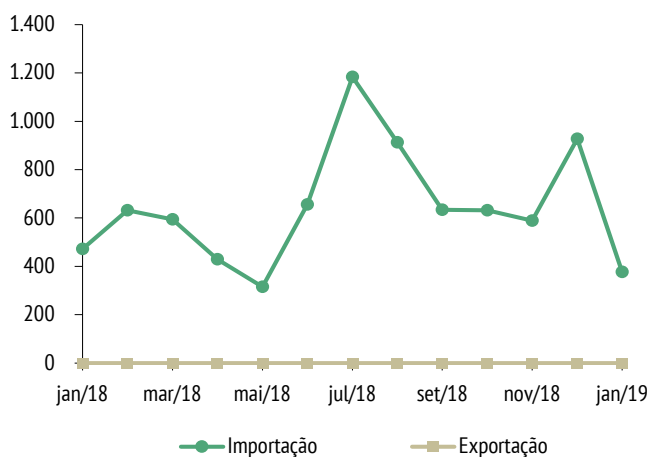
A importação de derivados de petróleo, em janeiro de 2019 foi de 15 milhões bep, valor 23,3% inferior ao registrado em janeiro do ano anterior. No acumulado do ano, a importação observada foi 23,3% inferior ao mesmo período do ano passado.

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



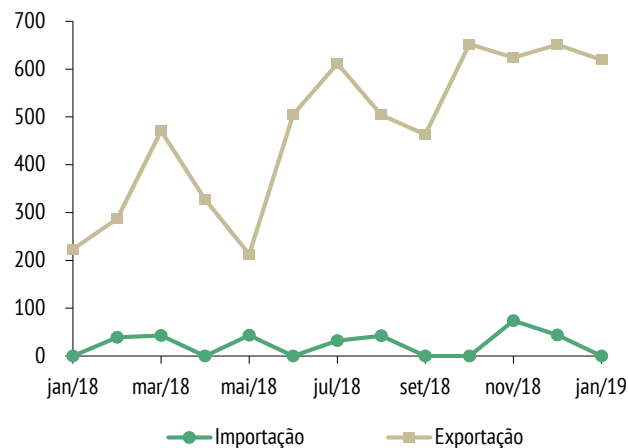
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Nafta
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

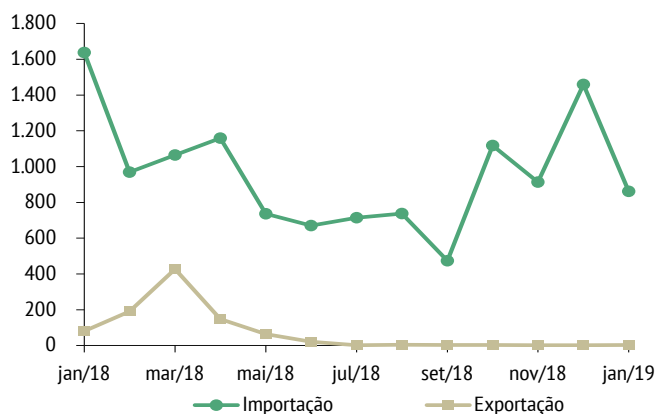
Importação e Exportação de Óleo Combustível
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

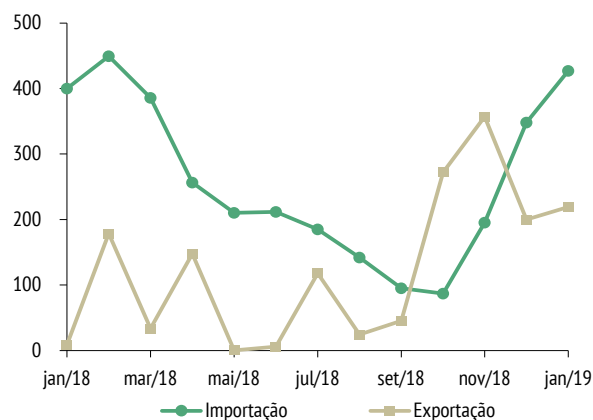
Com respeito à exportação de derivados de petróleo, em janeiro de 2019, foi constatado um total de 7,3 milhões bep, o que representa um volume 1,2% inferior ao observado no mesmo mês de 2018. No acumulado do ano, a exportação foi 1,2% inferior.

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 janeiro de 2019, o Brasil registrou uma dependência externa negativa de 70% na balança comercial de petróleo e derivados. A importação de petróleo e derivados foi 35 milhões bep inferior à exportação de petróleo e derivados frente a um consumo aparente de 50 milhões de bep. Em janeiro de 2018, a dependência externa foi negativa em 33%. No acumulado do ano de 2019, foi observada uma dependência negativa de 70%.

Dependência Externa de Petróleo e Derivados (milhões bep)

	Janeiro/2018	Janeiro/2019
Produção de Petróleo (a)	84	84
Imp. Líq. de Petróleo (b)	-35	-43
Imp. Líq. de Derivados (c)	14	8
Consumo Aparente (d)=(a+b+c)	63	50
Dependência Externa (e)=(d-a)	-21	-35
Dependência Externa (e)/(d)	-33%	-70%

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 janeiro de 2019, apresentou saldo positivo de US\$ 1,1 bilhão FOB. Ou seja, o Brasil exportou US\$ 1,1 bilhão FOB mais do que importou. No mesmo mês do ano anterior, esse saldo foi positivo em US\$ 732 milhões FOB. No acumulado do ano, a balança comercial de petróleo e derivados apresentou saldo positivo de US\$ 1,1 bilhões FOB.

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

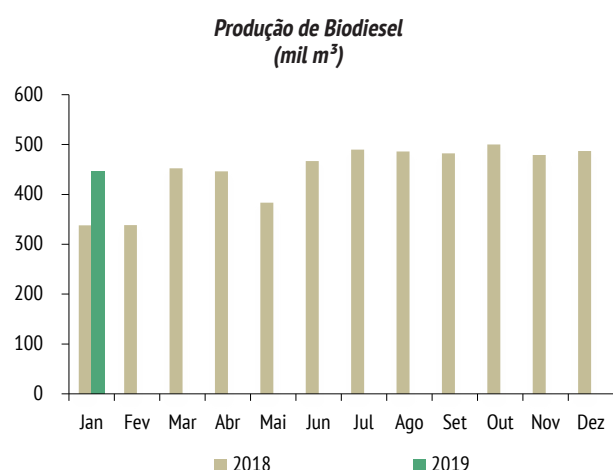
	Janeiro/2018	Janeiro/2019
Petróleo		
Receita com exportação (a)	2.098	2.070
Dispêndio com importação (b)	344	379
Balança Comercial (c)=(a-b)	1.754	1.690
Derivados		
Receita com exportação (d)	423	489
Dispêndio com importação (e)	1.446	1.097
Balança Comercial (f)=(d-e)	-1.022	-607
Petróleo e Derivados		
Receita Total com exportação (g)=(a+d)	2.521	2.559
Dispêndio Total com importação (h)=(b+e)	1.789	1.476
Balança Total (i)=(g)-(h)	732	1.083

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

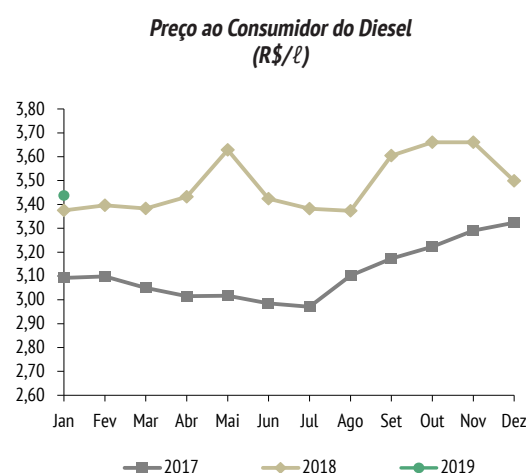
3. BIOCOMBUSTÍVEIS

3.1. Produção de Biodiesel (ANP)

A produção nacional de biodiesel, em janeiro de 2019, foi de 486 mil m³, montante 32% superior ao produzido em janeiro de 2018. No acumulado do ano, a produção de biodiesel foi 32% superior. O preço do óleo diesel (misturado com biodiesel), em janeiro de 2019, foi de R\$ 3,437/ℓ, valor 2% superior ao observado em janeiro de 2018.



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 2018/2019 produziu, até o dia 31 de janeiro de 2019, 32 milhões m³ de álcool, sendo 23 milhões m³ referentes à produção de álcool etílico hidratado (71%). A produção total de álcool foi 44% superior em relação ao mesmo período da safra anterior.

A produção de açúcar no mesmo período foi de 28 milhões ton, volume 23% inferior ao observado no mesmo período da safra 2017/2018.

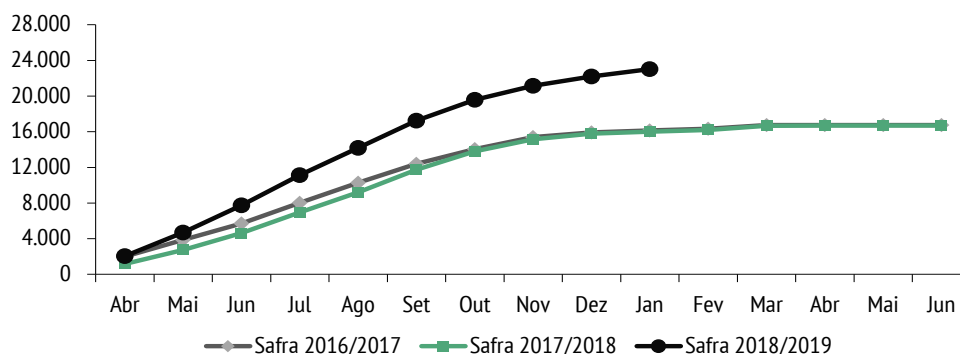
As safras se iniciam em abril e se encerram em junho do ano posterior. Assim, durante 3 meses se observam duas safras paralelas nos diferentes Estados brasileiros.

Produção de Álcool e Açúcar - Valores Acumulados

	Safra 2017/2018 (até 31 de janeiro de 2018)	Safra 2018/2019 (até 31 de janeiro de 2019)	Variação (%)
Álcool Anidro (mil m ³)	10.940	9.381	-14
Álcool Hidratado (mil m ³)	15.997	23.013	44
Total Álcool (mil m³)	26.937	32.394	20
Açúcar (mil ton)	37.389	28.712	-23

Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

Produção de Álcool Etílico Hidratado (mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

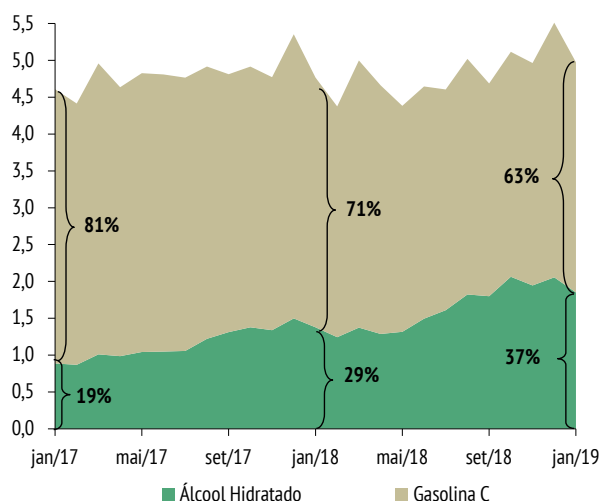
3.2.2. Vendas de Álcool Etílico Hidratado (ANP)

As vendas de álcool etílico hidratado foram de 2 milhões m³ em janeiro de 2019. Esse número representa um aumento de 34% em relação ao volume vendido em janeiro do ano anterior.

As vendas de álcool etílico hidratado representaram 37% do universo de vendas do álcool e da gasolina em janeiro de 2019. Essa participação foi 8 pontos percentuais superiores ao observado em janeiro do ano anterior.

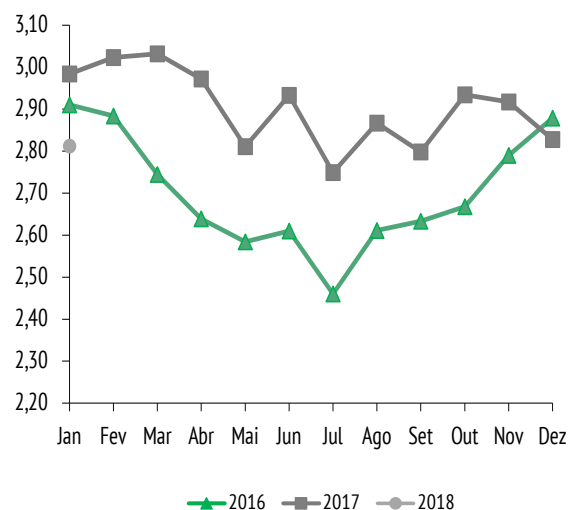
Em janeiro de 2019, o preço médio ao consumidor do álcool etílico hidratado foi de R\$ 2,812/ℓ, valor 5,8% inferior ao registrado no mesmo período de 2018.

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



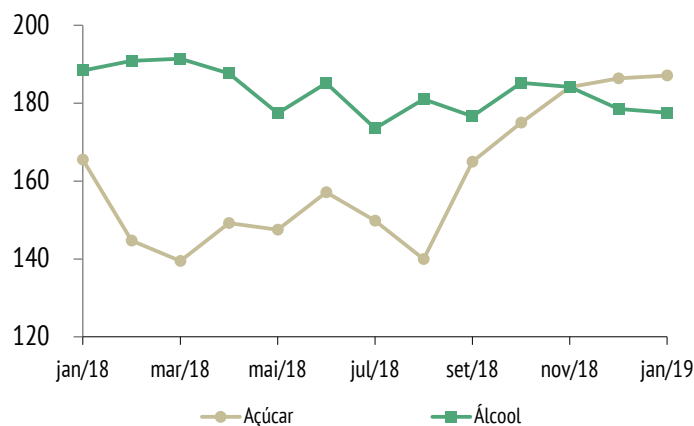
¹Gasolina C: Gasolina A + percentual de Álcool Anidro.
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Índice de Preço do Açúcar* e do Alcool 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 janeiro de 2019, foi de 113 milhões m³/dia, representando um aumento de 0,7% comparado à média verificada em janeiro de 2018.

A importação de gás natural realizada pelo País, em janeiro de 2019, foi de 21 milhões m³/dia. A oferta total líquida desse energético, descontando o gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção foi de 82 milhões m³/dia. Este montante é 7,2% inferior ao observado em janeiro de 2018.

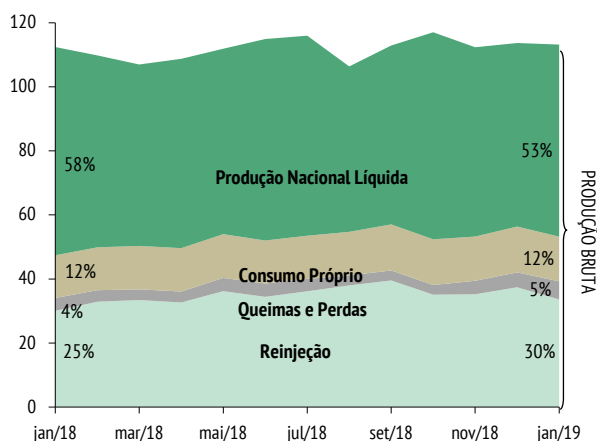
A proporção de gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção (E&P) foi de 47% janeiro de 2019. Em janeiro de 2018, essa proporção havia sido de 42%.

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

	Média em Janeiro/2018	Média em Janeiro/2019	Variação (%)
Produção Nacional¹	112.420	113.197	1%
- Reinjeção	30.040	33.610	12%
- Queimas e Perdas	4.019	5.642	40%
- Consumo Próprio	13.339	13.964	5%
= Produção Nac. Líquida	65.023	59.980	-8%
+ Importação	23.100	21.782	-6%
= Oferta	88.123	81.762	-7%

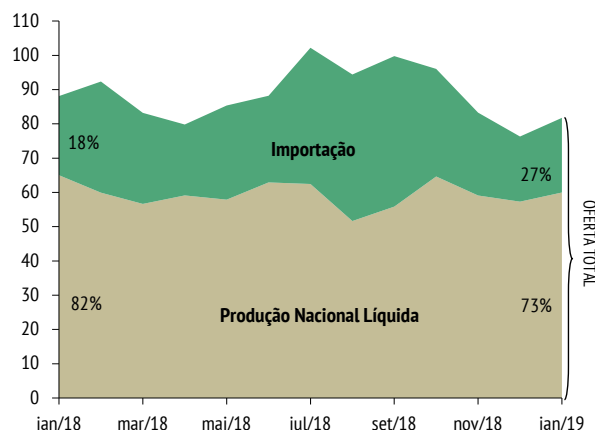
¹ Não inclui Gás Natural Liquefeito.
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Produção Nacional Bruta de Gás Natural
(milhão m³/dia)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Oferta Total de Gás Natural
(milhão m³/dia)



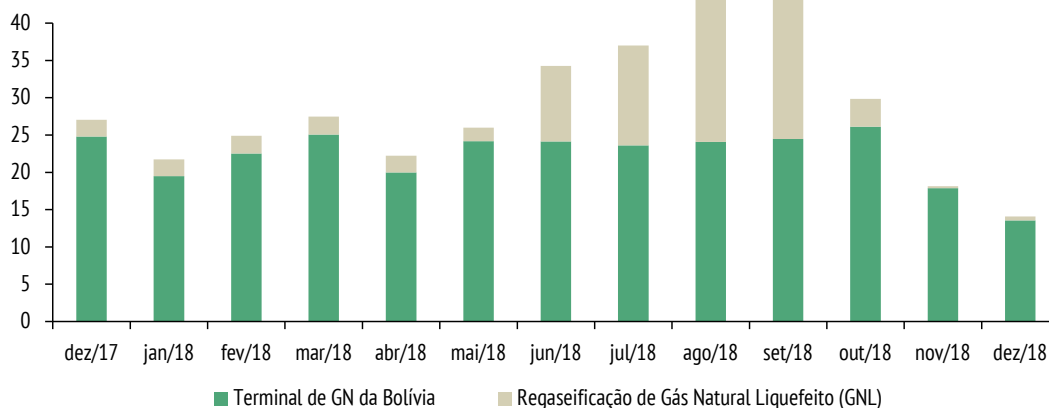
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

4.2. Importação Média de Gás Natural (MME)

A importação média de Gás Natural da Bolívia, em dezembro de 2018, foi de 22 milhões de m³/dia, volume 22% superior ao observado no mesmo mês de 2017.

Em dezembro de 2018, a importação média de Gás Natural Liquefeito (GNL) totalizou 7 mil m³/dia, volume 79% inferior ao montante observado no mesmo mês do ano anterior.

Importação de Gás Natural (milhões m³/dia)



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 dezembro de 2018 foi, em média, cerca de 49 milhões de m³/dia. Essa média é 30% inferior ao volume médio diário consumido em dezembro de 2017. O setor industrial, em dezembro de 2018, consumiu cerca de 26 milhões de m³/dia de gás natural, volume 2% superior ao apresentado no mesmo mês do ano anterior.

O setor industrial foi responsável por 53% do consumo de gás natural em dezembro de 2018. A geração elétrica foi o segundo maior setor em consumo, responsável por 22% do volume total de gás consumido no mesmo mês.

Consumo de Gás Natural por Segmento

	Médio (mil m ³ /dia)		Variação %	
	Dez-2017	Dez-2018	Dez-2018/Dez-2017	Acumulado no Ano
Industrial	25.661	26.075	2	4
Automotivo	6.092	6.688	10	12
Residencial	1.203	1.180	-2	7
Comercial	838	840	0	8
Geração Elétrica	32.176	10.893	-66	-12
Co-geração*	2.984	2.899	-3	7
Outros	1.727	808	-53	-37
Total	70.682	49.383	-30	-3

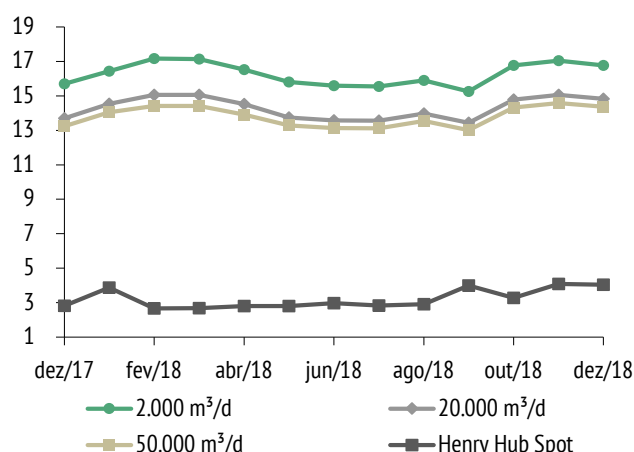
*O segmento co-geração contempla os consumos de co-geração industrial e co-geração comercial.
Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.

4.4. Preço do Gás Natural (MME)

O preço médio do gás natural ao consumidor industrial, em dezembro de 2018, foi de US\$ 15,32/MMBTU, valor 8% superior ao observado em dezembro de 2017 (US\$ 14,21/MMBTU). Esse valor inclui impostos e custos de transporte.

Em dezembro de 2018, o preço médio do gás natural no mercado spot Henry Hub foi de US\$ 4,04/MMBTU, 43% superior ao apresentado em dezembro de 2017. 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.

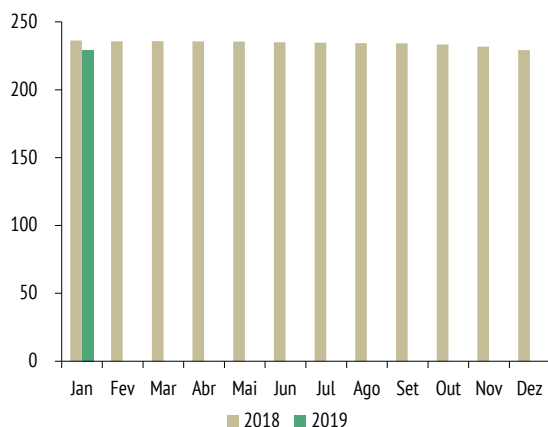
5. TELECOMUNICAÇÕES

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

O número total de acessos via telefonia móvel em janeiro de 2019 foi de 229 milhões, montante 3% inferior ao observado no mesmo período de 2018.

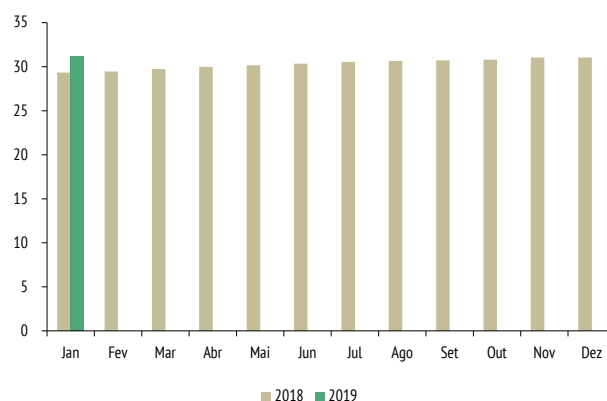
Os acessos totais de internet fixa tiveram um crescimento de 6% se compararmos com os valores de janeiro de 2018. Em janeiro de 2019 tivemos aproximadamente 31,1 milhões de acessos fixos.

Evolução Total de Acessos Móveis (milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Evolução Total dos Acessos Fixos (milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

5.2. Acessos em Internet Fixa por Faixa de Velocidade (ANATEL)

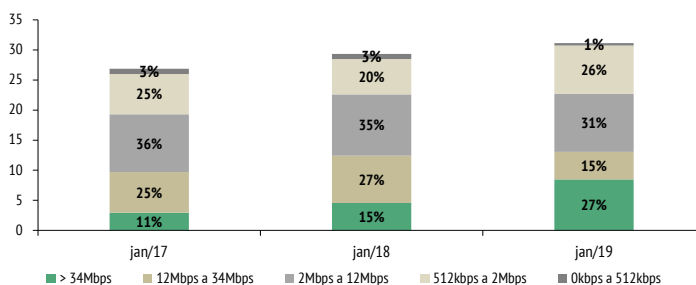
Em janeiro de 2019, a faixa de velocidade entre 0 Kbps a 512 Kbps representou 1% do total de acessos (400 mil) e teve redução de 53% do número de acessos observados em janeiro de 2018. Os acessos com velocidade entre 512 Kbps e 2 Mbps totalizaram 8,06 milhões, valor 37% superior ao verificado em janeiro do ano anterior. A faixa de velocidade de 2 Mbps a 12Mbps se manteve no mesmo patamar representado 31% do total de acessos.

Os acessos na faixa de 12 Mbps a 34 Mbps representaram 15% do total de acessos (4,6 milhões). Os acessos em internet fixa com velocidade superior a 34 Mbps totalizaram 8,5 milhões, valor 86% superior ao verificado no mesmo mês do ano interior.

A velocidade média ponderada dos acessos em internet fixa é calculada ponderando a média das faixas de velocidades pelo número de acessos do mês de referência.

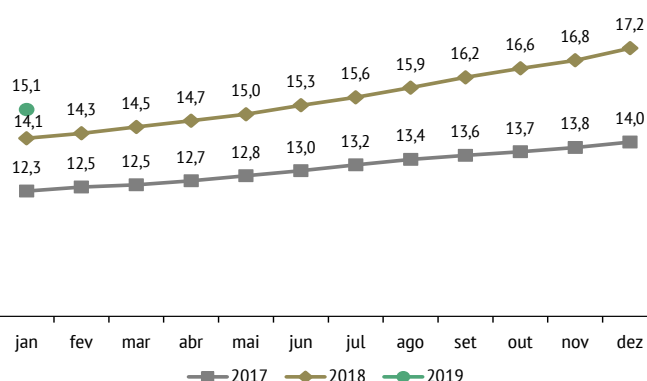
Em janeiro de 2019, a velocidade média ponderada foi de 15,1 Mbps, valor 7% superior a velocidade verificada em janeiro de 2018.

Evolução dos Acessos por Faixa de Velocidade (Milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Velocidade média ponderada dos acessos em internet fixa (Mbps)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

6. TRANSPORTES

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

Em janeiro de 2019, a movimentação de granel sólido nos portos públicos e nos terminais de uso privativo (TUPs) foi 11% superior em relação a janeiro de 2018. A movimentação de granel líquido e gasoso foi 4% superior ao movimentado no mesmo mês do ano anterior, enquanto a carga geral apresentou um valor 16% superior ao de 2018. Os TUPs representaram 68% da movimentação total de carga nos portos e terminais em janeiro de 2019. A movimentação total nos TUPs foi de 57.436 mil toneladas, volume 8% superior ao observado em janeiro de 2018. Os portos públicos movimentaram 20.685 mil toneladas, volume 13% 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 janeiro de 2019, foi de 754 mil TEUs (twenty-foot equivalent unit), volume 5% inferior em relação ao mesmo mês do ano anterior.

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

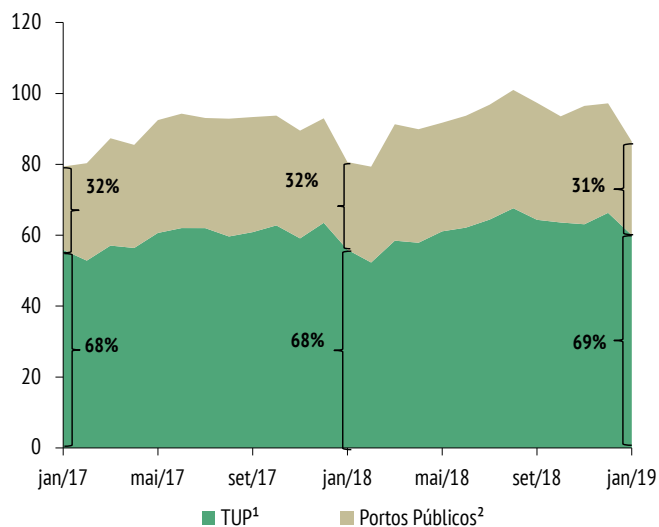
	Período		Variação %
	Jan/2018	Jan/2019	Jan-2019 / Jan-2018
Granel Sólido (a)	48.172	53.416	11%
Portos Públicos	12.465	14.876	19%
TUPs	35.706	38.540	8%
Granel Líquido (b)	19.081	19.870	4%
Portos Públicos	4.384	4.184	-5%
TUPs	14.697	15.686	7%
Carga Geral (c)	4.297	4.835	13%
Portos Públicos	1.442	1.625	13%
TUPs	2.855	3.210	12%
Total (a+b+c)	71.550	78.121	9%
Portos Públicos	18.292	20.685	13%
TUPs	53.258	57.436	8%

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

* Terminais de uso privativo (114 instalações).

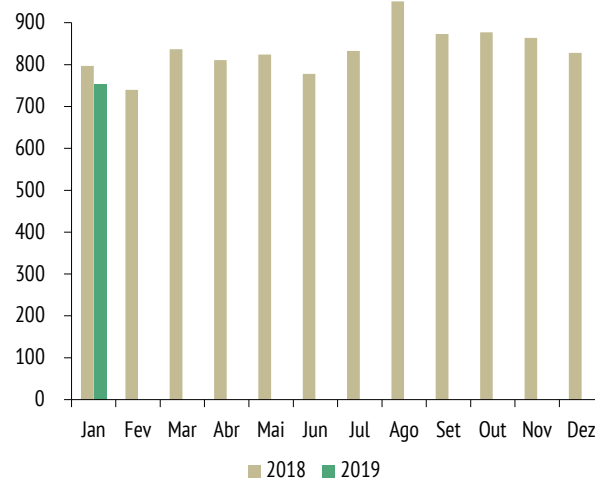
Portos públicos (33 instalações).

**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)**



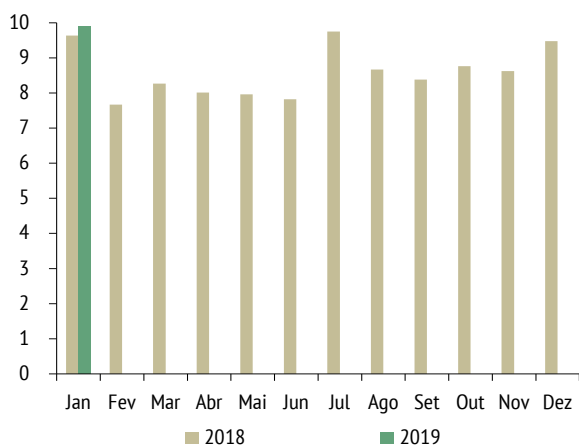
Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

6.2. Transporte Aéreo (ANAC)

A movimentação de passageiros pagos em janeiro de 2019, somando mercado nacional e internacional, foi de 10 milhões de passageiros, valor 2,74% superior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. Os passageiros nacionais representam 90% da movimentação total de janeiro de 2019.

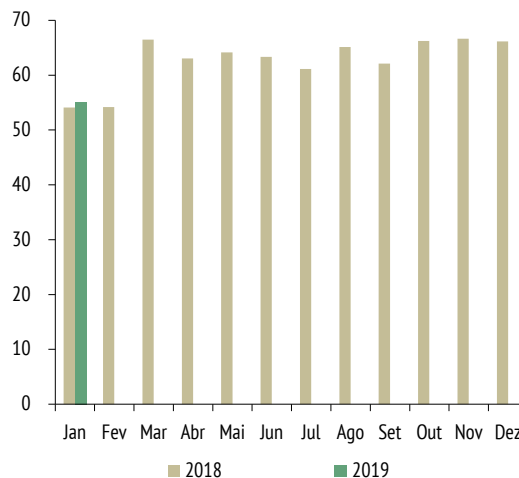
A movimentação de carga aérea total no País em janeiro de 2019, somando mercado nacional e internacional, foi de 55,1 mil toneladas, montante 2% superior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. A carga doméstica respondeu por 61% do total de cargas movimentado no período.

**Movimentação mensal de Passageiros
(milhões)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

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



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

6.3. Cargas Ferroviárias (ANTT)

A movimentação de mercadorias nas ferrovias, em janeiro de 2019, foi de 44 milhões de toneladas úteis (TUs), valor 5% superior ao observado no mesmo período de 2018. A movimentação de contêineres foi a que apresentou maior crescimento (48%) enquanto que a soja apresentou maior retração (-17%). O minério de ferro correspondeu a 81% do total movimentado em janeiro de 2019 e apresentou crescimento de 3% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Movimentação de Mercadoria nas Ferrovias

Ano	2018	2019	Variação (%)
Mercadoria	Janeiro (mil TU)	Janeiro (mil TU)	Jan-19/Jan-18
Minério de Ferro	34.330	35.468	3
Soja e Farelo de Soja	1.397	2.005	44
Indústria Siderúrgica	1.310	1.332	2
Produção Agrícola (exceto soja)	1.412	1.165	-17
Carvão/Coque	925	895	-3
Extração Vegetal e Celulose	637	772	21
Combustíveis e Derivados de Petróleo e Álcool	681	755	11
Grãos Minerais	583	526	-10
Adubos e Fertilizantes	273	396	45
Conteiner	249	370	48
Cimento	181	201	11
Indústria Cimenteira e Construção Civil	123	133	8
Carga Geral - Não Contein.	4	3	-15
Total	42.104	44.019	5

Fonte: Elaboração própria com dados da ANTT.

7. INVESTIMENTOS PRIVADOS EM INFRAESTRUTURA

7.1. Desembolsos do BNDES

Até o fechamento desta edição, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) não havia atualizado os dados sobre os desembolsos da instituição. Seguem as últimas informações disponíveis.

Em dezembro de 2018, 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\$ 1.271 milhões, valor 32% inferior ao aportado em dezembro de 2017.

Desembolso mensal BNDES

Setor	Dezembro/2017	Dezembro/2018	Variação	Participação
	R\$ milhão	R\$ milhão	(%)	(%)
Refino e Álcool	10	11	13	0
Energia Elétrica e Gás Natural	2.321	7.083	205	77
Saneamento	131	241	83	3
Telecomunicações	167	6	-97	0
Transporte	1.734	1.844	6	20
<i>Aéreo</i>	0	64	0	-
<i>Aquaviário</i>	48	203	320	2
<i>Terrestre</i>	1.686	1.577	-6	17
Total Infraestrutura	4.364	9.184	110	100

Fonte: Elaboração própria com dados do BNDES.

7.2. Desembolsos da Caixa Econômica Federal

Até o fechamento desta edição, a Caixa Econômica Federal não havia atualizado os dados sobre os desembolsos da instituição. Seguem as últimas informações disponíveis.

Até setembro de 2018, as operações de crédito relacionadas a atividades de infraestrutura (energia elétrica, setor petroquímico, saneamento e transporte) totalizaram R\$ 48 milhões, valor 11% inferior ao verificado em setembro de 2017. As atividades de infraestrutura corresponderam a 7% do total da carteira de crédito da Caixa, valor similar ao verificado no mesmo mês de 2017.

Desembolsos Caixa Federal

Setor	Até Setembro/2017	Até Setembro/2018	Variação	Participação
	R\$ milhão	R\$ milhão	(%)	(%)
Energia Elétrica	23	19	-19	49
Petroquímico	9	7	-14	20
Privado	2	1	-68	1
Público	7	7	-2	18
Saneamento e Infraestrutura	11	12	4	31
Privado	7	7	4	18
Público	5	5	4	13
Total Infraestrutura	43	38	-12	100

Fonte: Elaboração própria com dados da Caixa.

8. EXECUÇÃO DO ORÇAMENTO DA UNIÃO (SIAFI)

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

Adotação total autorizada registrada no SIAFI para o Orçamento da União de 2019 é de, aproximadamente, R\$ 3,3 trilhões. Deste valor, aproximadamente R\$ 36 bilhões corresponderam à alínea “investimentos”, o que representa 1,1% do orçamento total de 2019.

Entre os órgãos superiores, o Ministério da Infraestrutura detém o maior orçamento de investimentos, em valor absoluto, R\$ 8 bilhões o que representa 22% da dotação total.

Do orçamento de investimentos da União para 2019, foram empenhados R\$ 2,2 bilhões, cerca de 6% da dotação autorizada até fevereiro. No mesmo período foram liquidados R\$ 82 milhões. Foram pagos do orçamento aproximadamente R\$ 2,7 bilhões. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, soma R\$ 59,2 bilhões.

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

Do montante de R\$ 8 bilhões autorizados para os investimentos do Ministério da Infraestrutura em 2019, foram empenhados, até fevereiro, cerca de R\$ 850 milhões (11% da dotação autorizada) e liquidados R\$ 29 milhões. Até fevereiro de 2019, foram pagos do orçamento cerca R\$ 1 milhão. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, somam R\$ 5,6 bilhões.

Cerca de 82% dos recursos autorizados para investimentos do Ministério da Infraestrutura (R\$ 6,6 bilhões) estão destinados ao setor rodoviário. O restante está dividido entre os setores ferroviário (R\$ 536 milhões, ou 7%), portuário (R\$ 248 milhões), aeroportuário (R\$ 277 milhões), hidroviário (R\$ 117 milhões) e outros (R\$ 265 milhões).

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

O Ministério da Infraestrutura inscreveu, em 2019, cerca de R\$ 156 milhões em restos a pagar processados. A União inscreveu, aproximadamente, R\$ 3,5 bilhões de restos a pagar processados. Em relação aos restos a pagar não-processados, o Ministério da Infraestrutura tem R\$ 6,2 bilhões inscritos, enquanto a União tem R\$ 59 bilhões de restos a pagar não-processados inscritos para 2019.

Do volume total de restos a pagar inscritos pelo Ministério da Infraestrutura, 12% foram pagos em 2019 (excluídos os cancelamentos). No caso da União, os pagamentos correspondem a 4% do total de restos a pagar inscritos.

Tabela I - Execução Orçamentária da União - OGU 2019
Investimentos - Por Órgão Superior

Valores em final de período - atualizados até 28/02/2019

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
MMA	73	0	0	0	0	0	0	13	13	103
Presidência da República	77	2	3	0	0	0	0	209	209	790
MME	197	9	5	0	0	0	0	11	12	98
MCTI	566	61	11	56	10	1	0	25	26	357
M. Economia	830	73	9	10	1	7	1	92	99	992
MAPA	949	7	1	0	0	0	0	58	58	2.036
MDR	5.520	140	3	16	0	16	0	384	400	18.179
M. Defesa	6.594	870	13	3	0	2	0	393	395	3.770
M. Infraestrutura	8.065	850	11	29	0	1	0	700	702	5.579
Outros**	13.338	206	2	115	1	8	0	818	826	27.306
Total	36.209	2.220	6	82	0	35	0	2.704	2.739	59.209

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 2019
Investimentos - Por Modalidade

Valores em final de período - atualizados até 28/02/2019

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	277	0	0	-	-	-	-	12	-	319
Ferrovário	536	4	1	0	0	0	0	83	83	280
Hidroviário	117	0	0	0	0	0	0	9	10	210
Portuário	248	-	-	-	-	-	-	0	-	456
Rodoviário	6.623	829	13	28	0	0	0	567	567	3.945
Outros	265	17	6	0	0	0	0	30	30	369
Total	8.065	850	11	29	0	1	0	700	689	5.579

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 2019

Restos a Pagar Processados

Valores em final de período - atualizados até 32/02/2019

R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	156	23	73	60
União	3.459	117	426	2.916

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

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

Restos a Pagar Não-processados

Valores em final de período - atualizados até 28/02/2019

R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	6.186	21	663	5.501
União	59.050	480	2.278	56.293

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

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