



Ministério
de Minas e Energia

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 70 DEPG

fevereiro de 2018

INTRODUÇÃO

As notícias relativas as atividades de E&P e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizadas até o dia 23 de fevereiro de 2018. As demais informações de exploração e produção de petróleo e gás natural deste Boletim são relativas ao mês de dezembro de 2017, e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis—ANP*.

*http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_dezembro-2017.pdf

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

Nesta edição:

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES	1
DADOS DE DEZEMBRO	2
EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO	3
PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIO	3
PETRÓLEO NOS ESTADOS	4
PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO	5
GÁS NATURAL NOS ESTADOS	6
GÁS NATURAL - IMPORTAÇÃO	7
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	8

◆ A Petrobras, operadora do Consórcio de Libra, deu início em 31 de janeiro, ao processo competitivo para a contratação do afretamento do segundo sistema de produção definitivo do Campo de Mero. O Campo de Mero está localizado na área noroeste do bloco de Libra, a cerca de 180 km da costa do Rio de Janeiro, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma será um FPSO (unidade que produz, armazena e transfere óleo e gás) com capacidade para produzir 180 mil barris por dia (bpd) de petróleo e processar 12 milhões de m³/dia de gás e será instalado no projeto Mero 2, em lâmina d'água de cerca de 2.000 metros. A unidade, com características similares ao projeto Mero 1 - primeiro sistema de produção definitivo do campo – terá algumas otimizações implementadas. O início da produção da plataforma está previsto para 2022. A produção no bloco de Libra teve início em novembro de 2017, com a entrada em operação do FPSO Pioneiro de Libra, dedicado a testes de longa

duração e sistemas de produção antecipada. O Consórcio de Libra é liderado pela Petrobras – com participação de 40% - em parceria com a Shell (20%); Total (20%); CNPC (10%) e CNOOC Limited (10%), tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora do Contrato de Partilha da Produção. Fonte: *Petrobras*

◆ Em 23 de fevereiro, a plataforma de petróleo P-74, que estava sendo montada no Rio Grande do Sul, deixou o estaleiro da EBR, em São José do Norte. A P-74 tem como destino o campo de Búzios I, no pré-sal da Bacia de Santos. A Petrobras já recebeu licença do Ibama para a instalação da plataforma na área, a cerca de 200 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, a uma profundidade de água de 1,6 mil a 2,1 mil metros. A licença é válida até 18 de outubro de 2021 e permite também a instalação do sistema de coleta e escoamento da produção.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis —SPG
Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural—DEPG

A plataforma terá capacidade para produzir até 150 mil barris diários de petróleo e comprimir 7 milhões de metros cúbicos de gás natural ao dia, com uma capacidade de armazenamento da 1,4 milhão de barris. Fonte: *Jornal do Comércio*.

◆ Foi realizada em 22 de fevereiro a audiência pública referente à 4ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-Sal, para discutir o pré-edital e a minuta de contrato previstos para a licitação. A audiência foi presidida pelo diretor da ANP Dirceu Amorelli e teve a participação de representantes de empresas, entidades do setor e escritórios de advocacia. Na abertura, o diretor destacou a importância da 4ª Rodada do Pré-sal para a ampliação da área exploratória e aumento das reservas e dos investimentos no país. A sessão de ofertas está prevista para ocorrer em 7 de junho. Serão oferecidas as áreas de Itaimbezinho, Três Marias, Dois Irmãos, Saturno e Uirapuru nas bacias de Campos e Santos. Fonte: ANP.

◆ A Comissão Especial de Licitação (CEL), da ANP, analisou em 21 de fevereiro os primeiros pedidos de empresas que solicitaram inscrição na 15ª Rodada de Licitações. Um total de 14 empresas tiveram pedidos de inscri-

ção julgados e aprovados pela CEL. Dessas empresas, 12 são de origem estrangeira e há grandes nomes do setor. Das 14 inscritas nessa primeira etapa, as empresas Petronas e Cobra ainda não possuem contrato para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. As rodadas marcadas para 2018 inauguram um novo ciclo da indústria petrolífera no Brasil, com áreas de diferentes perfis, em concorrências segmentadas. Uma das inovações da 15ª Rodada será a oferta, separadamente, de áreas terrestres e marítimas. Serão ao todo 70 blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 95,5 mil km² de área. Fonte: ANP.

◆ A ANP lançou em fevereiro de 2018 o aplicativo “ANP E&P”, que disponibiliza consultas a dados de exploração e produção de petróleo e gás natural e de participações governamentais no País, registrados desde a criação da Agência. Com essa iniciativa, a ANP contribui para maior transparência e agilidade nas informações prestadas à sociedade e ao mercado sobre o setor no Brasil. O aplicativo está disponível para download gratuito para os sistemas Android e IOS. Fonte: ANP.

DADOS DO MÊS DE DEZEMBRO

Em dezembro de 2017 a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,325 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 0,51% superior ao verificado no mês anterior, que foi de 3,308 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média em dezembro foi de 2,612 MMbbl/d, valor 0,66% superior ao registrado no mês anterior, que foi de 2,595 MMbbl/d. Em relação ao gás natural, a produção foi de 113 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma produção igual a do mês anterior.

Os campos relativos ao horizonte geológico do pré-sal produziram o volume médio de 1,356 MMbbl/d de petróleo, um aumento de 2,19% em relação a novembro de 2017, com o volume de 1,327 MMbbl/d. Esses campos também produziram 52 MMm³/d de gás natural, mesma produção do mês anterior.

No total, foram produzidos no horizonte geológico do pré-sal 1,685 MMboe/d de petróleo e gás natural, um aumento de 2% em comparação com novembro, com o

volume de 1,652 MMboe/d.

Em dezembro de 2017, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 7.990 poços, sendo 743 marítimos e 7.247 terrestres. Os campos marítimos produziram 95,5% do petróleo e 79,8 % do gás natural.

Os campos com acumulações marginais produziram 53 bbl/d de petróleo, produção 7,02% inferior a novembro, com o volume de 57 bbl/d. Esses campos também produziram 1,0 Mm³/d de gás natural, uma diminuição de 16,67% em relação a novembro, que foi de 1,2 Mm³/d.

As bacias maduras terrestres produziram 122,2 Mboe/d, uma diminuição de 3,17% em relação a novembro, com o volume de 126,2 Mboe/d. Nessas bacias foram produzidos 99,6 Mbbbl/d de petróleo, uma diminuição de 2,26% em relação a novembro, que foi de 101,9 Mbbbl/d e 3,6 MMm³/d de gás natural, produção 7,69% inferior a obtida em novembro, com 3,9 MMm³/d.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Houve cinco Notificações de Descoberta comunicadas à ANP em dezembro de 2017, quatro em terra e uma no mar. A notificação no mar foi relativa ao bloco de Libra, na Bacia de Santos com indício de petróleo. Das notificações em terra, uma foi com indício de gás natural, na Bacia do Parnaíba. As outras três notificações em terra foram com indício de petróleo, duas na Bacia Potiguar e uma na Bacia do Recôncavo. Houve uma Declaração de Comercialidade em dezembro, no Campo Periquito Norte, na Bacia Potiguar.

Tabela 1 - Notificações de descoberta de hidrocarbonetos em 2017.

LOCALIZAÇÃO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	TOTAL
Terra	1	0	0	1	3	2	2	1	0	1	1	4	16
Mar	0	0	0	0	0	1	2	1	2	1	0	1	8
TOTAL	1	0	0	1	3	3	4	2	2	2	1	5	24

Fonte: ANP

Tabela 2 - Declaração de comercialidade em 2017.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	TOTAL
n°	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2	1	1	6

Fonte: ANP

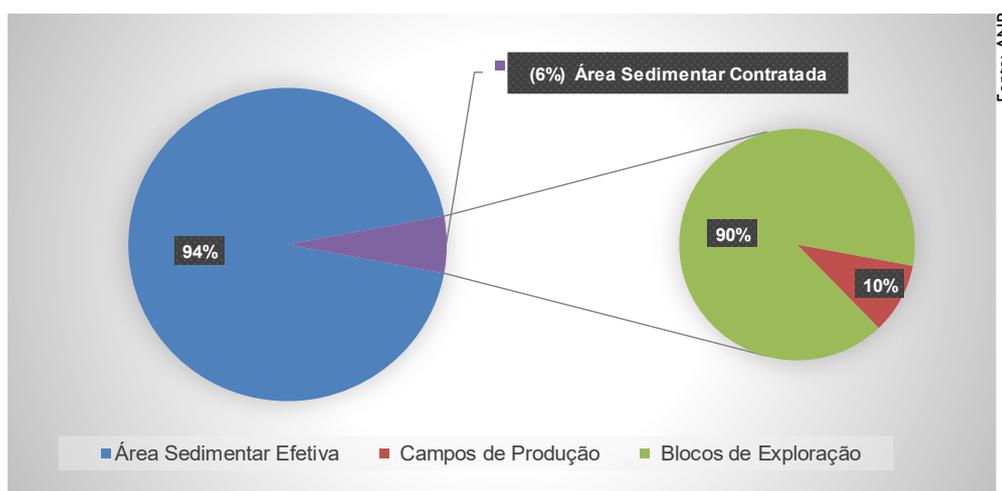


Gráfico I - Áreas concedidas, blocos e campos em produção até dezembro de 2017.

PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIO

Em dezembro de 2017, a Petrobras, na condição de concessionário, foi responsável por 75,89% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2.523.668 boe/d. A Shell/BG Brasil, com 12,10% da produção nacional, produziu 402.323 boe/d, sendo a segunda concessionária com maior produção no Brasil. A terceira empresa concessionária com maior produção foi a Petrogal Brasil, tendo produzido 3,06% da produção do País (101.805 boe/d).

A Repsol Sinopec produziu 2,97% da produção nacional, sendo a quarta concessionária com maior produção (98.815 boe/d). A quinta concessionária que mais produziu foi a Parnaíba Gás Natural, com 1,44% (47.977 boe/d). A Statoil Brasil O&G foi a sexta concessionária com maior produção, com 1,15% (38.354 boe/d). As demais concessionárias alcançaram a parcela de 3,38% da produção nacional, com o volume de 112.521 boe/d.

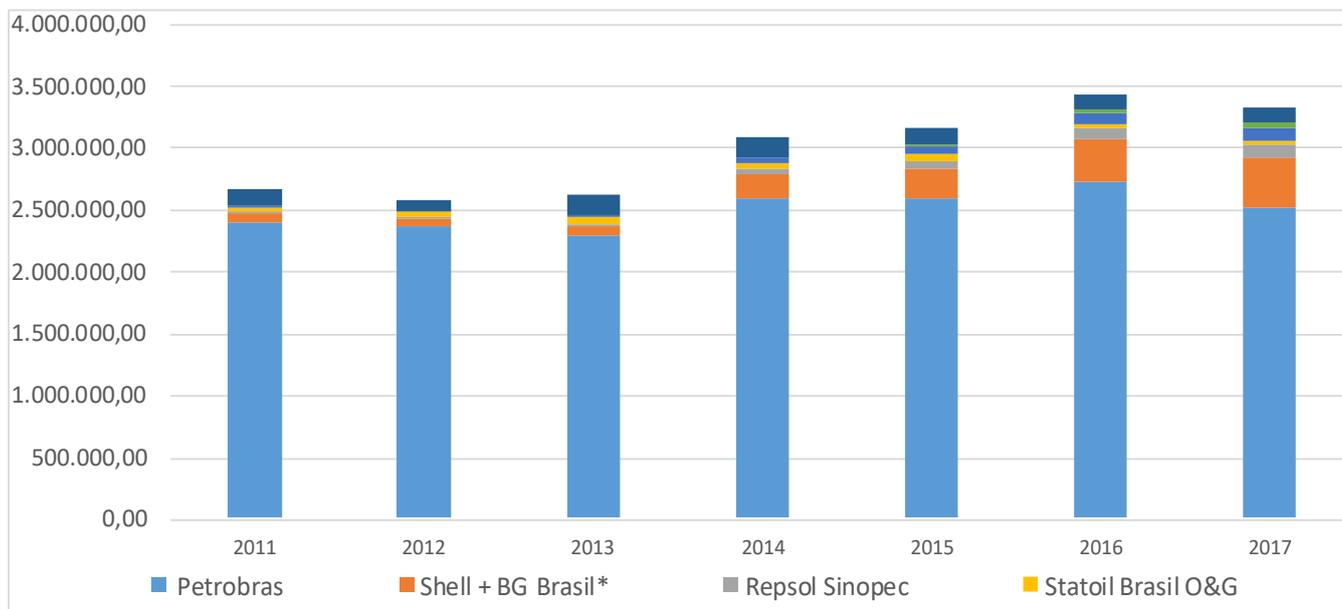


Gráfico 2 - Produção total em boe/d por concessionário nos meses de dezembro, entre 2011 e 2017.

* Shell adquiriu a BG em fevereiro de 2016.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em dezembro de 2017, o Estado do Rio de Janeiro foi responsável por 65,4% da produção nacional de petróleo e LGN. São Paulo e Espírito Santo registraram 14,8% e 14,3%, respectivamente, do total nacional.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 68,8% da produção nacional, seguido por São Paulo (15,6%) e Espírito Santo (15,1%). Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Rio Grande do Norte (27,9%), Amazonas (25,9%) e Bahia (22,8%).

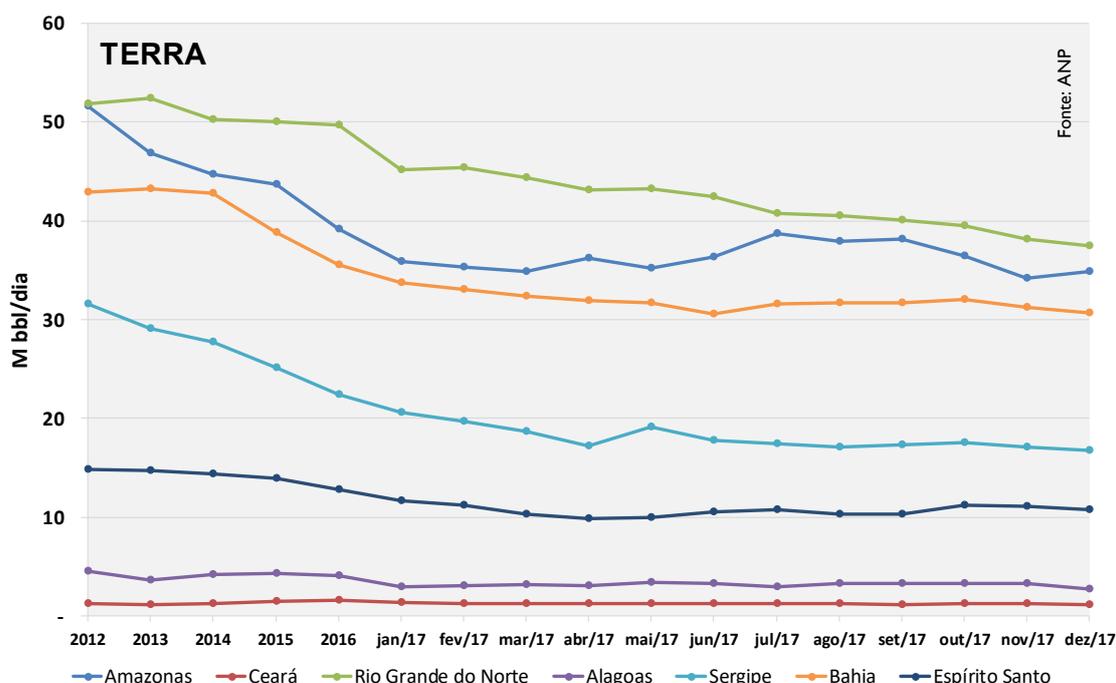


Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em Mbb/d.

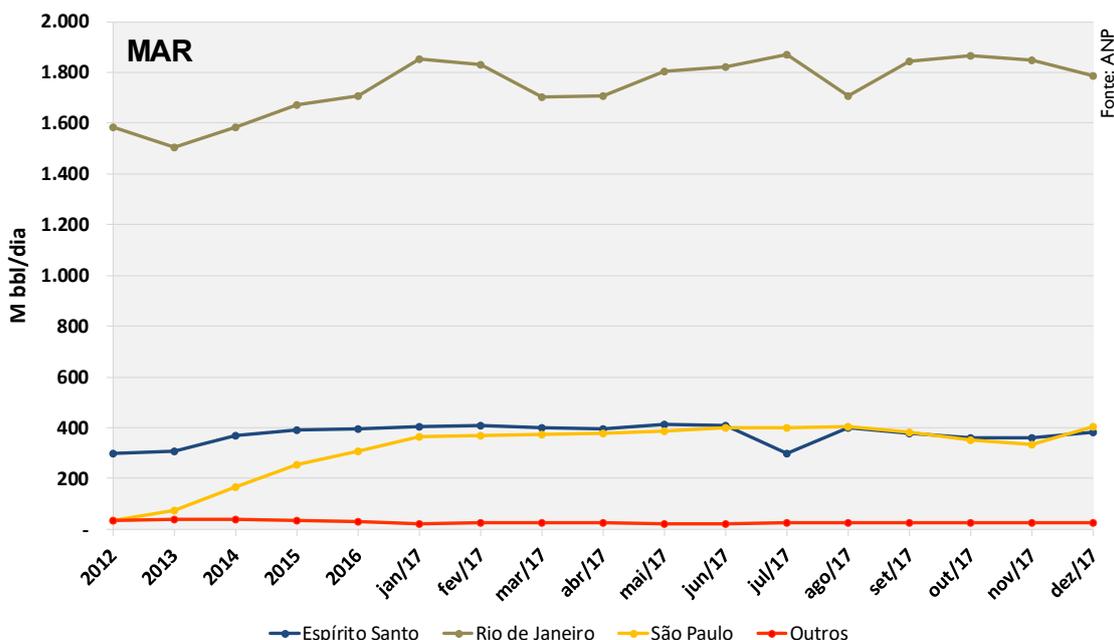


Gráfico 4 - Produção média diária de petróleo e LGN em mar por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em Mbb/d.

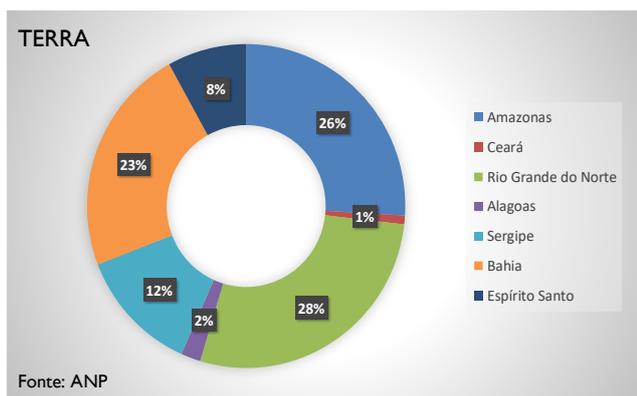


Gráfico 5 - Produção percentual de petróleo e LGN em terra, por estado em dezembro de 2017.

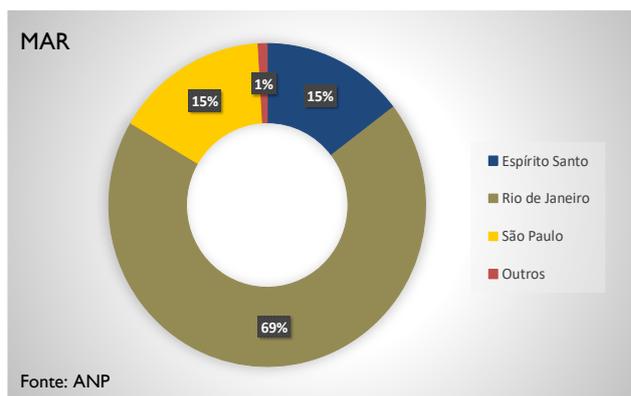


Gráfico 6 - Produção percentual de petróleo e LGN no mar por estado em dezembro de 2017.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em dezembro de 2017, foi exportado o volume médio de 684 Mbb/d de petróleo, valor 16,01% superior ao registrado no mês de novembro de 2017 e 15,93% superior em comparação com dezembro de 2016. Essas exportações renderam ao País US\$ 1,175 bilhão (FOB), valor 33,96% superior ao mês anterior.

No mesmo período foi importado o volume médio de 132 Mbb/d, valor 26,93% inferior ao mês de novembro de 2017 e 34,95% superior ao mesmo período de 2016. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 271 milhões (FOB), valor 13,61% inferior a novembro de 2017 e 59,5% superior ao registrado no mês de dezembro de 2016. Houve, portanto, um superávit aproximado de US\$ 903 milhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em dezembro de 2017.

Em dezembro de 2017 o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (34%), Iraque (27%), Nigéria (15%), Argélia (13%) e outros (11%). No período, houve exportação para os seguintes países: China (35%), Espanha (18%), EUA (13%), Chile (11%), Uruguai (6%) e outros (17%)*.

*Informações extraídas do Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo do Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo, Ministério de Minas e Energia, nº 145, janeiro de 2018, página 13.

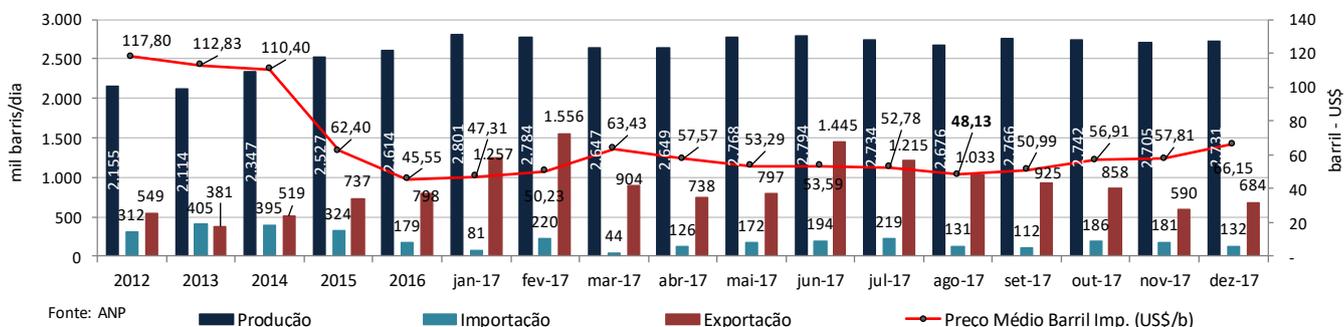


Gráfico 7 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent): média anual de 2012 a 2016 e média por mês em 2017.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em dezembro de 2017 o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 45,6% da produção nacional de gás natural. São Paulo e Espírito Santo produziram, respectivamente, 17,3 e 9% do total nacional.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 57,1% da produção nacional, seguido por São Paulo (21,7%) e Espírito Santo (11,2%). Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas (51%), Maranhão (33,2%) e Bahia (9,6%).

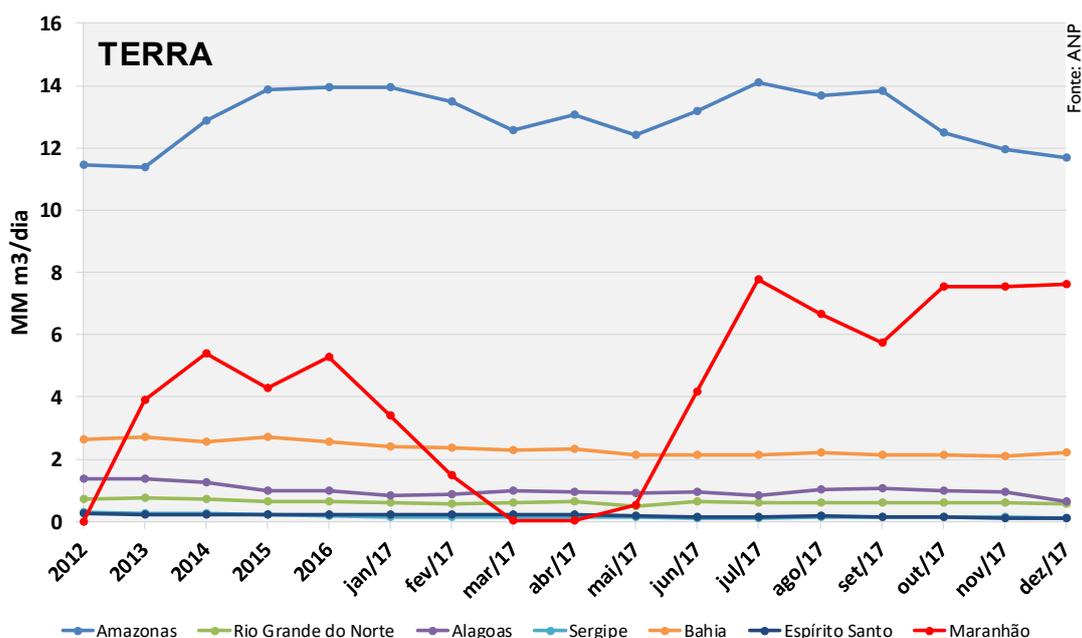


Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em MMbbl/d.

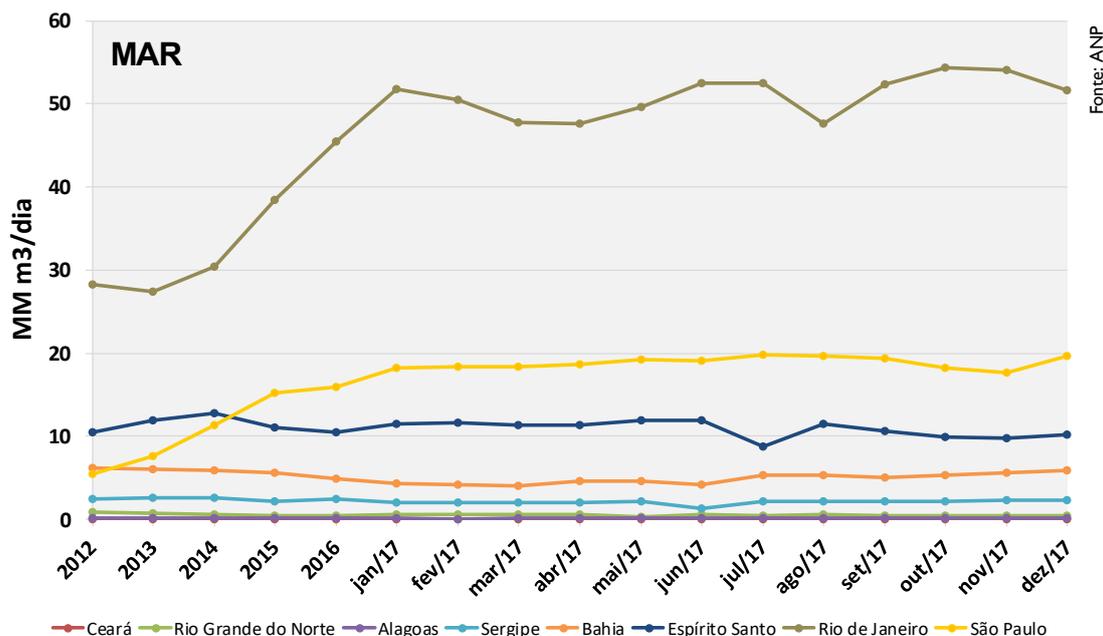


Gráfico 9 - Produção média diária de gás natural no mar por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em MMbbl/d.

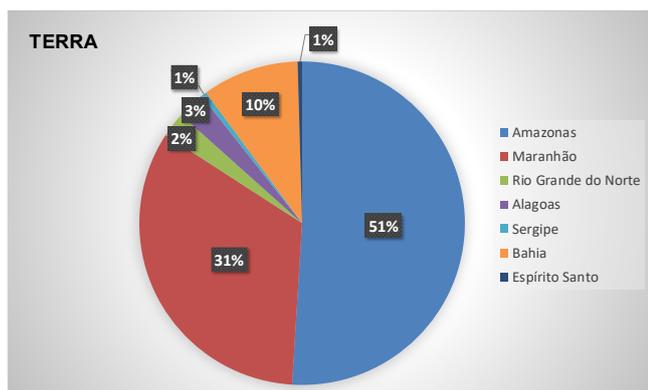


Gráfico 10 - Produção percentual de gás natural em terra em dezembro de 2017 por estado.

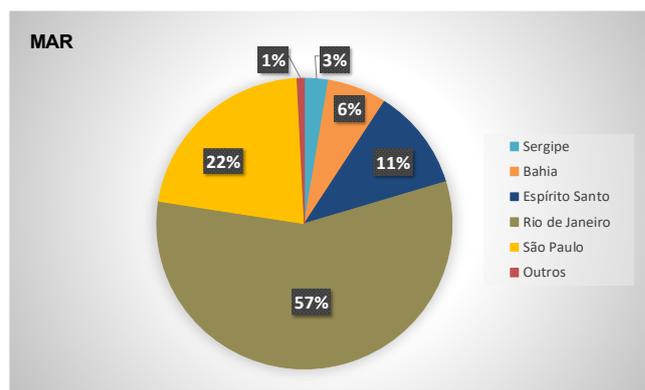


Gráfico 11 - Produção percentual de gás natural no mar em dezembro de 2017 por estado.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em dezembro de 2017 foi de 31,7 MMm³. Esse valor foi 8,7% superior ao mês anterior e 50% superior ao registrado em dezembro de 2016.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 191 milhões (FOB), valor 18,7% superior ao mês anterior e 86,6% superior ao contabilizado em dezembro de 2016.

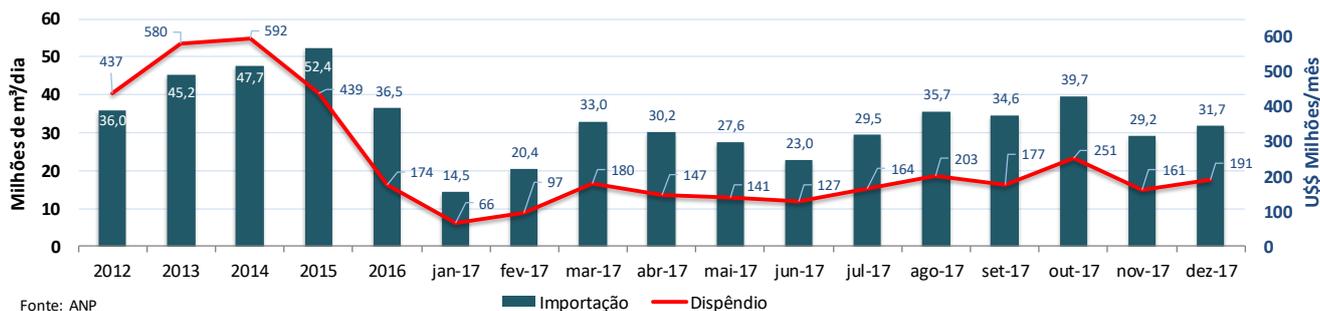


Gráfico 12 - Gás Natural - Importação de gás natural e dispêndio: média anual de 2012 a 2016 e mensal em 2017.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties arrecadados no mês de dezembro de 2017 somaram R\$ 1,314 bilhão, valor 8,69% superior ao mês anterior e 20,3% superior a dezembro de 2016. A arrecadação das Participações Especiais ocorre trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro.

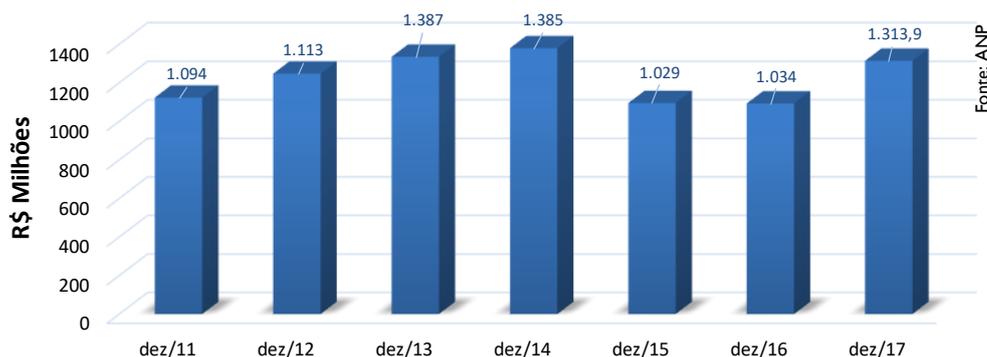


Gráfico 13 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de dezembro de 2011 a 2017.

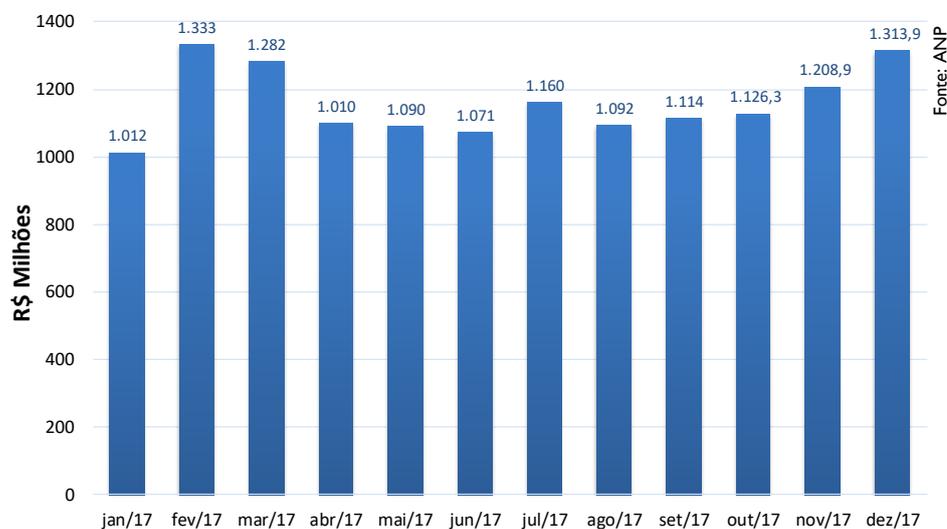


Gráfico 14 - Royalties mensais em 2017.



Gráfico 15 - Evolução da arrecadação das Participações Especiais nos meses de novembro de 2011 a 2017.

Tabela 3 - Royalties (R\$ milhões) com valores mensais em 2017.

ROYALTIES (R\$ milhões)												
Beneficiários	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
União	315,1	417,1	398,7	346,9	337,2	332,8	359,2	337,7	341,4	345,8	376,2	409,7
Estados	318,2	421,1	401,6	346,9	341,8	336,4	360,6	340,4	349,6	353,5	378,0	409,0
Municípios	379,1	494,5	481,8	405,9	410,8	402,2	440,6	414,3	422,8	427,0	454,7	495,3
TOTAL	1.012,3	1.332,7	1.282,1	1.099,7	1.089,8	1.071,5	1.160,3	1.092,5	1.113,8	1.126,3	1.208,9	1.313,9

Tabela 4 - Participações Especiais (R\$ milhões) com valores mensais em 2017.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)												
Beneficiários	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
União		1.844,8			2.050,7			1.778,8			1.910,3	
Estados		1.475,8			1.640,5			1.423,1			1.528,2	
Municípios		337,5			410,1			355,8			382,1	
TOTAL		3.658,1			4.101,3			3.557,6			3.820,6	

Tabela 5 - Variáveis Mensais.

VARIÁVEIS MENSAIS												
Variáveis Mensais	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Petróleo (R\$/m³)	807,1	985,1	962,9	931,1	879,0	887,8	880,7	848,8	855,6	883,8	956,3	1.008,2
Petróleo (US\$/bbl)	38,4	46,7	47,9	47,8	44,6	45,0	43,6	41,0	42,4	44,6	48,5	50,2
Brent Date (US\$/bbl)	45,1	53,6	54,7	55,1	51,6	52,5	50,4	46,5	48,6	51,6	56,0	57,4
Gás Natural (R\$/10³m³)	459,8	621,4	597,0	565,4	509,9	546,2	541,5	516,6	501,5	513,2	537,1	553,6
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	3,3	3,4	3,2	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3	3,2	3,2	3,1	3,2

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

Diretor: João Vicente de Carvalho Vieira

Coordenadores: Lauro Doniseti Bogniotti e Clayton de Souza Pontes

Gerentes de Projeto: Adriano Gomes de Sousa e Breno Peixoto Cortez

Especialista em Políticas Públicas: Antônio Henrique Godoy Ramos

Analista de Infraestrutura: Diogo Santos Baleeiro

Estagiário: Lucas Mota de Lima

Secretária: Izildinha Sousa Sales