



Ministério de
Minas e Energia

Nesta edição:

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES	1
DADOS DE MARÇO	4
EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO	4
PRODUÇÃO POR CONSORCIADA	4
PETRÓLEO NOS ESTADOS	5
PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO	6
GÁS NATURAL NOS ESTADOS	7
GÁS NATURAL - IMPORTAÇÃO	8
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	9

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 133 DEPG

Maio de 2023

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 31 de maio de 2023. As demais informações do setor contidas neste Boletim são relativas ao mês de março de 2023 e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

A Petrobras divulgou em 05/05/2023 que o FPSO Guanabara atingiu recorde de produção mensal em uma plataforma do pré-sal: 179 mil barris por dia. Ele está instalado no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos, e o marco foi alcançado em fevereiro, dez meses após o primeiro óleo da unidade, com quatro poços produtores em operação. Segundo o diretor de Exploração e Produção, Joelson Mendes, “o atingimento de mais um recorde, desta vez apenas 10 meses após o 1º óleo da unidade e com 4 poços produtores, reforça o enorme potencial do campo de Mero, e é resultado da capacidade e comprometimento de nosso corpo técnico e de nossos parceiros para superar desafios”. O campo é explorado em regime de partilha de produção, sob nossa gestão.

Fonte: PPSA

O navio-plataforma Anna Nery entrou em produção em 07/05/2023, na Bacia de Campos, dentro do projeto de revitalização dos dois campos de Marlim e Voador, que produzirá os reservatórios do pós-sal e o reservatório de Brava, localizado no pré-sal dos dois campos. A unidade tem capacidade para produzir até 70 mil barris de óleo e processar 4 milhões de m³ de gás, tudo isso diariamente.

“Esse é o maior projeto do mundo em recuperação de ativos maduros da indústria offshore. Por meio dele, vamos ampliar a produção, manter empregos e abrir uma importante frente de aprendizado e conhecimento para outros projetos similares em todo o Brasil”, destacou Jean Paul Prates, presidente da Petrobras. O FPSO Anna Nery está ancorado em profundidade de água de 927 metros e interligado a 32 poços, com pico de produção previsto para 2025. O projeto de revitalização de Marlim e Voador contribuirá para a recuperação da produção da Bacia de Campos, atualmente em cerca de 560 mil boe/d. A projeção para a produção da bacia é de 900 mil de boe/d em 2027.

Fonte: PETROBRAS

A ANP realizou em 16/05/2023 a audiência pública sobre a revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional para as instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P). Com a revisão, cinco resoluções e seus regulamentos técnicos serão consolidados em uma única resolução e um único regulamento técnico anexo, com o conjunto das práticas de gestão válido para qualquer tipo de instalação. Além da simplificação administrativa, com redução do

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - SNPGB
Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - DEPG

número de processos, documentos, análises e decisões, a proposta de revisão visa também facilitar a operacionalização e a fiscalização das normas, com os diversos tipos de instalação contemplados em um único normativo e o direcionamento do regulamento técnico para práticas de gestão. Entre os aprimoramentos propostos, destacam-se: exclusão das atribuições em duplicidade e a unificação das definições, terminologias e requisitos de gestão; modernização regulatória, com a reformulação da prática de gestão de fatores humanos; e reformulação do processo de permissão de segurança operacional com atualização do conteúdo da Documentação de Segurança Operacional (DSO).

Fonte: ANP

A Petrobras informou em 17/05/2023 que identificou a presença de hidrocarbonetos no pré-sal da Bacia de Santos, em poço exploratório de extensão, no bloco Aram. A Pré-Sal Petróleo (PPSA) é gestora desse bloco, que foi adquirido em março de 2020 na 6ª rodada de licitação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sob o regime de Partilha de Produção. O poço 3-BRSA-1387D-SPS está em perfuração, localizado em profundidade d'água de 1.979 metros. Conforme divulgado pela Petrobras, o poço apresentou um fluido de excelente qualidade, confirmando os baixos teores de contaminantes. Tal descoberta amplia as possibilidades de expansão da jazida descoberta pelo poço pioneiro 1-BRSA-1381-SPS, deste bloco. A Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a empresa CNPC (20%). O consórcio dará continuidade às operações para concluir o projeto de perfuração do poço até a profundidade prevista e caracterizar as condições dos reservatórios encontrados.

Fonte: PPSA

Em 17/05/2023 foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que institui o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. As propostas a serem apresentadas pelo GT têm os seguintes objetivos: I. aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico; II. melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da pro-

dução nacional de gás natural, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário; III. aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais; e IV. integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

Fonte: CNPE

O presidente do Ibama, Rodrigo Agostinho, acompanhou parecer técnico concluído em 20/04/2023 e indeferiu em 17/05/2023 a licença solicitada pela Petrobras para Atividade de Perfuração Marítima no bloco FZA-M-59, na bacia da Foz do Amazonas. A decisão, que ocorre “em função do conjunto de inconsistências técnicas”, segue recomendação de analistas da Diretoria de Licenciamento Ambiental do Ibama. No documento, o presidente do Ibama acompanha o entendimento da equipe técnica sobre a “necessidade de se retomar ações que competem à área ambiental para assegurar a realização de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) para as bacias sedimentares que ainda não contam com tais estudos e que ainda não possuem exploração de petróleo, no prazo mais breve possível”. O processo de licenciamento ambiental do bloco FZA-M-59 foi iniciado em 4 de abril de 2014, a pedido da BP Energy do Brasil, empresa originalmente responsável pelo projeto. Em dezembro de 2020, os direitos de exploração de petróleo no bloco foram transferidos para a Petrobras, que teve o pedido de licença definitivamente negado.

Fonte: IBAMA

Em maio de 2023 aconteceu a Offshore Technology Conference, que foi sediada na cidade de Houston - EUA. A OTC é o maior evento da indústria offshore mundial e contou com uma forte participação brasileira. A feira foi realizada de 1º a 4 de maio, no Texas, cuja conferência deste ano teve como tema “entregando o futuro da energia offshore”.

Fonte: PPSA

A Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras informa que respondeu, em 19/05/23, às solicitações contidas no Ofício nº386/2023/GM-MME, do Ministério de Minas e Energia no que se tange ao indeferimento do processo de licenciamento ambiental do Bloco FZA-M-59 em Amapá Águas Profundas pelo IBAMA, a Petrobras entende que atendeu rigorosamente todos os requisitos do processo de licenciamento, e todos os recursos mobilizados no Amapá e no Pará para a realização da Avaliação Pré- Operacional (simulado para testar os planos de resposta à emergência) foram viabilizados estritamente em atendimento a decisões e aprovações daquele órgão, conforme registrado em autos públicos, seguindo as balizas legais e normativas. Diante desse contexto, a Petrobras informa que exercerá seu direito de apresentar Pedido de Reconsideração perante a Presidência do IBAMA, com o objetivo de demonstrar o atendimento de todas as exigências reiteradamente apresentadas pelo órgão licenciador federal no curso do processo de licenciamento (Processo Proc. SEI 02001.013852/2023-87), oportunizando ao órgão revisar administrativamente o Despacho nº15786950/2023-Gabin, a fim de permitir a continuidade do processo de licenciamento ambiental em questão. A Petrobras pretende apresentar o Pedido de Reconsideração antecipadamente ao vencimento do prazo legal, até o dia 24/05/2023. Com relação à possibilidade de manutenção por tempo adicional da sonda e dos recursos destinados à realização do poço em sua locação atual, a avaliação técnica da Companhia conclui que é possível manter a sonda e seus recursos mobilizados até 29/05/2023, sem que a Petrobras incorra em custos adicionais àqueles que já vem sendo suportados em razão da inconclusividade do processo de licenciamento ambiental pelo IBAMA. A partir dessa data, sem uma manifestação conclusiva do IBAMA que permita a realização da Avaliação Pré-Operacional (APO) no âmbito do processo de licenciamento ambiental, a Petrobras incorrerá em custos adicionais injustificados, que demandarão o direcionamento da sonda e demais recursos mobilizados na região do Bloco FZA-M- 59, para atividades da Companhia nas Bacias da região Sudeste.

Fonte: Fatos Relevantes, Petrobras

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras informou, em 24 de maio de 2023, que vai protocolar, ainda nesta semana, pedido ao Ibama de reconsideração da decisão de indeferimento da licença ambiental para perfuração de um poço exploratório no bloco FZA-M-059, localizado em águas profundas do Amapá, de acordo com procedimento previsto na regulação. A companhia defende que atendeu além dos requisitos previstos na legislação de referência ao processo de licitação do bloco FZA-M-059 e que cumpriu todas as exigências técnicas demandadas pelo Ibama para o projeto. A estrutura de resposta a emergência proposta pela companhia é a maior do país. Ainda assim, a Petrobras se prontifica a atender demandas adicionais porventura remanescentes. É importante frisar que a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) é um instrumento de política sob responsabilidade compartilhada dos ministérios de Meio Ambiente (MMA) e Minas e Energia (MME) de acordo com a portaria interministerial No198/2012. O bloco FZA-M-59, objeto do licenciamento ambiental em questão, foi adquirido na 11ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em maio de 2013. Na ocasião, o processo de outorga dos blocos ofertados foi subsidiado por pareceres do GT PEG- Grupo de Trabalho que contou com Ibama, ICMBIO e MMA, e considerou que o bloco FZA-M-59 estava apto a ser ofertado e licenciado, o que leva a concluir que os desafios sinalizados eram todos tecnicamente superáveis. A partir da concessão por meio de licitação, a Petrobras possui o compromisso firmado com a ANP de realizar a perfuração de oito poços exploratórios na região do Amapá Águas Profundas, na bacia sedimentar da Foz do Amazonas, sendo que o indeferimento pela inviabilidade ambiental pode resultar em litígio e aplicação de multas, além de comprometer a avaliação do potencial da região, bem como a segurança energética e a própria transição energética justa e segura do país.

Fonte: Petrobras

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras informa que iniciou em 31 de maio de 2023 a produção da plataforma, do tipo FPSO, Almirante Barroso, no campo de Búzios, com capacidade de produzir diariamente até 150 mil barris de óleo e 6 milhões de m³ de gás. O FPSO Almirante Barroso contribuirá para a produção de óleo do campo de Búzios, cuja média atual é de 560 mil barris por dia, o equivalente a cerca de 17% da produção nacional.

“Búzios sintetiza o quanto o pré-sal é representativo para a produção da Petrobras, além de ser importante para a segurança energética do país. Até 2025, teremos a entrada de outras unidades e a produção do campo deve chegar próximo da marca de 700 mil barris por dia”, declarou o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates.

O FPSO Almirante Barroso é uma unidade afretada junto à Modec, e está localizado a 180 km da costa do Rio de Janeiro, e opera sua produção em uma profundidade de água de 1900 metros. É a quinta plataforma a entrar em operação no campo de Búzios, onde já estavam em produção as unidades P74, P-75, P-76 e P-77.

Búzios é o maior campo em águas profundas do mundo e o conceito atual de desenvolvimento contempla 11 plataformas. Atualmente, seis unidades estão em processo de construção (FPSO Almirante Tamandaré, P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83). A Petrobras é a operadora do campo com 88,99% de participação na jazida compartilhada de Búzios, tendo como parceiras a CNOOC com 7,34% e a CNODC com 3,67%.

Fonte: Petrobras

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras informou que celebrou em 31 de maio de 2023 os Contratos de Partilha de Produção (CPP) do 1º Ciclo da Rodada de Licitações da Oferta Permanente, realizada por meio de sessão pública no dia 16/12/2022, para os blocos de (i) Água Marinha, em parceria com a TotalEnergies (30%), QatarEnergy (20%) e Petronas (20%), (ii) Norte de Brava, onde a Petrobras adquiriu integralmente o bloco, e (iii) Sudoeste de Sagitário, bloco arrematado com 60% de participação em consórcio com a Shell (40%).

A assinatura desses contratos reafirma o foco da Petrobras na exploração e produção de ativos rentáveis e fortalece o perfil da empresa como principal operadora de

campos de petróleo localizados em águas profundas e ultraprofundas, potencializando a recomposição de reservas para o futuro.

Fonte: Petrobras

DADOS DO MÊS DE MARÇO

Em março de 2023 a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,987 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 4,9% inferior quando comparado ao mês anterior, que foi de 4,183 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média foi de 3,115 MMbbl/d. Este valor foi 4,5% inferior ao registrado no mês anterior, que alcançou 3,262 MMbbl/d. Sobre o gás natural, a produção foi de 138,53 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma produção 5,5% inferior à do mês anterior, que alcançou 146,54 MMm³/d.

Nos reservatórios do Pré-sal foram produzidos 2,363 MMboe/d de petróleo e gás natural (75,4% da produção nacional), o que resultou no decréscimo de aproximadamente 8% em comparação com fevereiro, com o volume de 2,566 MMboe/d.

Em março a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 5.564 poços, sendo 505 marítimos e 5.059 terrestres. Os campos marítimos produziram 97,7% de petróleo e 86% do gás natural.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Em março de 2023 houve uma Notificação de Descoberta informada à ANP. Entretanto, não houve Declaração de Comercialidade em março.

Tabela 1 - Notificações de Descobertas de hidrocarbonetos de março de 2022 a março de 2023.

Notificação de Descoberta de Hidrocarbonetos

Localização	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23
Terra	0	4	2	0	2	0	0	4	0	0	1	0	1
Mar	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1	4	5	0	2	0	0	4	0	0	1	0	1

Dados da Descoberta de Hidrocarboneto de março 2023:

Fone: ANP

POÇO ANP	BLOCO	BACIA	ESTADO	AMBIENTE	OPERADOR	INÍCIO DA PERFURAÇÃO	CONCLUSÃO DO POÇO	DATA DA NOTIFICAÇÃO
3-ENV-39D-AM	AM-T-85	Amazonas	AM	TERRA	Eneva	18/02/2023	26/03/2023	28/03/2023

Tabela 3 - Declarações de Comercialidade de março de 2022 a março de 2023.

Declaração de Comercialidade de Hidrocarbonetos

Mês	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23
Total	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

PRODUÇÃO POR CONSORCIADA

Em março de 2023 a Petrobras, na condição de empresa consorciada, foi responsável por 65% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2,591 MM boe/d. A Shell Brasil, com a produção de 476 M boe/d, que representa 11,9% do total nacional, classificou-se como a 2ª em produção. A 3ª empresa consorciada com maior produção foi a TotalEnergies E&P, tendo obtido 3,8% da produção do país, com média de 154 M boe/d. A Petrogal Brasil foi responsável por 3,3% da produção nacional, sendo a 4ª consorciada com maior produção, obtendo 132 M boe/d. A Repsol Sinopec, como a 5ª maior consorciada, produziu 1,9%, com 75 M boe/d. A CNOOC Petroleum, como a 6ª produtora, atingiu 1,6% da produção, com 64 M boe/d. A Petronas com 63 M boe/d e 1,6% da produção, alcançou a 7ª posição. Equinor Brasil, com 1,4% e 57 M boe/d foi a 8ª maior produtora. A Petro Rio Jaguar, com 1,3% e 51 M boe/d foi a 9ª colocada. A 10ª maior produtora foi a CNODC Brasil, com 1,0% e 41 M boe/d. A Sinochem Petróleo foi a 11ª maior produtora com 38 M boe/d e 0,9%. A 12ª maior produtora foi a Equinor Energy, com 0,8% e 34 M boe/d. A QatarEnergy, com 0,7% e 30 M boe/d foi a 13ª. As demais consorciadas alcançaram a parcela de 4,5% da produção nacional, com o volume de 179 M boe/d.

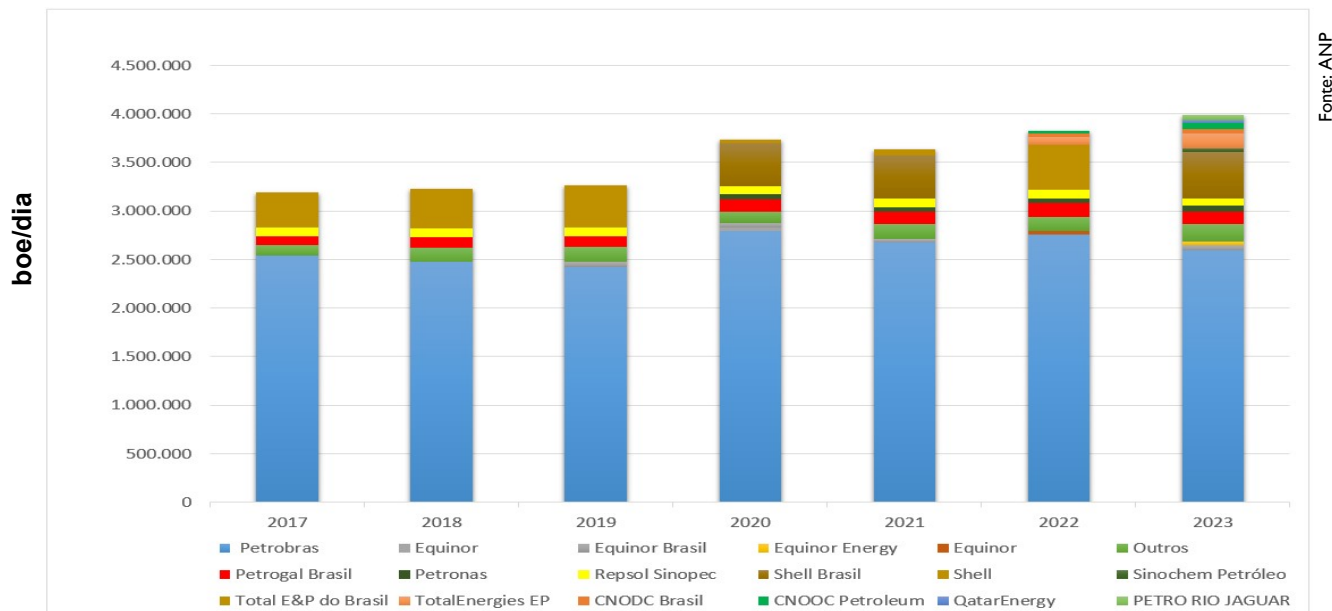


Gráfico 1 - Produção total de petróleo e gás natural, em boe/d, por consorciada, relativa ao mês de março no período de 2017 a 2023.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em março o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 83,10% da produção nacional de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN). Os estados de São Paulo e do Espírito Santo registraram, respectivamente, 9,34% e 5,05% do total produzido no País. Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 85,43% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 9,60% e Espírito Santo, com 4,93%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram o Rio Grande do Norte com 36,22%, o Amazonas com 32,03%, a Bahia com 11,36%, o Espírito Santo, com 9,38%, Sergipe com 7,45% e Alagoas com 2,69%.

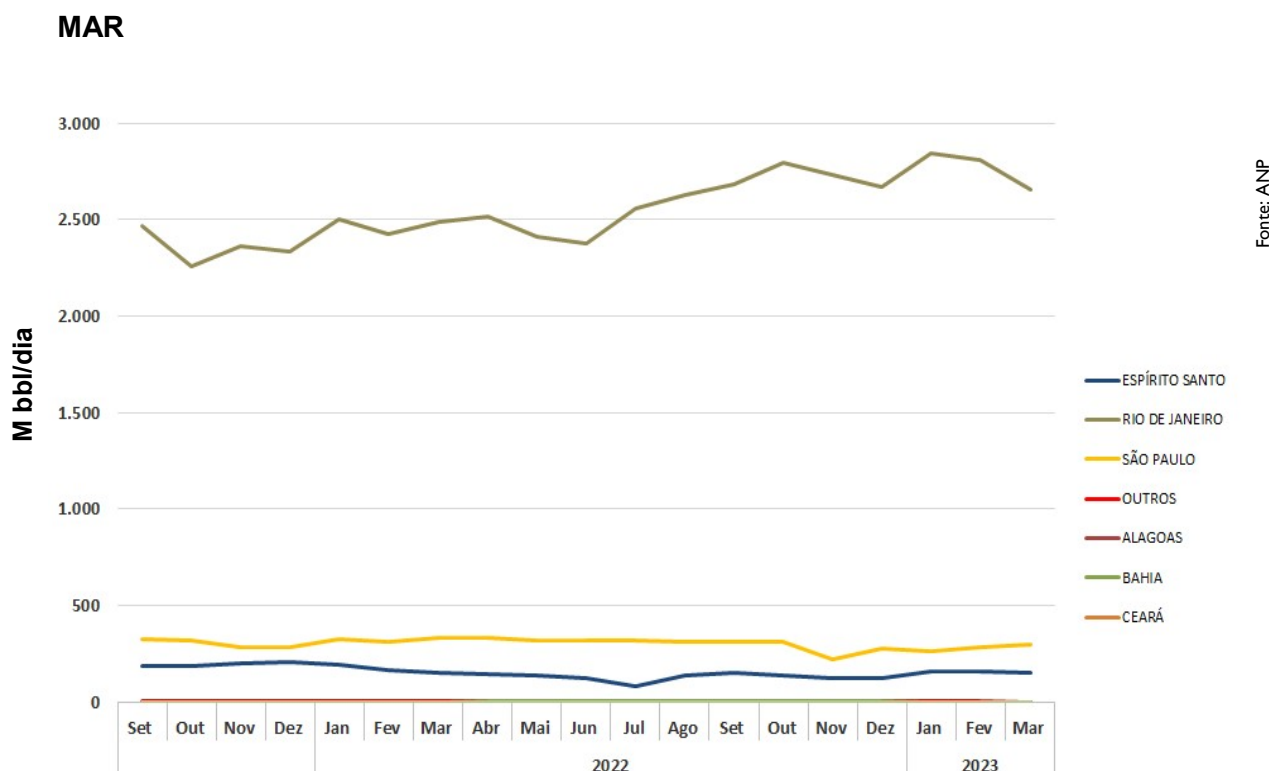
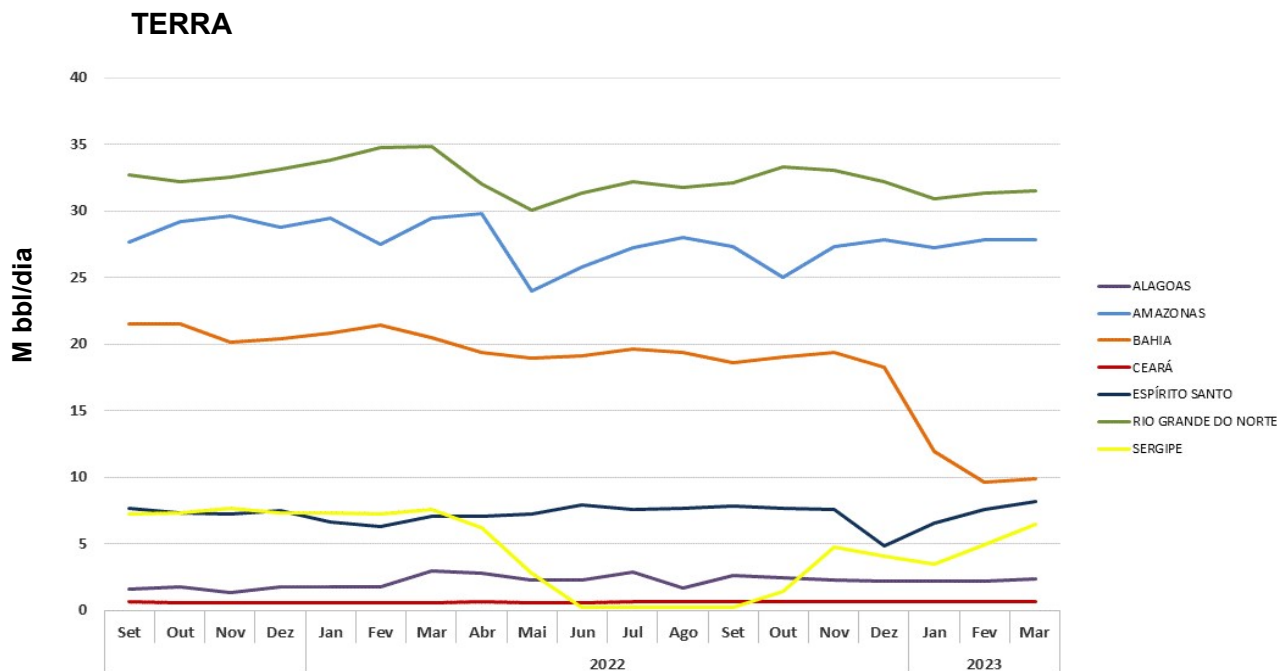


Gráfico 2 - Produção média diária de petróleo e LGN no mar por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.



Fonte: ANP

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

Fonte: ANP

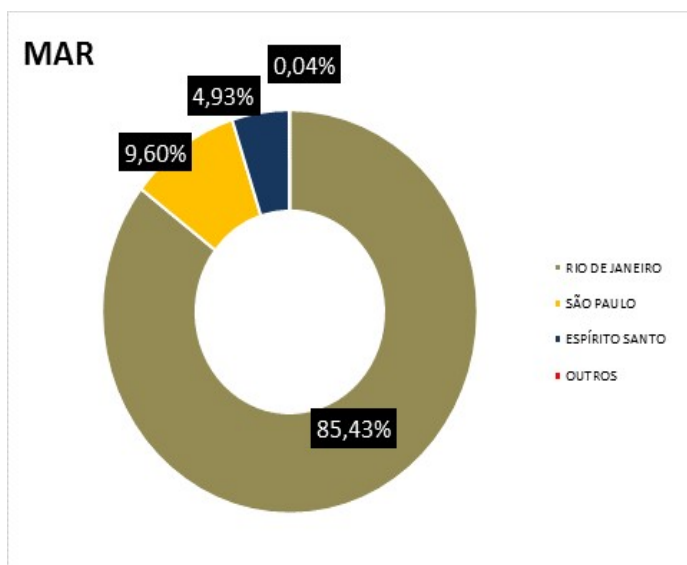


Gráfico 4 - Percentuais de produção de petróleo e LGN no mar, por estado, em março de 2023.

Fonte: ANP

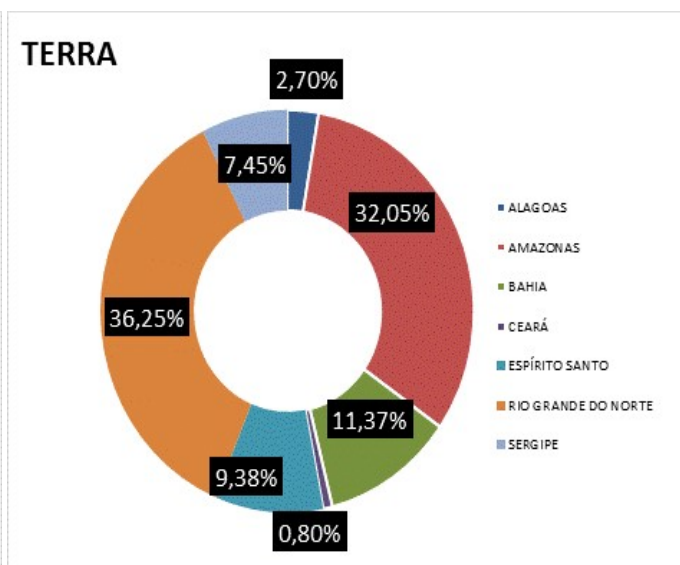


Gráfico 5 - Percentuais de produção de petróleo e LGN em terra, por estado, em março de 2023.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em março foi exportado o volume médio de 2,608 milhões bbl/d de petróleo, valor 76,15% superior ao registrado no mês de fevereiro e 53% superior em comparação com março de 2022. Essas exportações renderam ao País US\$ 5,59 bilhões (FOB), valor 79,04% superior ao mês anterior e 37,8% superior ao do mês de março de 2022, **sendo este um recorde histórico de exportação**.

No mesmo período foi importado o volume médio de 19 Mm³/d, valor 12,5% superior ao mês de fevereiro e 21,5% inferior em comparação com março de 2022. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 696 milhão (FOB), valor 17,74% superior a fevereiro e 52,7% inferior ao registrado no mês de março de 2022. Houve um superávit aproximado de US\$ 4,89 bilhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em março.

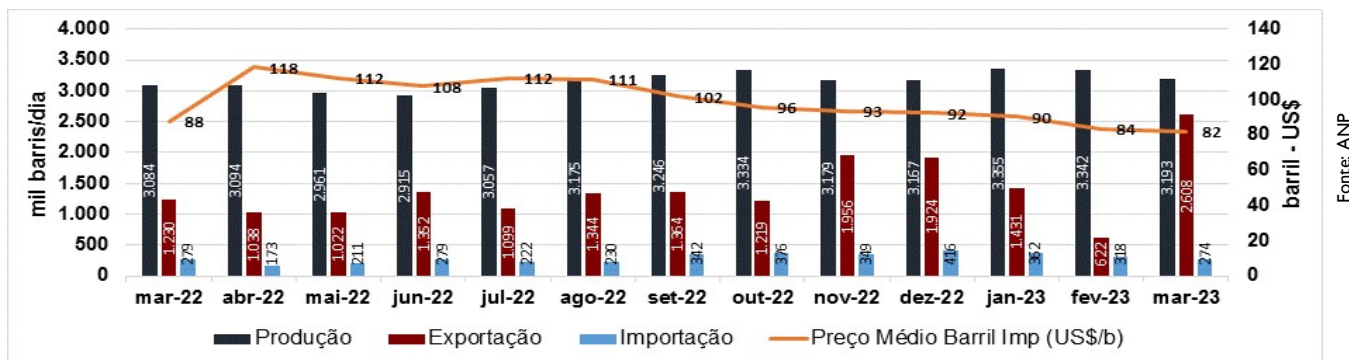


Gráfico 6 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent) de março de 2022 a março de 2023.

Em março o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Argélia (15,64%), Guiana (10,60%), Arábia Saudita (23,84%), EUA (10,92%) e Argentina (17,31%). No mesmo período houve exportação para os seguintes países: China (46,69%), Espanha (12,55%), EUA (5,44%), Holanda (10,63%), Chile (5,02%), Malásia (1,76%) e outros (17,91%).

Fonte: MDIC COMEX STAT.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em março o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 71,17% da produção nacional de gás natural. Os estados de São Paulo e do Amazonas e produziram, respectivamente, 10,57% e 10,92% desse total.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 82,80% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 12,29% e Espírito Santo, com 2,98%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas com 77,77%, Bahia com 11,51%, Rio Grande do Norte com 4,45% e Alagoas com 5,26%.

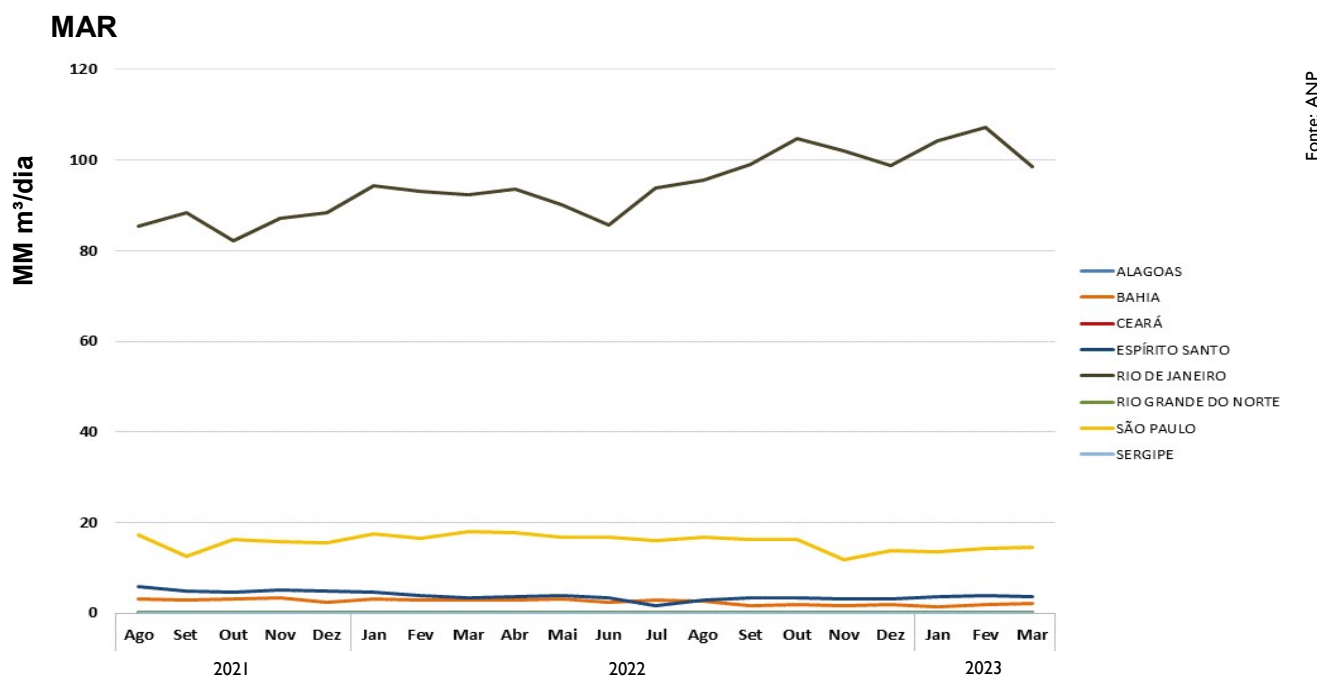
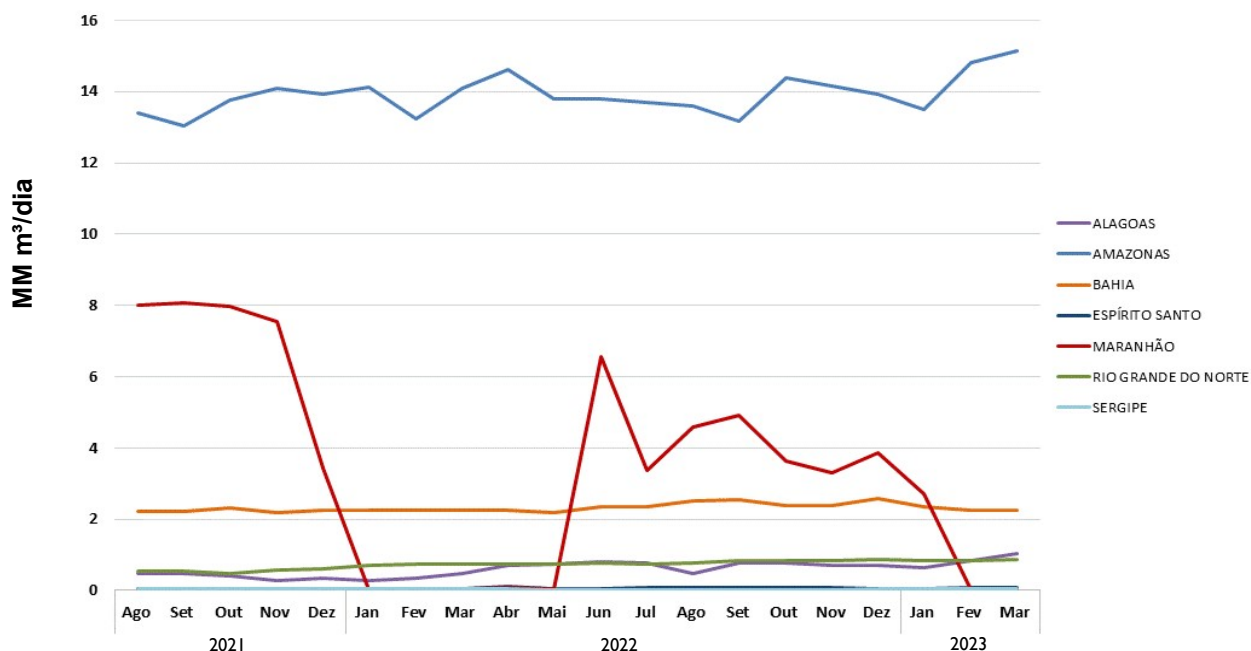


Gráfico 7 - Produção média diária de gás natural no mar, por estado, nos últimos 20 meses, em MMm³/d.

TERRA



Fonte: ANP

Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra, por estado, nos últimos 20 meses, em MMm³/d.

Fonte: ANP

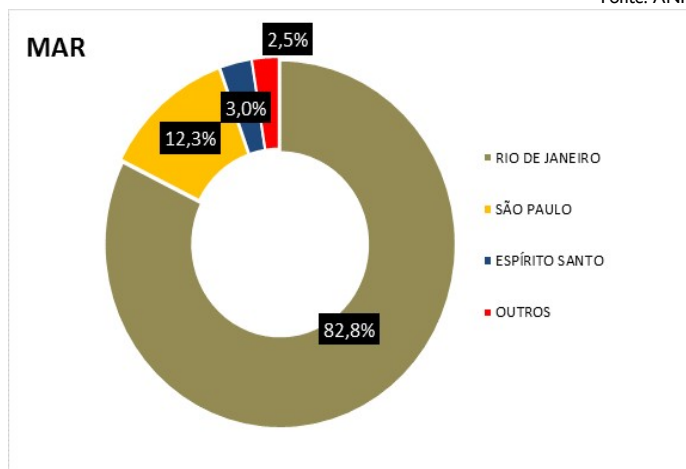


Gráfico 9 - Percentuais de produção de gás natural no mar, por estado, em março de 2023.

Fonte: ANP

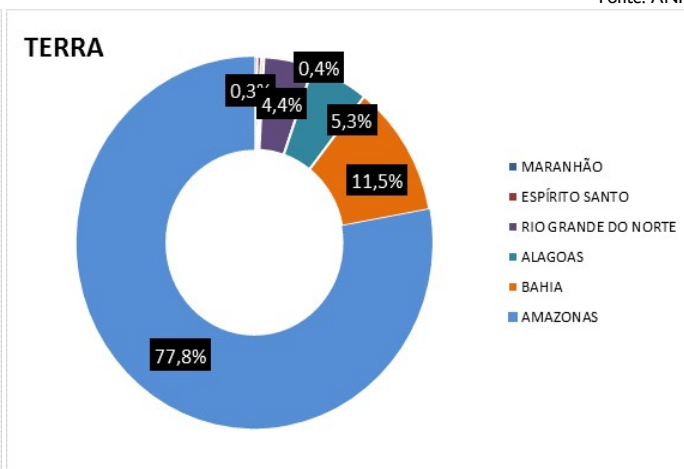


Gráfico 10 - Percentuais de produção de gás natural em terra, por estado, em março de 2023.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em março foi de 19,4 MMm³/d. Esse valor foi 13% maior ao mês anterior e 78,5% inferior ao registrado em março de 2022.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 145,031 milhões (FOB) no mês de março, valor 18% superior ao mês anterior e 53% inferior ao contabilizado em março de 2022.

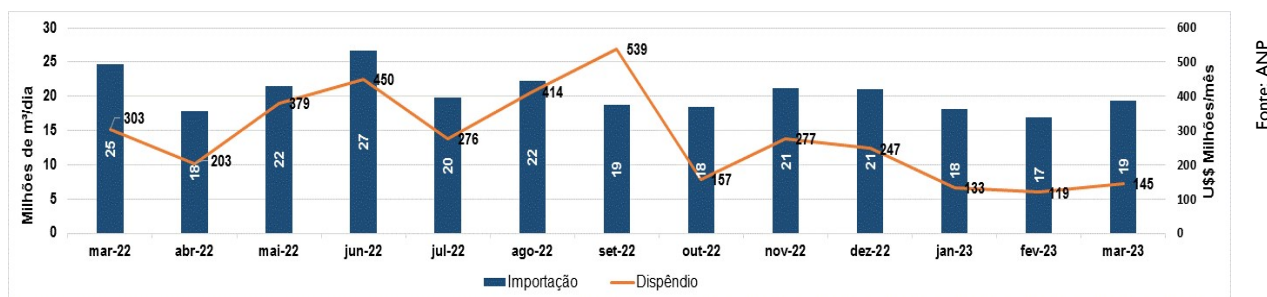


Gráfico 11 - Importação de gás natural e dispêndio de valores entre março de 2022 e março de 2023.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties em março foram assim distribuídos à União, aos Estados e aos Municípios produtores: União (R\$ 1,359 bilhão), Estados (R\$ 1,193 bilhão), Municípios (R\$ 1,526 bilhão), somando R\$ 4,080 bilhões. Este valor foi 4,6% superior ao mês anterior e 8,1% inferior ao de março de 2022. Além disso, houve a arrecadação de R\$ 376,19 milhões de Fundo Especial para distribuição entre os estados e municípios não produtores. A arrecadação a título de Participações Especiais ocorre trimestralmente e alcançou o valor de R\$ 10,551 bilhões em fevereiro de 2023, valor 15,65% superior ao de fevereiro de 2022.

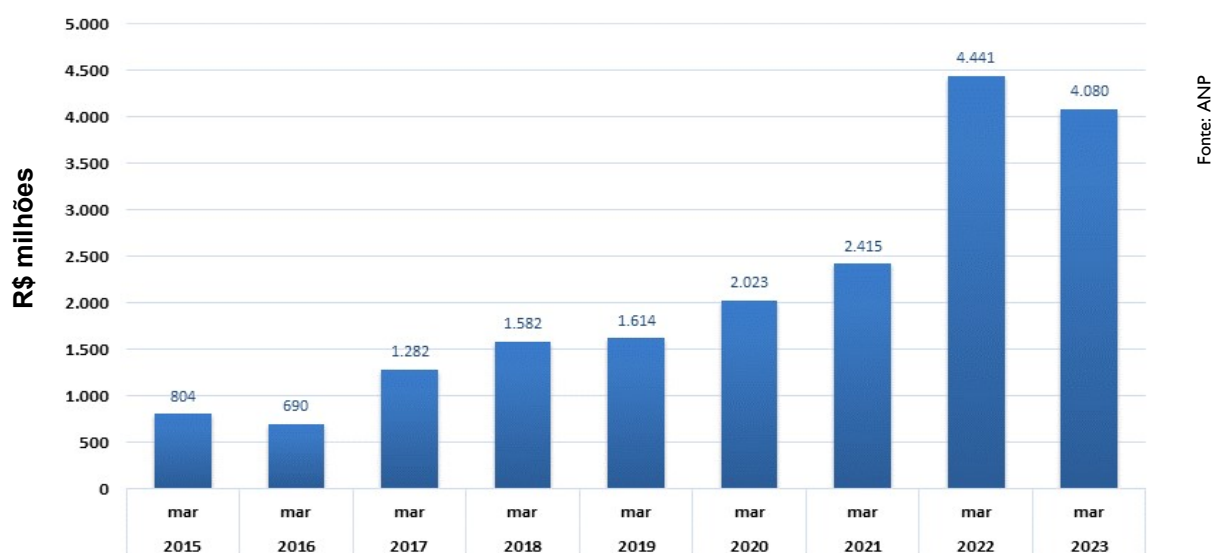


Gráfico 12 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de março entre 2015 e 2023.

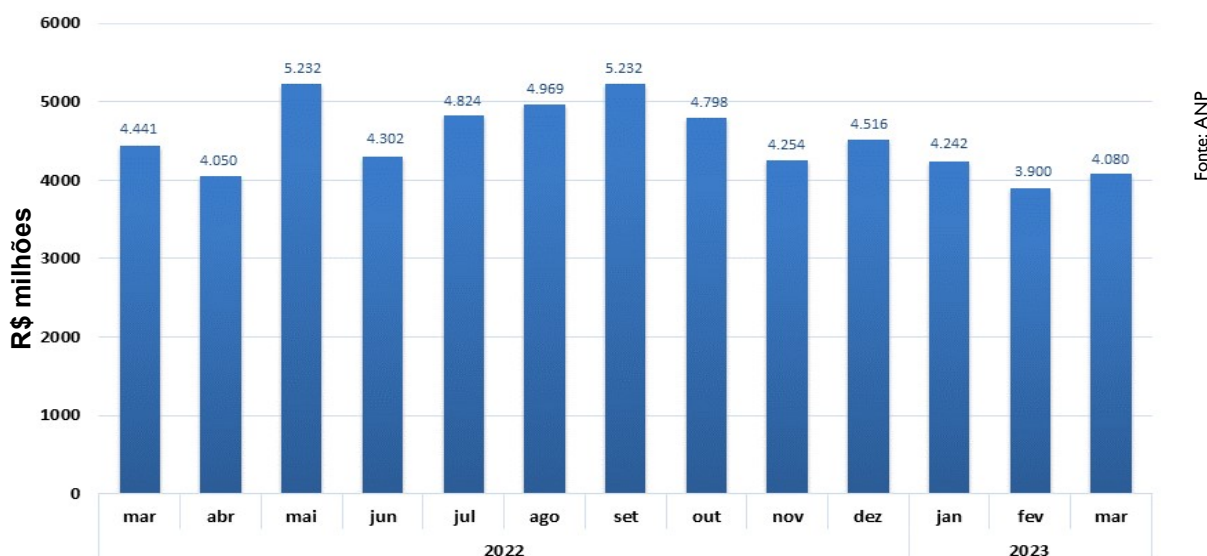


Gráfico 13 - Histórico da arrecadação dos royalties nos últimos 13 meses.

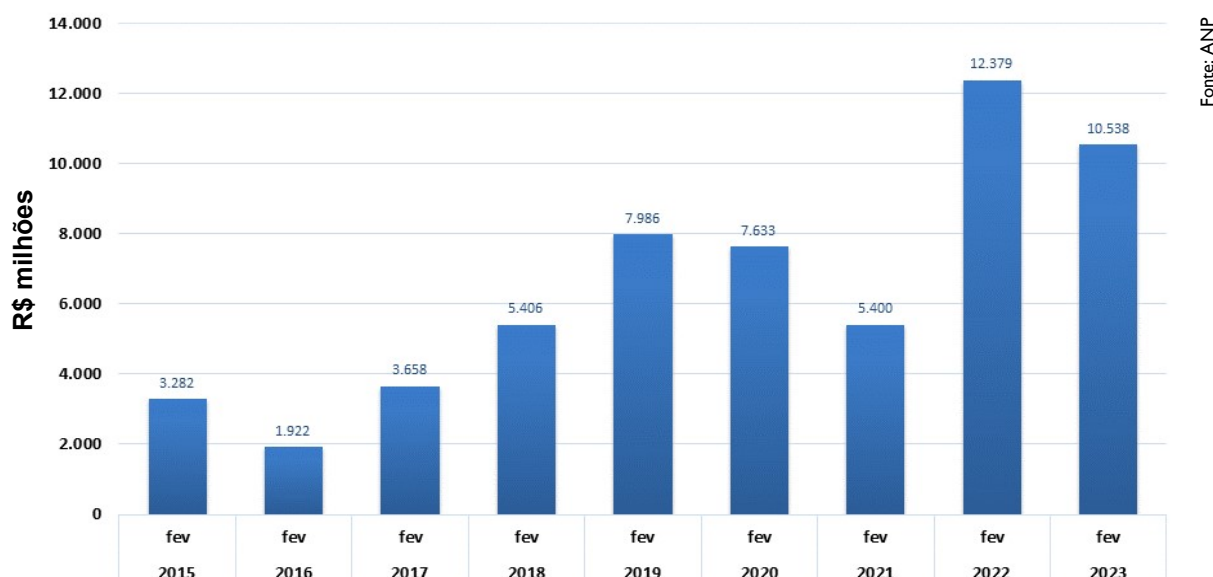


Gráfico 14 - Evolução da arrecadação de Participações Especiais, nos meses de fevereiro entre 2015 e 2023.

Tabela 3 - Royalties (milhões R\$) distribuídos aos entes federativos com valores mensais de março de 2022 a março de 2023.

ROYALTIES (R\$ milhões)													
Beneficiários	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	nov-22	dez-22	jan-23	fev-23	mar-23
União	1.461,79	1.320,36	1.706,17	1.402,53	1.602,67	1.631,06	1.722,74	1.598,42	1.394,79	1.493,60	1.401,66	1.284,34	1.359,67
Estados	1.318,13	1.206,22	1.555,89	1.280,17	1.432,12	1.477,71	1.548,92	1.440,42	1.263,31	1.331,86	1.249,10	1.149,07	1.193,55
Municípios	1.660,59	1.523,90	1.968,83	1.619,37	1.788,96	1.860,42	1.960,20	1.758,90	1.595,71	1.690,96	1.591,12	1.466,81	1.526,35
Fundo Especial	407,70	372,34	481,09	395,36	445,70	540,98	478,82	444,58	389,43	414,47	387,95	356,21	376,19
Total	4.848,20	4.422,82	5.711,98	4.697,43	5.269,45	5.510,17	5.710,68	5.242,31	4.643,25	4.930,88	4.629,83	4.256,43	4.455,76

Tabela 4 - Participações Especiais (milhões R\$) com valores entre março de 2022 a março de 2023.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)													
Beneficiários	fev-22	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	nov-22	dez-22	jan-23	fev-23
União	6.219,24	-	-	7.508,83	-	-	6.631,42	-	-	6.560,36	-	-	5.292,36
Estados	4.975,39	-	-	6.007,06	-	-	5.305,14	-	-	5.248,29	-	-	4.233,89
Municípios	1.184,75	-	-	1.410,18	-	-	1.232,58	-	-	1.227,27	-	-	1.011,36
Total	12.379,38	-	-	14.926,08	-	-	13.169,14	-	-	13.035,92	-	-	10.537,62

Tabela 5 - Variáveis Mensais de março de 2022 a março de 2023.

EQUIPE DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro de Minas e Energia: Alexandre Silveira de Oliveira.

Secretário da SNPGB: Pietro Adamo Sampaio Mendes.

Diretor do DEPG: Rafael Bastos da Silva.

Coordenadores: Carlos Agenor Onofre Cabral, Jair Rodrigues dos Anjos e Diogo Santos Baleeiro.

Analista de Infraestrutura: Ranielle Noleto Paz Araujo e Renan Jorge Menezes Ribeiro.

Secretária: Marlucia Rodrigues de Sousa.

Assistente Administrativa: Rose Marie Ferreira da Hora.

Estagiários: Michael Emanuel Silva Costa e João Gabriel Pereira da Fonseca.