



Ministério de
Minas e Energia

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 93 DEPG

Janeiro de 2020

INTRODUÇÃO

As notícias relativas às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizados até o dia 29 de janeiro de 2020. As demais informações do setor, contidas neste Boletim, são relativas ao mês de novembro de 2019, e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

◇ A Petrobras informou, em 03/01/2020 e em complemento a divulgação anterior, o início da fase vinculante referente à venda de sua participação nos campos terrestres de Dó-Ré-Mi e Rabo Branco, pertencentes à Concessão BT-SEAL-13, localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. Segundo a Empresa, os habilitados para essa fase receberão carta-convite com instruções sobre o processo de desinvestimento, incluindo orientações para a realização de "due diligence" e para o envio das propostas vinculantes." Os campos Dó-Ré-Mi e Rabo Branco foram adquiridos na 7ª Rodada de Licitações da ANP, em 2005. O campo de Rabo Branco produz óleo leve desde 2012, cuja média diária de produção de petróleo em 2018 atingiu 161 bpd. O campo de Dó-Ré-Mi possui dois poços descobridores de gás, ainda sem produção comercial. A Petrobras detém 50% dessa concessão em parceria com a Petrogal Brasil, que é a operadora e detém os 50% restantes. Fonte: Petrobras.

instalações de exploração e produção e alienação e reversão de bens. Além de técnicos e superintendentes da Agência, também participaram da audiência representantes do Ibama, da Marinha, da indústria do petróleo e de consultorias. A minuta de resolução passou por consulta pública de 45 dias, durante a qual foram recebidas 342 contribuições. O descomissionamento ocorre quando não há mais interesse econômico da empresa operadora na atividade ou ao final de vida útil das instalações de produção. A iniciativa prevê a revisão das Resoluções ANP nº 27/2006, 28/2006 e 25/2014, com o objetivo de adequar seus conteúdos aos mais recentes avanços técnicos da indústria em relação ao tema e de estabelecer objetivamente o conjunto de informações e documentos a serem submetidos pelas empresas operadoras à ANP. Também inclui os critérios de decisão a serem considerados na discussão sobre a remoção de instalações. Fonte: ANP.

Nesta edição:

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES	1
DADOS DE NOVEMBRO	3
EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO	3
PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIA	3
PETRÓLEO NOS ESTADOS	4
PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO	5
GÁS NATURAL NOS ESTADOS	6
GÁS NATURAL - IMPORTAÇÃO	7
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	8

◇ A Portaria MME nº3/2020, publicada em 10/01/2020, designou os representantes do grupo de trabalho criado pela Resolução nº 23/2019, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para tratar da exploração e produção de áreas petrolíferas situadas na Extensão da Plataforma Continental Brasileira (além das 200 milhas náuticas). Na 17ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP), prevista para este ano, 6 blocos encontram-se total ou parcialmente nessa Extensão. De acordo com estudos da ANP, a região possui potencial para conter reservatórios contíguos ao Pré-sal. O GT terá um prazo de 60 dias, a partir da publicação da Portaria, para apresentar ao Ministério um relatório final com suas conclusões. O documento deverá conter uma proposta de diretrizes para o aproveitamento dos recursos de óleo e gás contidos nessa Extensão. O GT é formado por representantes, titulares e suplentes, dos ministérios de Minas e Energia, Casa Civil, Defesa, Relações Exteriores e Economia, além da ANP. Fonte: MME.

◇ A Petrobras informou em 15/01/2020 que iniciou a etapa de divulgação da oportunidade (teaser), referente à venda da totalidade de sua participação em dois conjuntos de concessões marítimas em águas profundas no pós-sal, denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo. O teaser, que contém as principais informações sobre a oportunidade, bem como os critérios de elegibilidade para a seleção de potenciais participantes, está disponível no site da Petrobras: <https://investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/teasers>. O Polo Golfinho está localizado em lâmina d'água entre 1.300 m e 2.200 m, compreendendo os campos de Golfinho, produtor de óleo, e Canapu, produtor de gás não associado, e o bloco exploratório BM-ES-23. A produção total média dos campos entre 2018 e 2019 foi de 15 mil bpd de óleo e 750 mil m³/dia de gás. O Polo Camarupim está localizado em lâmina d'água entre 100 m e 1.050 m, compreendendo os campos unitizados de Camarupim e Camarupim Norte, ambos produtores de gás não associado. A Petrobras tem 100% de participação nas concessões dos Polos Golfinho e Camarupim, com exceção do bloco exploratório BM-ES-23, em que possui participação majoritária de 65%, em parceria com a PTTEP (20%) e Inpex (15%). A Petrobras é a operadora em todas as concessões. Fonte: Petrobras.

◇ A diretoria colegiada da ANP aprovou em 16/01/2020 a resolução que trata dos procedimentos para controle das queimas e perdas de petróleo e gás natural nas atividades de E&P. O regulamento revisa a Portaria ANP nº 249/2000 e inclui as definições de casos enquadrados como queimas ordinárias, dispensadas de prévia autorização, e os procedimentos para autorização e convalidação de queimas extraordinárias. A nova resolução traz tanto dispositivos para regulamentar procedimentos já utilizados nas atividades de fiscalização, mas ainda não previstos no regulamento anterior, quanto dispositivos dedicados à implementação de novas ferramentas visando otimizar o aproveitamento do recurso energético, mediante a redução dos percentuais de queima. A iniciativa atende a Resolução CNPE nº 17/2017, que define, dentre as diretrizes a serem observadas na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural pela ANP: fomentar, em bases econômicas, o aumento da participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro, inclusive pela redução da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção. A revisão reforça o trabalho da ANP no aprimoramento dos seus mecanismos regulatórios sobre o controle da queima de gás natural, considerando os avanços tecnológicos ocorridos, a mudança no cenário da produção do Brasil, principalmente em decorrência das jazidas do Pré-sal, e a valorização do gás natural como recurso energético, no mundo e no Brasil, em especial, como fonte para termelétricas. Fonte: ANP.

◇ A Pré-Sal Petróleo S.A-PPSA será a representante da União para avaliar os volumes das áreas de Sépia e Atapu nos contratos do Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. A Portaria MME nº 23, publicada em 29/01/2020 também prevê a negociação entre PPSA e Petrobras sobre os valores da compensação pela licitação. Na Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, conhecida como megaleilão do pré-sal, realizada no dia 06 de novembro de 2019, não houve oferta para as áreas de Atapu e Sépia. A publicação é o primeiro e importante passo para a nova licitação das duas áreas e tem como premissa o aumento da atratividade do certame para o mercado, com a consequente geração de maior arrecadação para a União, por meio da diminuição das incertezas envolvidas no processo. Fonte: MME.

DADOS DO MÊS DE NOVEMBRO

Em novembro de 2019, a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,950 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 4,17% superior quando comparado ao mês anterior, que foi de 3,792 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média foi de 3,090 MMbbl/d, valor 4,25% superior ao registrado no mês anterior, que alcançou 2,964 MMbbl/d. Sobre o gás natural, a produção foi de 137 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma produção 3,79% superior à do mês anterior, que alcançou 132 MMm³/d.

Os campos relativos ao Pré-sal produziram o volume de 2,061 MMbbl/d de petróleo, um aumento de 8,19% em relação a outubro, com o volume de 1,905 MMbbl/d. Esses campos também produziram 83,7 MMm³/d de gás natural, produção 7,86% superior a do mês anterior, que foi de 77,6 MMm³/d.

No total, foram produzidos nos reservatórios do Pré-sal 2,588 MMboe/d de petróleo e gás natural (65,5% da produção nacional), um aumento de 8,1% em comparação com outubro, com o volume de 2,394 MMboe/d.

Em novembro, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 7.222 poços, sendo 646 marítimos e 6.574 terrestres. Os campos marítimos produziram 96,6% do petróleo e 80,8% do gás natural.

Os campos com acumulações marginais produziram 70,1 bbl/d de petróleo, produção 24,73% superior a outubro, com o volume de 56,2 bbl/d. Esses campos também produziram 1,9 Mm³/d de gás natural, produção 72,73% superior à do mês anterior, com 1,1 Mm³/d.

As bacias maduras terrestres produziram 107,4 Mboe/d, uma diminuição de 0,74% em relação a outubro, com 108,2 Mboe/d. Nessas bacias foram produzidos 86,0 Mbbl/d de petróleo e 3,4 MMm³/d de gás natural.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Em novembro de 2019, houve quatro Notificações de Descoberta informadas à ANP, três em terra e uma no mar. Das notificações em terra duas foram com indício de petróleo nas Bacias do Recôncavo e do Espírito Santo e uma foi com indício de gás natural na Bacia do Parnaíba. A notificação no mar se deu no Campo de Marlim Leste, Bacia de Campos, com indício de gás associado. Não houve qualquer Declaração de Comercialidade no mês de novembro.

Tabela 1 - Notificações de descoberta de hidrocarbonetos de novembro de 2018 a novembro de 2019.

NOTIFICAÇÃO DE DESCOBERTAS DE HIDROCARBONETOS													
LOCALIZAÇÃO	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
Terra	2	1	2	0	1	1	0	3	1	2	2	2	3
Mar	0	1	0	1	1	1	0	0	0	2	0	0	1
TOTAL	2	2	2	1	2	2	0	3	1	4	2	2	4

Fonte: ANP

Tabela 2 - Declaração de comercialidade de novembro de 2018 a novembro de 2019.

DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE DE HIDROCARBONETOS													
	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19
nº	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: ANP

PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIA

Em novembro, a Petrobras, na condição de empresa concessionária, foi responsável por 74,95% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2,960 MM boe/d. A Shell/BG Brasil, com a produção de 469 M boe/d, que representa 11,88% do total nacional, classificou-se como a 2ª em produção. A 3ª empresa concessionária com maior produção foi a Petrogal Brasil, tendo obtido 3,48% da produção do País, com média de 138 M boe/d. A Repsol Sinopec foi responsável por 1,89% da produção nacional, sendo a 4ª concessionária com maior produção, obtendo 75 M boe/d. A Eneva, como a 5ª maior concessionária, produziu 1,26%, com 50 M boe/d. A Equinor Energy, como a 6ª produtora, atingiu 1,08% da produção, com 43 M boe/d. A Equinor Brasil com 1,01% produziu 40 M boe/d, sendo a 7ª concessionária com maior produção. As demais concessionárias alcançaram a parcela de 4,45% da produção nacional, com o volume de 175 M boe/d.

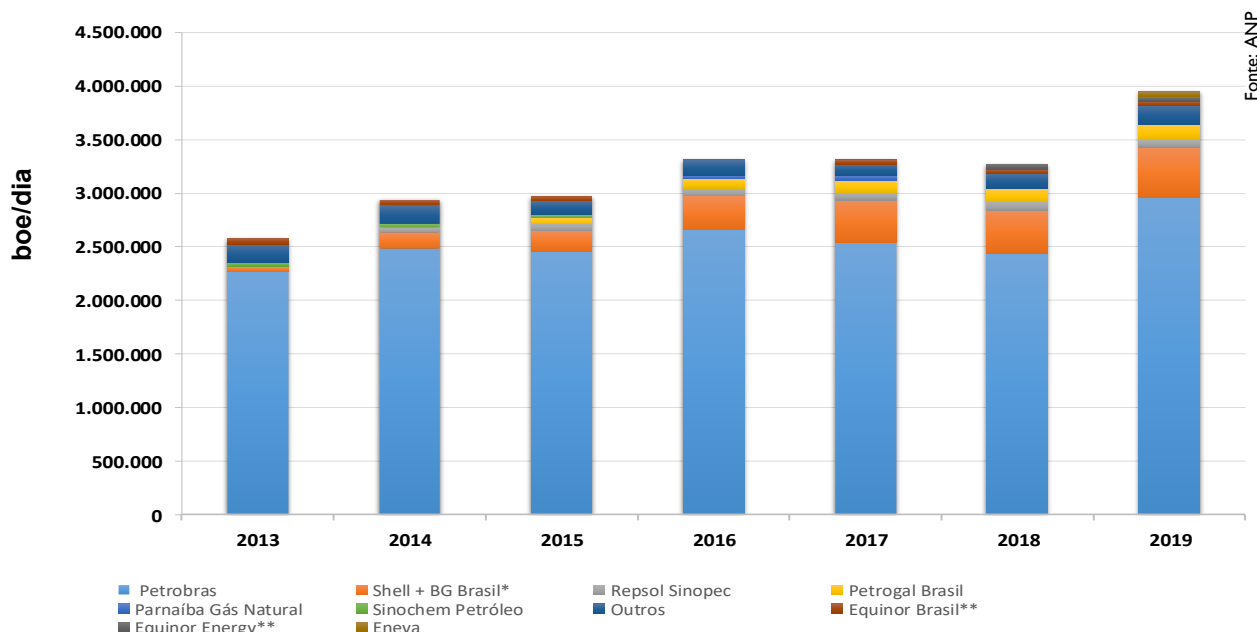


Gráfico I - Produção total de óleo e gás natural, em boe/d, por concessionário, relativa ao mês de novembro no período de 2013 a 2019.

* A empresa Shell adquiriu a BG em fevereiro de 2016.

** Em junho de 2018 a Statoil Brasil O&G, passou a ser tratada como Equinor Brasil e a Statoil do Brasil Ltda como Equinor Energy.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em novembro, o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 75,72% da produção nacional de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN). Os estados do Espírito Santo e de São Paulo registraram, respectivamente, 10,46% e 9,81% do total produzido no País.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 78,67% da produção nacional, seguido por Espírito Santo, com 10,53% e São Paulo, com 10,19%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram o Amazonas com 28,25%, o Rio Grande do Norte com 27,04%, a Bahia, com 22,98%, Sergipe com 9,39% e o Espírito Santo com 8,71%.

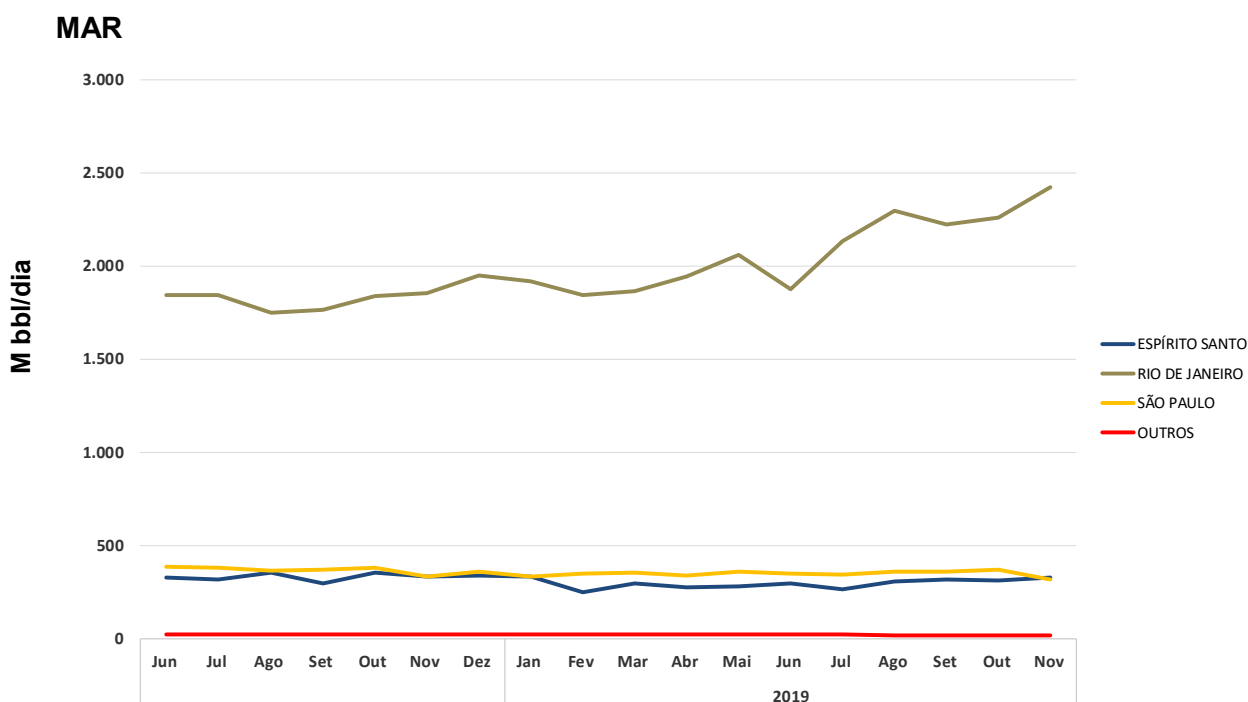


Gráfico 2 - Produção média diária de petróleo e LGN no mar por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

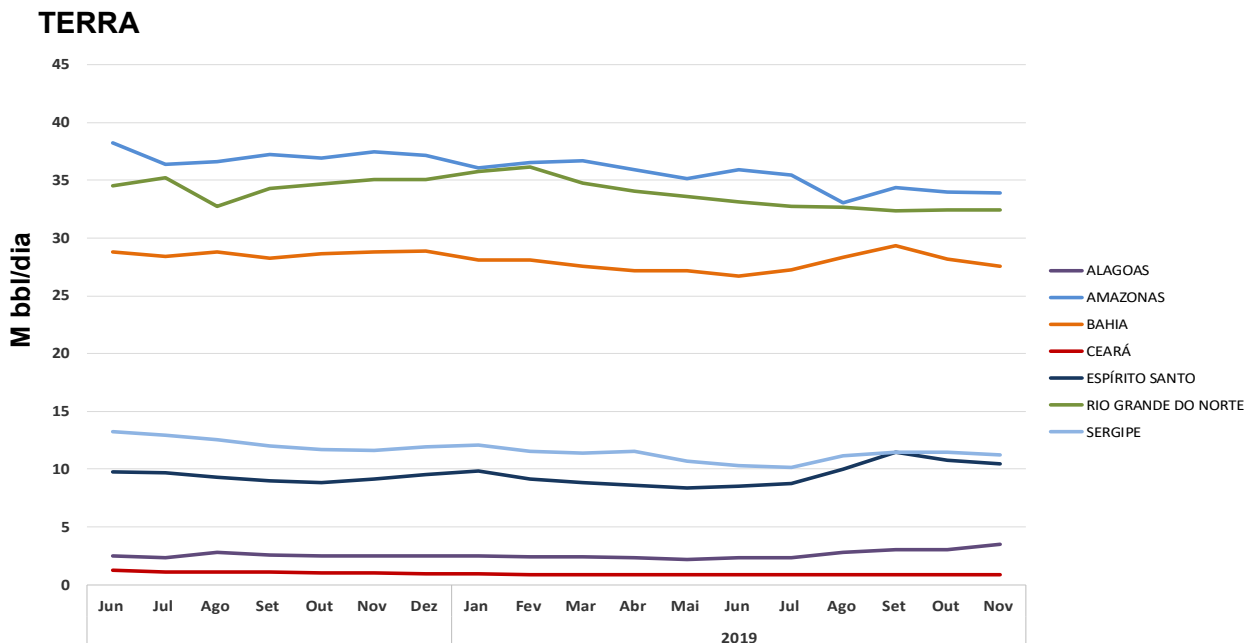


Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

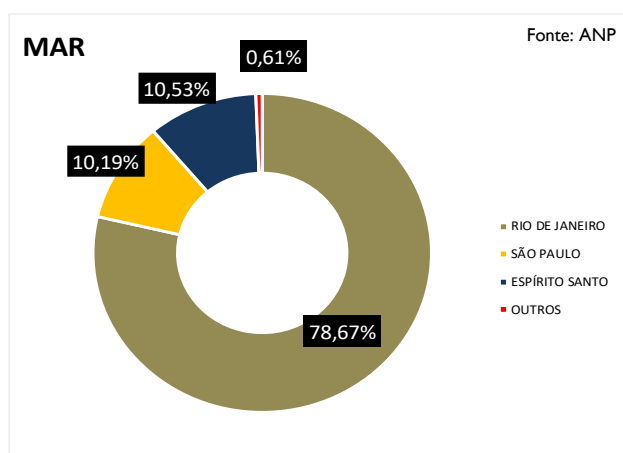


Gráfico 4 - Percentuais de produção de petróleo e LGN no mar, por estado, em novembro.

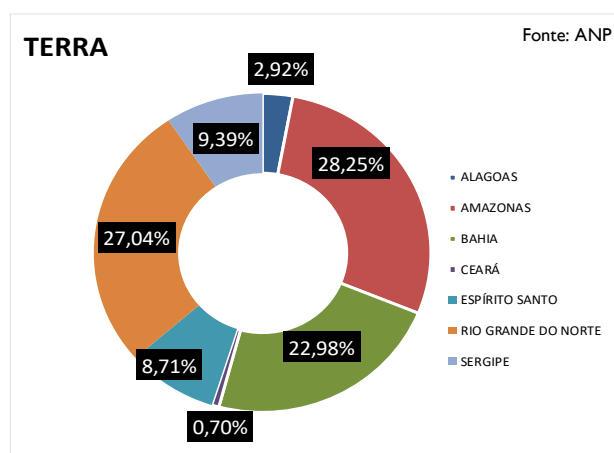


Gráfico 5 - Percentuais de produção de petróleo e LGN em terra, por estado, em novembro.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em novembro foi exportado o volume médio de 880 Mbb/d de petróleo, valor 26,4% inferior ao registrado no mês de outubro e 17,5% inferior em comparação com novembro de 2018. Essas exportações renderam ao País US\$ 1,124 bilhão (FOB), valor 43,72% inferior ao mês anterior.

No mesmo período foi importado o volume médio de 209 Mbb/d, valor 118,2% superior ao mês de outubro e 176,78% superior em comparação com novembro de 2018. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 384,28 milhões (FOB), valor 94,69% superior a outubro e 93,2% superior ao registrado no mês de novembro de 2018. Houve um superávit aproximado de US\$ 739 milhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em novembro.

Em novembro, o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (48,2%), Argélia (26,2%), Iraque (16,9%) e EUA (8,7%). No mesmo período houve exportação para os seguintes países: China (60,2%), EUA (13,7%), Espanha (5,0%), França (5,0%), Chile (3,6%), Portugal (3,5%), Países Baixos (3,5%) e outros (5,5%). *

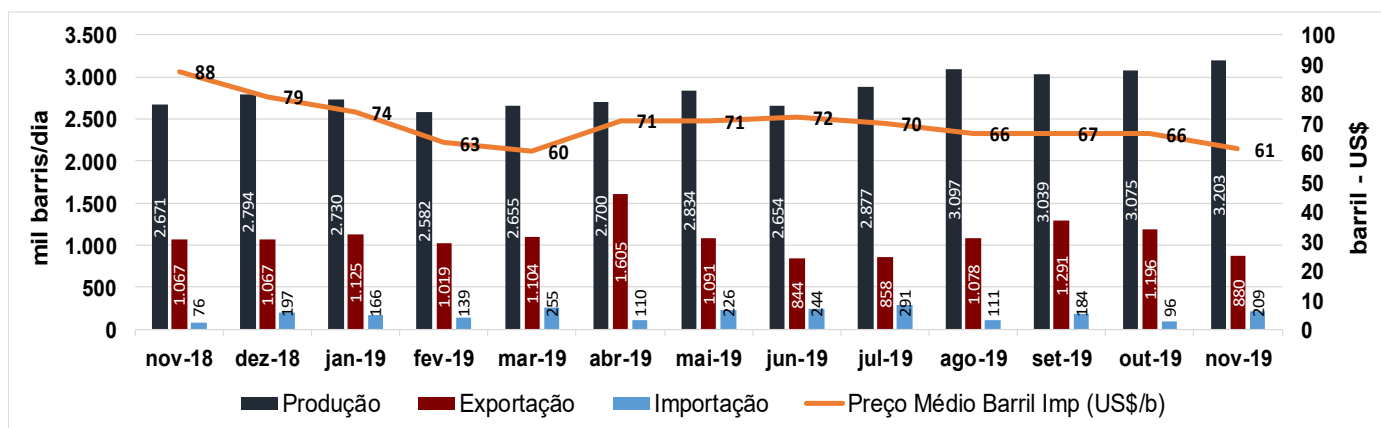


Gráfico 6 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent) de novembro de 2018 a novembro de 2019.

*Informações extraídas do Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo do Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo, Ministério de Minas e Energia, nº 168 dezembro de 2019, página 13.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em novembro, o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 58,41% da produção nacional de gás natural. Os estados de São Paulo e do Amazonas produziram, respectivamente, 12,21% e 10,9% desse total.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 72,3% da produção nacional, seguido por São Paulo com 15,1% e Espírito Santo com 6,9%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas com 56,7%, Maranhão com 30,2%, Bahia com 7,8%, Alagoas com 2,6% e Rio Grande do Norte com 1,9%.

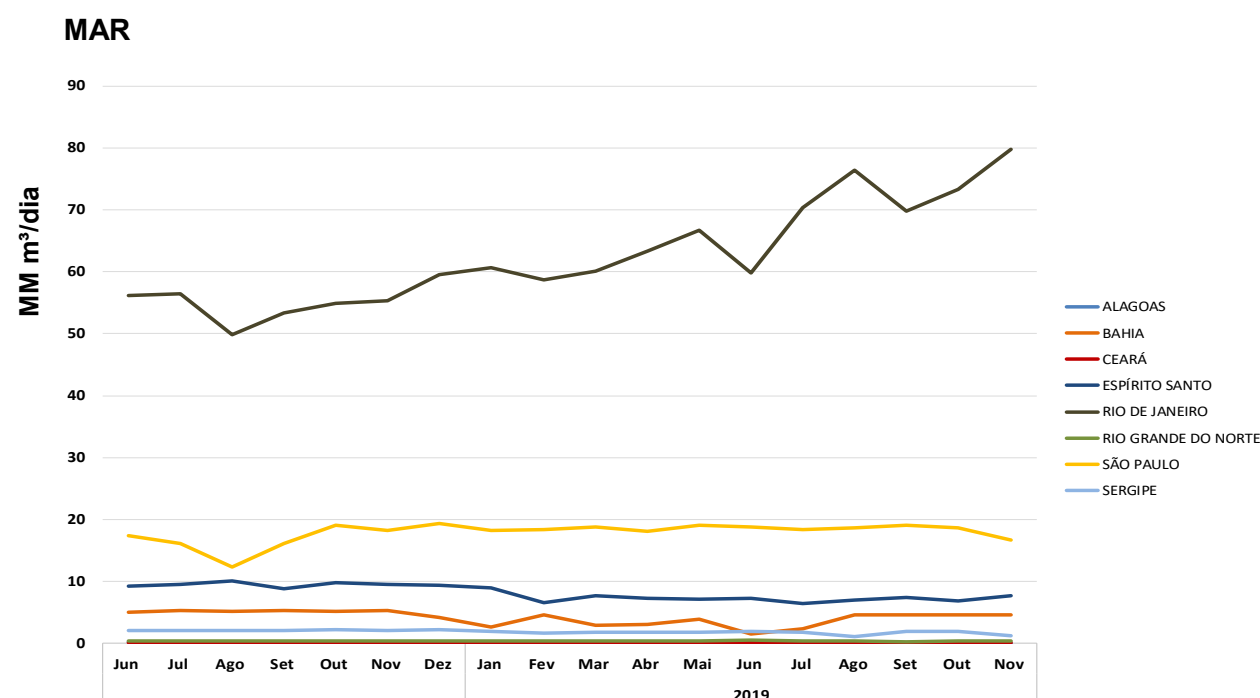


Gráfico 7 - Produção média diária de gás natural no mar, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

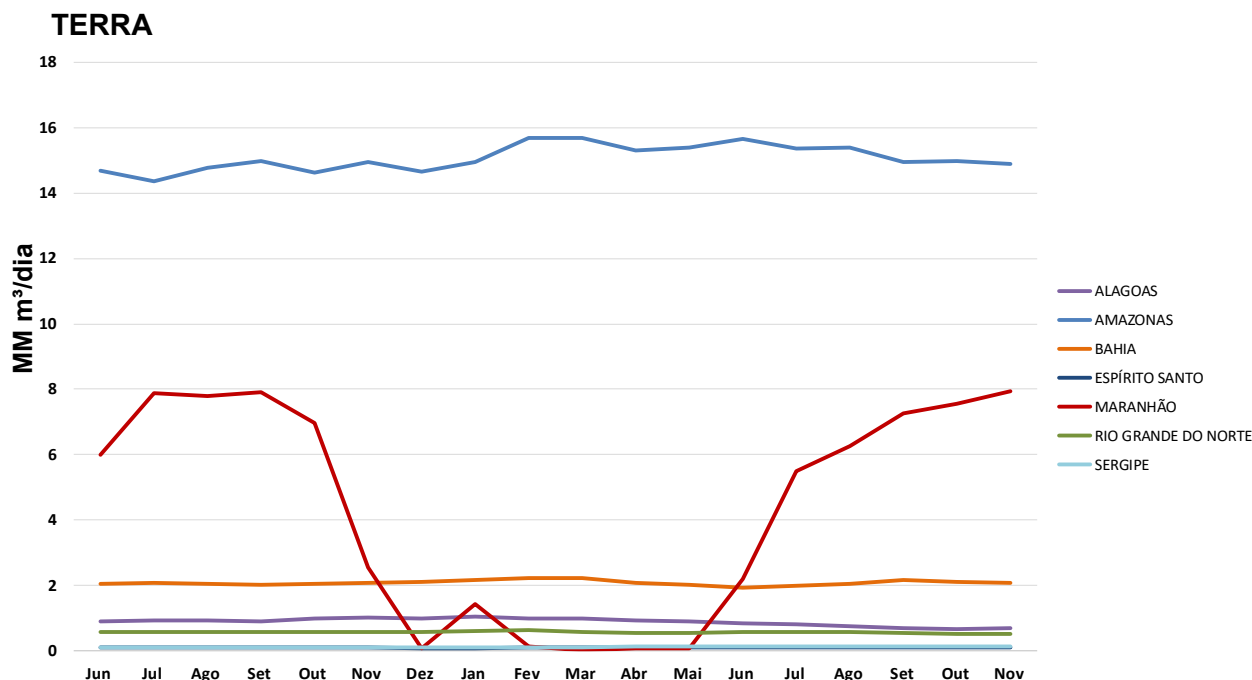


Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

Fonte: ANP

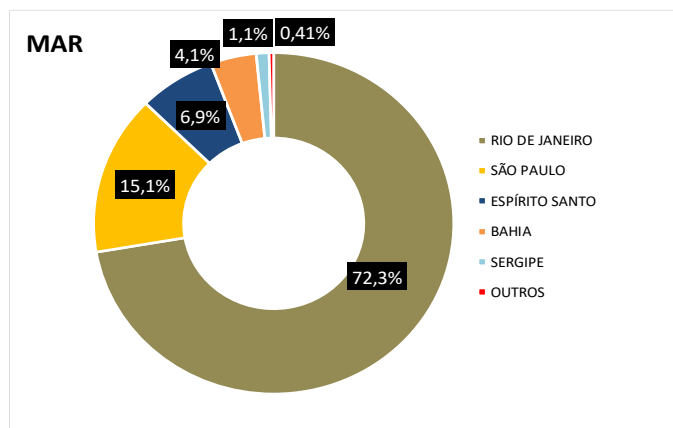


Gráfico 9 - Percentuais de produção de gás natural no mar, por estado, em novembro.

Fonte: ANP

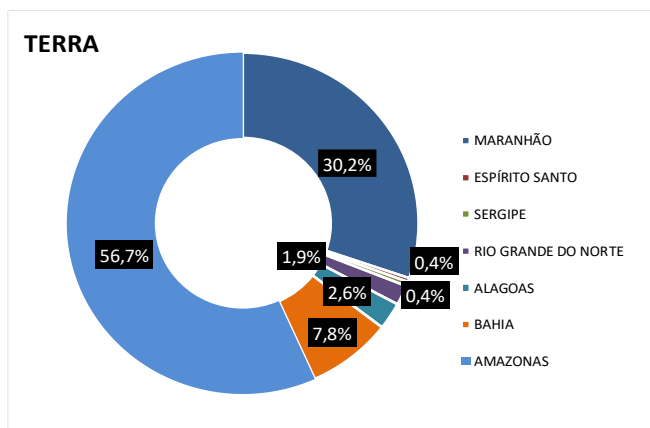


Gráfico 10 - Percentuais de produção de gás natural em terra, por estado, em novembro.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em outubro foi de 42,30 MMm³/d. Esse valor foi 14,05% superior ao mês anterior e 70,4% superior ao registrado em novembro de 2018.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 254,06 milhões (FOB) no mês de novembro, valor 17,76% superior ao mês anterior e 28,03% superior ao contabilizado em novembro de 2018.

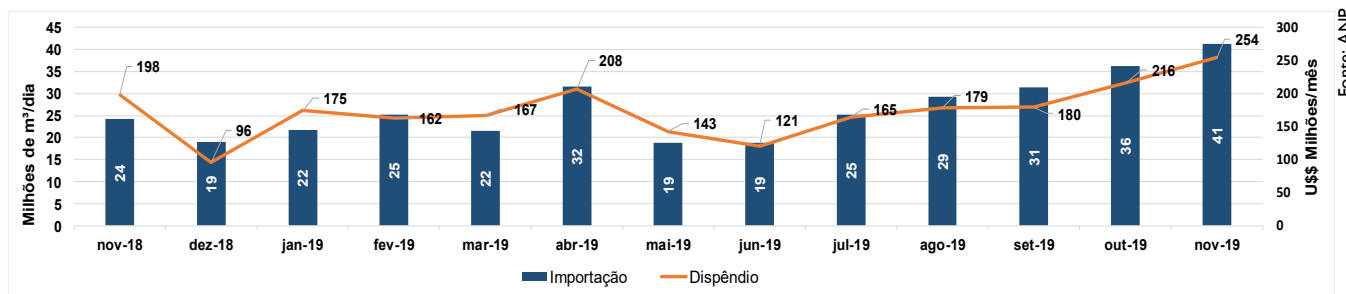


Gráfico 11 - Gás Natural - Importação de gás natural e dispêndio de novembro de 2018 a novembro de 2019.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties arrecadados no mês de novembro somaram R\$ 1,675 bilhão, valor 2,41% inferior ao mês anterior e 26,6% inferior ao de novembro de 2018. A arrecadação a título de Participações Especiais ocorre trimestralmente e alcançou o valor de R\$ 6,99 bilhões em novembro de 2019, valor 21,15% inferior ao de novembro de 2018.

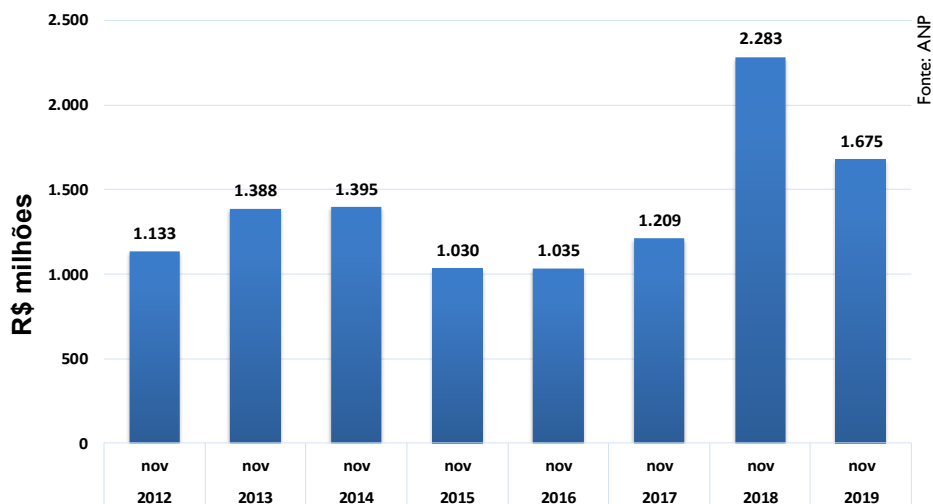


Gráfico 12 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de novembro, entre 2012 e 2019.

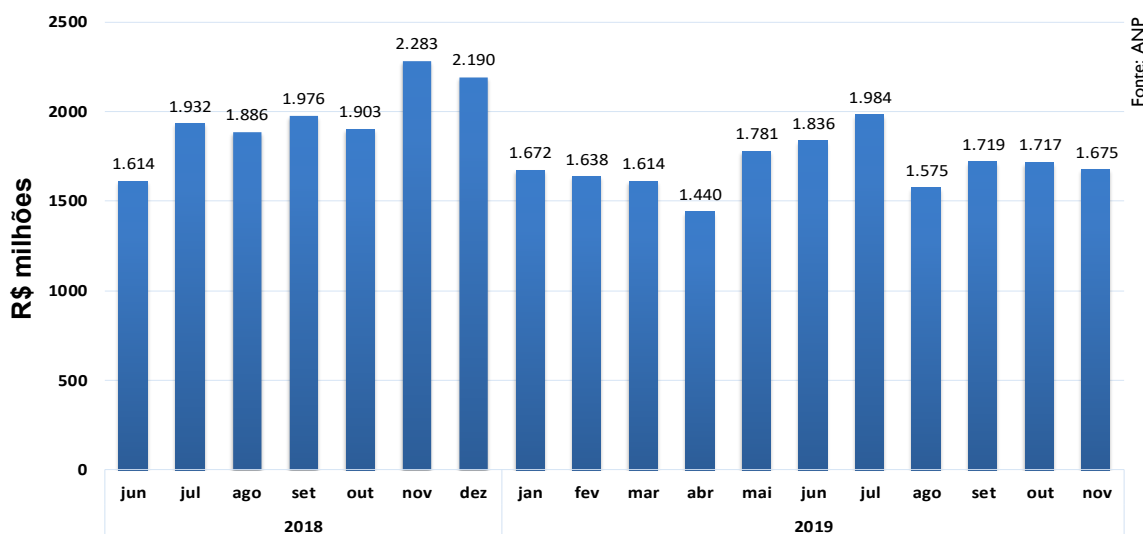


Gráfico 13 - Histórico dos royalties nos últimos 18 meses.

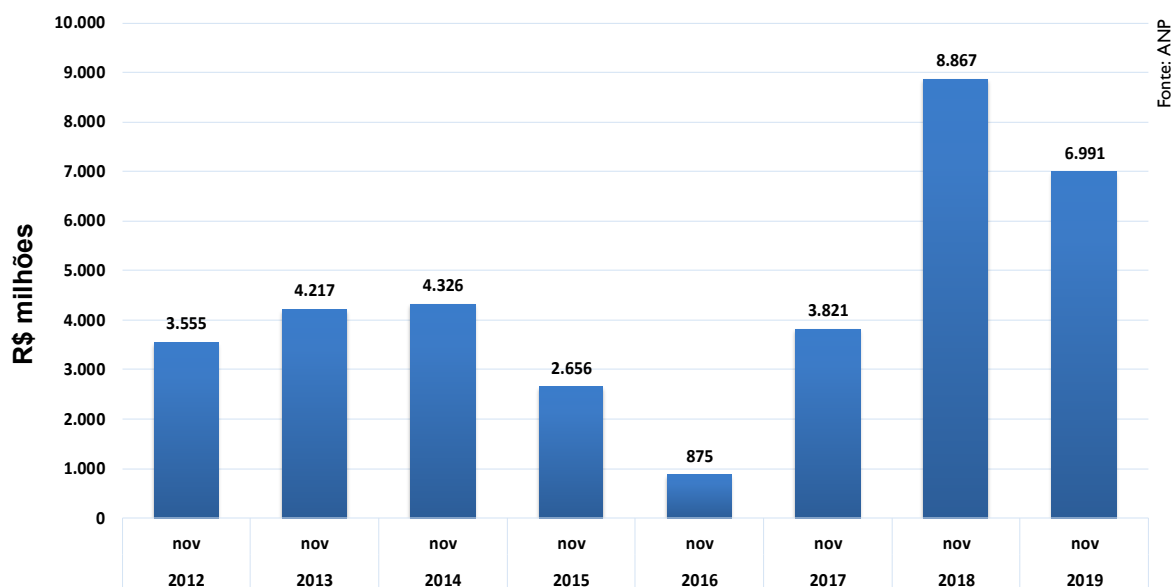


Gráfico 14 - Evolução da arrecadação a título de Participações Especiais, nos meses de novembro entre 2012 e 2019.

Tabela 3 - Royalties (milhões R\$) com valores mensais de novembro de 2018 a novembro de 2019.

ROYALTIES (R\$ milhões)													
Beneficiários	nov-18	dez-18	jan-19	fev-19	mar-19	abr-19	mai-19	jun-19	jul-19	ago-19	set-19	out-19	nov-19
União	637,18	674,58	508,84	492,91	483,28	429,79	513,16	520,50	562,43	443,55	472,58	469,02	466,71
Estados	739,58	683,83	525,35	514,63	508,05	454,92	568,76	585,94	634,86	507,38	556,38	560,34	541,82
Municípios	609,45	732,00	714,51	748,97	720,30	555,20	698,96	637,87	630,06	622,36	555,20	687,50	666,91
Total	1.986,21	2.090,41	1.748,70	1.756,51	1.711,63	1.439,91	1.780,88	1.744,31	1.827,34	1.573,29	1.584,16	1.716,86	1.675,44

Tabela 4 - Participações Especiais (milhões R\$) com valores entre novembro de 2018 a novembro de 2019.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)													
Beneficiários	nov-18	dez-18	jan-19	fev-19	mar-19	abr-19	mai-19	jun-19	jul-19	ago-19	set-19	out-19	nov-19
União	4.433,55	-	-	3.992,90	-	-	3.561,61	4.122,47	-	3.670,73	-	-	3.495,66
Estados	3.546,84	-	-	3.194,32	-	-	2.849,28	3.297,97	-	2.936,59	-	-	2.796,53
Municípios	886,71	-	-	798,58	-	-	712,32	824,49	-	734,15	-	-	699,13
Total	8.867,10	-	-	7.985,81	-	-	7.123,21	8.244,94	-	7.341,46	-	-	6.991,33

EQUIPE DO DEPARTAMENTO DE POLÍTICA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Diretor: Rafael Bastos da Silva

Coordenadores: Clayton de Souza Pontes e Lauro Doniseti Bogniotti

Gerente de Projeto: Carlos Agenor Onofre Cabral

Especialista em Políticas Públicas: Antônio Henrique Godoy Ramos

Analistas de Infraestrutura: Diogo Santos Baleeiro, Karla Branquinho dos Santos e Esdras Godinho Ramos

Secretária: Marlucia Rodrigues de Sousa