



INFORME

ÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

FEVEREIRO 2022

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Márcio Couto

EQUIPE DE PESQUISA*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa do Setor O&G

Magda Chambriard

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Aldren Vernersbach

Amanda Ferreira de Azevedo

Ana Beatriz Soares Aguiar

Ana Costa Marques Machado

Gláucia Fernandes

Izabella Barbarini Baptista

João Teles João Victor Marques Cardoso

Matheus Felipe Ayello Leite

Paulo César Fernandes da Cunha

Pesquisadora Associada

Flávia Porto

Estagiários

Ester Nascimento

Victor de Lemos S. Fernandes

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Bruno Madureira

Carlos Quintanilha

Este informe tem como objetivo apresentar uma visão geral das atividades do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Essa edição apresenta dados referente ao mês de janeiro de 2022, exceto os de gás natural, referentes aos meses de dezembro de 2021. Os destaques do setor se referem ao mês de fevereiro de 2022.

Aqui constam as principais ocorrências econômicas e técnicas relativas ao setor, motivadoras de variação da produção nacional de petróleo e gás natural, informações sobre apuração de participações governamentais e de movimentação de gás natural, além das licitações de áreas para exploração e produção e os desinvestimentos da Petrobras.

O informe também aborda questões de refino e de distribuição de combustíveis, incluindo os biocombustíveis.

Destaques de Óleo, Gás e Biombustíveis

Upstream

- **Campo de Mero:** O FPSO Guanabara está quase finalizado para iniciar a produção de petróleo no Campo de Mero, localizado no Bloco de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma será parte de um sistema definitivo, caracterizado pelo terceiro maior campo do pré-sal. O FPSO Guanabara possui uma capacidade de produção de até 180 mil barris de petróleo por dia (bpd) e de processamento de 12 milhões de m³ de gás natural¹.
- **Campo de Atlanta:** A Enauta estendeu a contratação da sonda de perfuração Alpha Star para realizar a perfuração de dois poços adicionais no Sistema Definitivo (SD) do campo de Atlanta, na Bacia de Santos. De acordo a empresa esses poços estariam voltados para o desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD) e remanejamento de linhas do Campo de Atlanta².
- **Royalties:** A Agência Nacional de Petróleo e Gás (ANP) permitiu, por meio da Resolução ANP nº 853/2021, que pequenas e médias empresas operadoras de campos tenham seus *royalties* reduzidos, com intuito de aumentar a produção e arrecadação. A redução da alíquota de royalties para 5% foi concedida para empresas de pequeno porte, e para 7,5%, para campos operados por empresas de médio porte³.

Mid e Downstream

- **Programa Nacional de Fertilizantes:** O gás natural é o principal insumo para produção de fertilizantes. O Programa Nacional de Fertilizantes pretende

incluir medidas tributárias que reduzem o custo da cadeia de produção dos insumos agrícolas, além disso acredita-se que um mercado competitivo do gás seja um ponto importante para as empresas de fertilizantes aumentarem seus investimentos no setor e no consumo de gás⁴.

- **Chamada Pública Gasbol:** A Petrobras, SCGás e Sulgás foram as vencedoras da 3ª Chamada Pública do Gasoduto Bolívi-Brasil (Gasbol), a qual foi realizada pela TGB. A Petrobras foi a única empresa a alocar capacidade de entrada (19,858 milhões de m³/dia) e 23 milhões de m³/dia de capacidade de saída. A SCGás conseguiu 3,430 milhões de m³/dia de capacidade de saída e a Sulgás alocou 2,893 milhões de m³/dia de capacidade de saída⁵.

Biocombustíveis

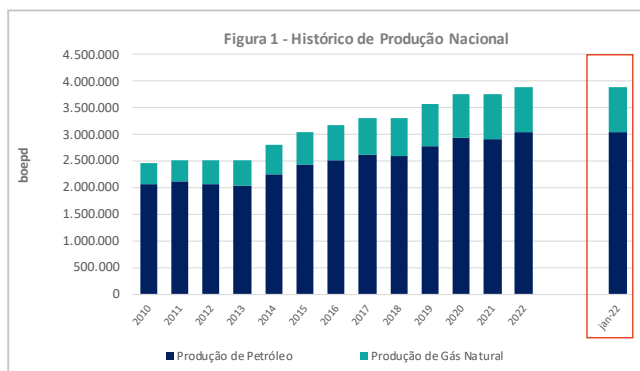
- **Etanol:** O governo publicou medida provisória 1100/22 que autoriza a venda direta de etanol de produtores para postos de combustível e promove ajustes na cobrança de tributos (PIS/Pasep e Confins) sobre a cadeia de produção e comercialização do etanol. Por meio dessa medida, os produtores de etanol, incluindo as cooperativas energéticas são permitidas a negociarem o produto diretamente no varejo⁶.
- **Biogás:** O Grupo Urca Energia adquiriu a Gás Verde S.A., responsável pela produção de biometano no aterro sanitário de Seropédica (RJ) e pela operação de duas plantas de geração de energia no Rio de Janeiro. A Urca pretende expandir a usina de produção de biometano e substituir as duas térmicas a biogás por plantas de biometano até 2023. O negócio foi fechado na ordem de R\$ 1,2 bilhão⁷.

1. Upstream

1.1. Produção de Petróleo e Gás Natural

A produção de petróleo e gás natural em janeiro de 2022 foi originada de 282 campos produtores, sendo 219 *onshore* (5.716 poços) e 63 *offshore* (482 poços)⁸. No início de 2022 foram produzidos, em média, 3,032 MM bpd de petróleo e 137 MM m³/dia de gás natural, o que totalizou em uma produção de 3,896 MM boepd (Figura 1).

Em dezembro de 2021, a produção média de petróleo foi igual a 2,838 MM bpd, resultado 6,40% inferior ao registrado no início de 2022, quando foi observado o aumento da produção média de 0,19 MM bpd. Já a produção de gás natural, esta superou em 3,77 % da marca de 132 MM m³/dia registrada em dezembro de 2021, resultando em um aumento médio 5 MM m³/dia de gás no em janeiro de 2022 (Figura 1).

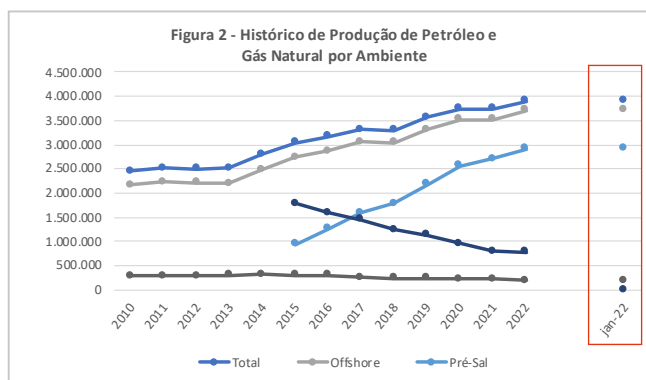


Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP⁹.

A Figura 2 apresenta o histórico da produção de petróleo e gás natural por ambiente *onshore* e *offshore*. No mês de janeiro de 2022, os campos do pré-sal produ-

ziram a partir 134 poços e registraram uma produção média de 2,912 MM boepd, representando 74,73% do total produzido no país, um resultado 5,8% superior à média de petróleo e gás natural produzida em dezembro de 2021 (2,709 MM boepd).

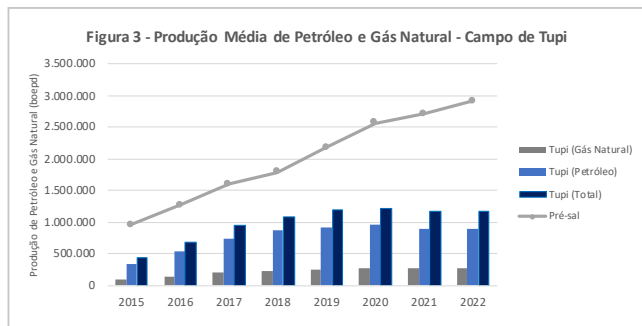
Ainda, destaca-se que a produção do pré-sal em janeiro de 2022 (2,912 MM boepd) foi 6,97% superior ao resultado de dezembro de 2021 (2,709 MM boepd) (Figura 2).



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP⁹.

O campo de Tupi, no pré-sal da Bacia de Santos, destaca-se pela sua elevada produção, sendo o campo marítimo com o maior número de poços produtores (134 poços). Em janeiro de 2022, os dados apontaram para uma produção média de 893 MM bpd de petróleo e 42,50 MM m³/d de gás natural, resultando em uma produção total de 1,160 MM boepd, o que representou 29,78 % da produção nacional e 39,85 % da produção do pré-sal.

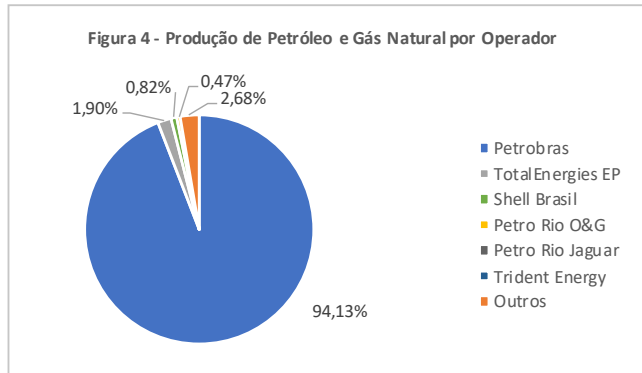
A Figura 3 apresenta o histórico de produção média de petróleo e gás natural do campo de Tupi e do pré-sal desde 2015. Ressalta-se que, que a produção média total em 2021 foi de 1,163 MM boepd e a média da produção de 2022 que corresponde, somente ao mês de janeiro, foi de 1,160 MM boepd.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP¹⁰.

1.1.1. Produção por Operador

A produção nacional foi conduzida por 41 operadores no mês de janeiro de 2022. A Petrobras permaneceu na primeira posição do ranking, responsável por 94,13% (3,668 MM boepd) da produção nacional de petróleo e gás natural, seguida da Total E&P do Brasil (1,90%), da Shell Brasil (0,82%) e da PetroRio O&G (0,47%) (Figura 4). Os demais operadores responderam por 2,68% da produção nacional no mês.

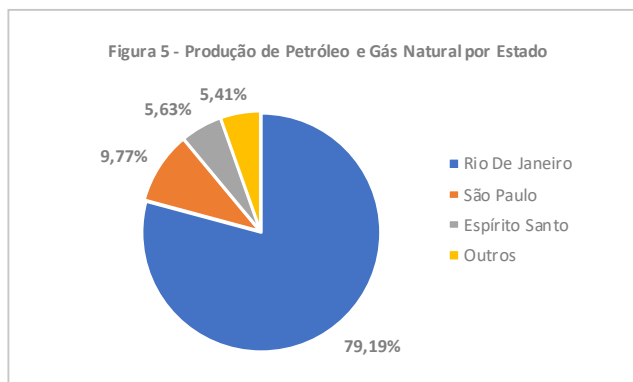


Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP¹¹.

1.1.2. Produção por Estado

No mês de janeiro de 2022, a produção de petróleo e gás natural foi proveniente de 10 Estados brasileiros. A maior parte da produção foi produzida nos Estados do Rio de Janeiro (60 campos), seguidos por São Paulo (9 campos) e pelo Espírito Santo (41 campos).

Somados, os volumes de petróleo e gás natural produzidos nos três Estados representaram 94,59% da produção nacional (3,686 MM boepd). Os demais Estados produtores representam 5,41%. Essa participação diminuiu 0,41% em relação ao mês anterior (6,41%). (Figura 5).



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP¹².

1.1.3. Perfuração de Poços e Preço do Petróleo Brent

Seis poços de desenvolvimento (quatro *onshore* e dois *offshore*) e quatro poços exploratórios (dois *onshore* e dois *offshore*) tiveram perfuração iniciada no mês de janeiro de 2022 (Tabela 1)^a.

^a Os poços pilotos (i) e repetidos (A, B, C, E, F) não são considerados na contagem.

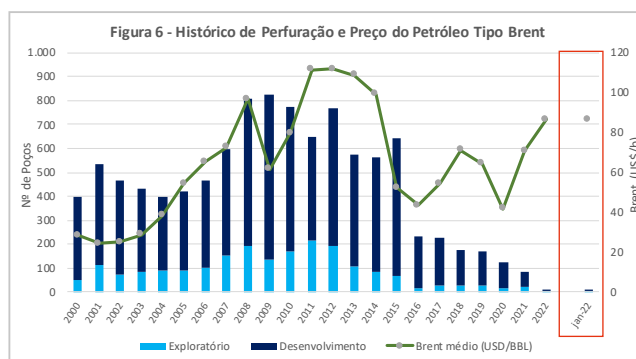
Tabela 1 – Perfurações de Poços Iniciadas no Mês Janeiro de 2022. T – Terrestre / M – Marítimo

MÊS	POÇO (ANP)	OPERADOR	UF	BACIA	CAMPO/ BLOCO	AMBIENTE	TIPO	CATEGORIA	INÍCIO	SONDA
Janeiro 2022	7-SBO-15-RN	Potiguar E&P S.A.	RN	Potiguar	SABIÁ BICO-DE-OSSO	T	Desenvolvimento	Desenvolvimento	11/01/2022	National Oilwell Varco - 750
	7-SBO-16-RN	Potiguar E&P S.A.	RN	Potiguar	SABIÁ BICO-DE-OSSO	T	Desenvolvimento	Desenvolvimento	17/01/2022	National Oilwell Varco - 750
	1-BRSA-1383-RJS	Petrobras	RJ	Campos	ALTO_CF_CE	M	Exploratório	Pioneiro	12/01/2022	Brava Star
	1-SHEL-34-RJS	Shell Brasil	RJ	Campos	C-M-791	M	Exploratório	Pioneiro	22/01/2022	West Tellus
	7-ITP-3-RJS	Petrobras	RJ	Santos	ITAPU	M	Desenvolvimento	Desenvolvimento	19/01/2022	LAGUNA STAR, PETROBRAS 10000
	7-ITP-4-RJS	Petrobras	RJ	Santos	ITAPU	M	Desenvolvimento	Desenvolvimento	27/01/2022	LAGUNA STAR, PETROBRAS 10000
	8-SDM-11-RN	Potiguar E&P S.A.	RN	Potiguar	SABIÁ DA MATA	T	Desenvolvimento	Injeção	24/01/2022	National Oilwell Varco - 750
	7-AZU-6D-AM	Eneva	AM	Amazonas	AZULÃO	T	Desenvolvimento	Desenvolvimento	23/01/2022	Queiroz Galvão VIII
	1-BRSA-1383A-RJS	Petrobras	RJ	Campos	ALTO_CF_CE	M	Exploratório	Pioneiro	16/01/2022	Brava Star
	1-ENV-29-MA	Eneva	MA	Parnaíba	PN-T-87	T	Exploratório	Pioneiro	15/01/2022	GREAT - 120
	1-SHEL-34A-RJS	Shell Brasil	RJ	Campos	C-M-791	M	Exploratório	Pioneiro	24/01/2022	West Tellus
7-TIE-5H-BA	Maha Energy	BA	Recôncavo	TIÊ	T	Exploratório	Desenvolvimento	25/01/2022	FAXE-2	

Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹³.

A Figura 6 apresenta o histórico de perfurações realizadas no Brasil desde 2000, ressaltando sua correlação com o preço do petróleo do tipo Brent^b no mercado internacional. Em dezembro de 2021 foram iniciados 11 poços sendo 8 de desenvolvimento e 3 poços exploratórios. Comparando-se aos números de janeiro de 2022, houve uma redução 9,09% no total de poços iniciados (Figura 6).

Em janeiro de 2022, o preço do Brent aumentou 14,26%, comparado ao mês anterior (US\$ 74,17/bbl), registrando um valor de US\$ 86,51/bbl.^c O valor do Brent no início do ano já mostra-se superior à média seu valor no ano passado que foi de US\$ 70,68/bbl (Figura 6).



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹⁴ e US-EIA¹⁵.

^b Utilizado como corrente de referência para cálculo do preço das demais correntes.
^c A cotação média do Brent em janeiro de 2020 foi de US\$ 63,65/bbl.

1.1.4. Sondas e Embarcações de Apoio

A frota de apoio marítimo em águas jurisdicionais brasileiras chegou ao final de janeiro de 2022 totalizando 395 embarcações, sendo 361 de bandeira brasileira e 34 de bandeiras estrangeiras. O número representa um acréscimo de 2 embarcações em relação a dezembro de 2021.

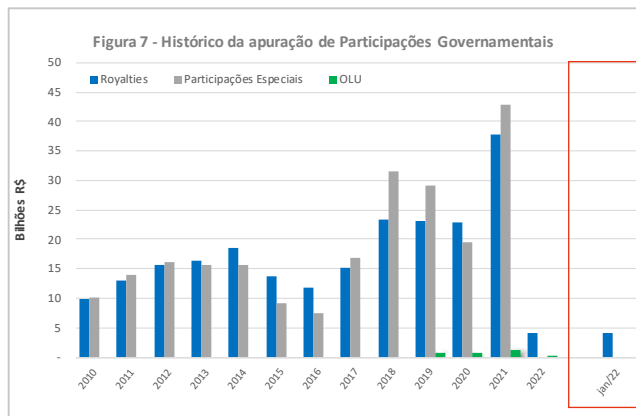
De acordo com o relatório da Associação Brasileira das Empresas de Apoio Marítimo (Abeam), a frota foi composta por 180 embarcações PSVs (transporte de suprimentos) e OSRVs (combate a derramamento de óleo), 77 barcos LH (manuseio de linhas e amarrações) e SVs (mini supridores), 49 AHTS (manuseio de âncoras), 23 FSVs (supridores de cargas rápidas) e crew boats (transporte de tripulantes), 16 RSVs (embarcações equipadas com robôs) e 17 PLSVs (lançamento de linhas), dentre outros¹⁶.

1.1.5. Participações Governamentais

Em janeiro de 2022, foram apurados R\$ 4,18 bilhões em royalties^d e R\$ 0,7 milhões em Óleo Lucro da União^e.

A arrecadação de royalties teve uma redução em 2,10% em relação a dezembro de 2021 (4,27 bilhões).

A Figura 7 apresenta o histórico de pagamento de participações governamentais. Os valores referentes a Participações Especiais são apresentados no período de apuração, enquanto Royalties e Óleo Lucro da União são considerados nas datas de distribuição e da efetiva comercialização das cargas, respectivamente.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹⁷ e PPSA.

1.2. Movimentação de Gás Natural

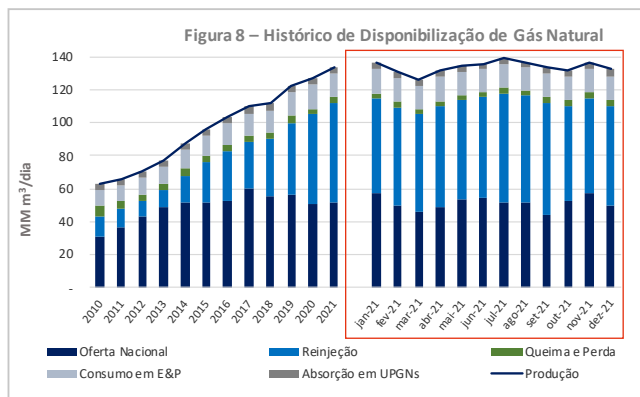
No mês de dezembro de 2021^f, a produção de gás natural foi de 132,24 MM m³/d e a oferta nacional foi de 49,73 MM m³/d, indicando uma redução de 3,17 % na produção e 12,81 % na oferta nacional em relação ao mês de novembro. Em relação à parcela reinjetada, esta respondeu por 45,90 % (60,70 MM m³/d) da produção de gás natural do mês de novembro (Figura 8).

Houve uma redução da produção e oferta no último mês de 2021, no entanto suas médias anuais foram superiores a 2020. Em 2021 a média de produção foi de 133,75 MM m³/d um aumento de 4,49% (127,45 MM m³/d) Em relação a oferta nacional a média de 2021 foi de 51,49 MM m³/d um crescimento de 1,90% (50,51 MM m³/d).

^d Valor referente à produção de outubro de 2021, distribuído em dezembro de 2021.

^e Informado pela PPSA.

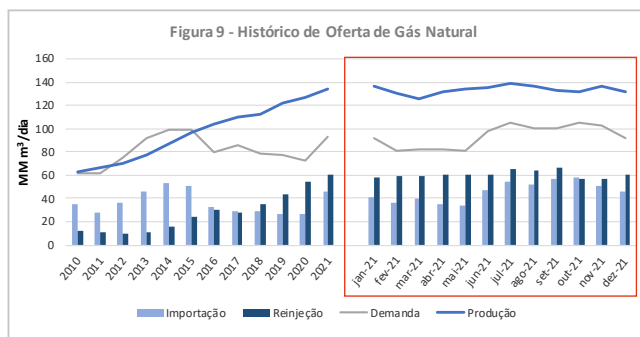
^f Até o fechamento desta edição, o MME não havia publicado a edição nº 179 do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural com dados referentes ao mês de janeiro de 2022.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME¹⁸.

A demanda de gás natural no mês de dezembro de 2021 foi de 92,14 MM m³/dia, enquanto a oferta total no mês foi igual a 96,12 MM m³/dia, sendo 51,73% de origem nacional e 48,26% (46,39 MM m³/dia) de origem importada (Figura 9). O volume importado da Bolívia, via Gasbol, foi de 17,83 MM m³/dia, enquanto a oferta de GNL regaseificado foi de 26,56 MM m³/dia.

A média de gás importado em 2021 foi de 45,91 MM m³/dia e média da oferta nacional foi de 51,49 MM m³/dia. Houve um aumento na média de importação 42,80% em relação à média de importação de 2020 (26,26. MM m³/dia). A Figura 9 apresenta o histórico da movimentação de gás natural desde 2010 até dezembro de 2021.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME¹⁹.

1.3. Licitações de E&P e Desinvestimentos Petrobras

Oferta Permanente

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou os setores que serão ofertados no 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão (OPC), cuja sessão pública está prevista para 13 de abril. Conforme estabelecem as regras da Oferta Permanente, os setores definidos para um ciclo são aqueles que receberam declarações de interesse de empresas previamente inscritas, acompanhadas de garantia de oferta e aprovadas pela Comissão Especial de Licitação. Até a presente data, houve a inscrição de 78 empresas²⁰.

Os setores que comporão o Ciclo são aqueles cujas declarações de interesse foram aprovadas anteriormente pela CEL. Até o dia 14 de março, as empresas podem apresentar novas declarações de interesse, acompanhadas de garantia de oferta, para os setores já definidos para o 3º Ciclo da OPC¹⁹.

Oferta Permanente de Partilha de Produção

A Diretoria da ANP aprovou o pré-edital e as minutas de contrato que preveem as regras da licitação de 11 blocos localizados no polígono do pré-sal no inédito sistema de Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP)²⁰.

O pré-edital e as minutas de contrato serão enviados para aprovação do Ministério de Minas e Energia. Essa licitação foi autorizada em função da publicação da Resolução CNPE nº 26/2021, que autorizou a licitação dos 11 blocos mencionados no sistema de OPP e aprovou os parâmetros técnicos e econômicos do certame. Em seguida, por meio da Resolução CNPE nº 01/2022, foi estabelecido que o Edital de licitação dos blocos a serem ofertados na OPP indicaria a participação obrigatória da Petrobras, como operadora, na proporção de 30% (trinta por cento) em cada um dos blocos de Água Marinha e Norte de Brava²¹.

A expectativa é realizar o Primeiro Ciclo da OPP ainda em 2022 e é importante destacar que os 11 blocos exploratórios a serem oferecidos na Oferta

Permanente de Partilha de Produção (OPP) não possuem relação com aqueles oferecidos no 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão (OPC)²⁰.

Desinvestimentos Petrobras

A Petrobras anunciou no final do mês de janeiro seus planos de desinvestimentos. Em primeiro lugar, foi adiada a oferta com a Novonor (antiga Odebretch) pelas ações PN da Braskem. Desde o anúncio do follow on até 27 de janeiro, as ações da BRKM5 caíram 18%, o que provavelmente motivou o adiamento. No dia 28, as ações da BRKM5 subiram 7%²².

A Petrobras também confirmou a venda do Pólo Potiguar para a 3R. O valor total da venda é de US\$ 1,38 bilhão, sendo (a) US\$ 110 milhões pagos na data da assinatura do contrato de compra e venda; (b) US\$ 1,04 bilhão no fechamento da operação, e; (c) US\$ 235 milhões que serão pagos em 4 parcelas anuais de US\$ 58,75 milhões, a partir de março/2024²¹.

Por fim, em relação ao Pólo Urucu, a Petrobras informou que concluiu sem sucesso as negociações com

a Eneva para a venda da totalidade de sua participação em um conjunto de sete concessões de produção terrestre. A empresa disse que avaliará as melhores alternativas para essas concessões²¹.

Cessão Onerosa

A comercialização da parcela de petróleo da União nos campos de Sépia e Atapu deve gerar US\$ 7 bilhões a mais do que o esperado para os cofres públicos até 2031, aponta a revisão das Estimativas de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção divulgada pela Pré-Sal Petróleo (PPSA)²³.

O resultado do leilão havia definido os percentuais de excedente em óleo para a União de 37,43% para Sépia e 31,68% para Atapu, elevando a projeção da parcela total de petróleo destinada à União na próxima década de 1,53 bilhão de barris para 1,62 bilhão nos contratos de partilha de produção²².

O acréscimo deve gerar uma arrecadação com a comercialização deste óleo de cerca de US\$ 115,8 bilhões para US\$ 122,7 bilhões até 2031²².

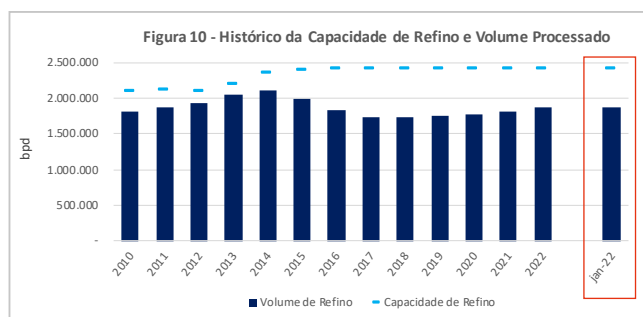
2. Mid e Downstream

2.1. Processamento de Petróleo

A Figura 10 apresenta a capacidade instalada para refino de petróleo no Brasil e o histórico do volume processado.

O volume de petróleo processado nas refinarias brasileiras em janeiro de 2022 (58,14 MM barris) foi 1,74 % menor em relação ao mês de dezembro de 2021 (59,17 MM barris). Entretanto, em relação ao mesmo período no ano anterior, em janeiro de 2021 (54,93 MM barris), a produção atual foi 5,84 % maior.

Já a produção de derivados alcançou 62,22 MM barris⁹ em janeiro de 2022. Dentre os distintos combustíveis e derivados produzidos, gasolina e diesel representaram, respectivamente, 23 % e 38 %.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹².

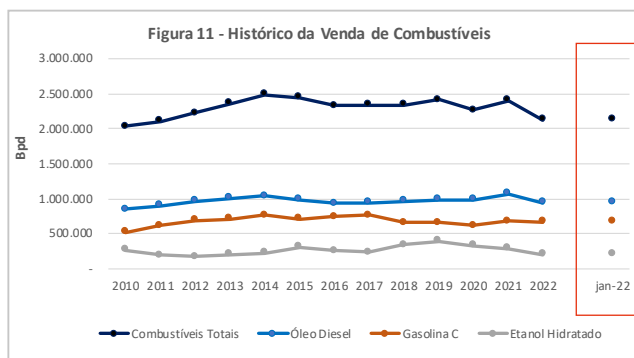
2.2. Distribuição e Revenda de Combustíveis

No Brasil, foram comercializados, no total, cerca de 65,97 MM barris de combustíveis em janeiro de 2022. Desse modo, foram comercializados, em média, 2,13

MM bpd durante os dias do referido mês (Figura 11). Tal quantitativo aponta uma diminuição de 13,40% em relação ao mês anterior (dezembro de 2021). E em relação ao mesmo período no ano passado, janeiro de 2021, a produção de janeiro de 2022 diminuiu em 6,06%.

O diesel foi o produto mais vendido dentre os combustíveis, em janeiro de 2022, representando 44,06 % do total, com volume médio de 0,94 MM bpd. A sua média de vendas registrou uma queda de aproximadamente 6,35 % em comparação ao mês de dezembro de 2021 (1,00 MM bpd). E dentre os demais combustíveis, destacam-se as vendas de gasolina C, representando 31,12 % do total, que, em janeiro, registrou uma redução de 19,78 % nas vendas em comparação ao mês anterior.

Com relação ao etanol hidratado, foi registrada uma queda de 20,88 % em suas vendas entre os meses de dezembro/2021 e janeiro/2022.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹².

⁹ Esse volume corresponde ao somatório das produções de asfalto, coque, gasolina A, gasolina de aviação, GLP, lubrificante, nafta, óleo combustível, óleo diesel, querosene de aviação, parafina, querosene iluminante, solvente, outros energéticos e não energéticos produzidos nas refinarias brasileiras.

2.3. Preços de Petróleo e Derivados Comercializados

Na Tabela 2 são apresentados os preços de importação e exportação de petróleo e seus derivados.

Analisando o histórico de comercialização em termos de preço, no mês de janeiro de 2022, nota-se uma redução nos preços de exportação do petróleo (-6,12 %). Nota-se um aumento incomum no preço da gasolina A e do óleo combustível quando comparados com os preços praticados em dezembro de 2021. Os dados referentes a comercialização de óleo diesel não foram publicados até a data de fechamento dessa edição.

No que se refere aos preços de importação, observa-se que houve um aumento no preço do petróleo (+1,45 %), e um aumento atípico no preço do óleo diesel e no preço da gasolina A na comparação entre os meses de dezembro/2021 e janeiro/2022.

O preço médio do petróleo importado adquirido em dezembro foi de US\$ FOB 81,41/BBL, enquanto do petróleo exportado foi, em média, US\$ FOB 61,56/BBL.

Em termos de volume, em janeiro, foram importados 6,49 MM barris de petróleo, enquanto 32,93 MM barris foram exportados.

Tabela 2 - Histórico de Comercialização de Petróleo e Derivados.

Mês	Petróleo (US\$ FOB/BBL)		Derivados (US\$ FOB/BBL)				
	Importação	Exportação	Importação		Exportação		
			Diesel	Gasolina	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível
Janeiro/21	68,23	45,77	57,13	50,18	72,87	22,79	56,29
Fevereiro/21	49,48	53,13	61,32	56,92	67,82	60,16	72,14
Março/21	61,25	57,95*	70,28	66,51	100,81	52,64	69,03*
Abril/21	60,01	60,63*	70,17	70,19	83,40	70,36	68,94
Maior/21	60,76	61,52*	72,37*	76,00	88,17	71,84*	66,35*
Junho/21	62,12	64,40*	75,14*	74,90*	91,12	76,02	72,78*
Julho/21	68,51	68,44*	79,54*	72,29*	94,80	74,99	75,09*
Agosto/21	83,86	66,10*	80,54*	78,25*	93,93	80,23	76,88*
Setembro/21	76,41	65,95*	79,66*	79,88*	95,52	85,17*	80,15*
Outubro/21	71,45	71,41*	85,34*	88,71	96,31	87,91	86,02*
Novembro/21	77,10	74,70*	93,45*	93,56*	102,06	307,20	85,63*
Dezembro/21	80,24	65,58	92,43	88,87	103,92	84,83	86,10
Média 2020	68,29	62,97	76,45	74,69	90,89	89,51	74,62
Janeiro/22	81,41	61,56	249,34	9994,85 ^h	- ⁱ	769,36 ^h	955,10 ^h

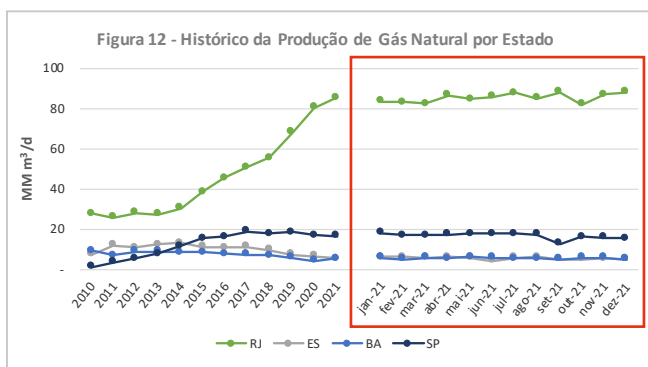
Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP ¹².

* Valores alterados pela ANP em relação aos publicados no informe anterior.

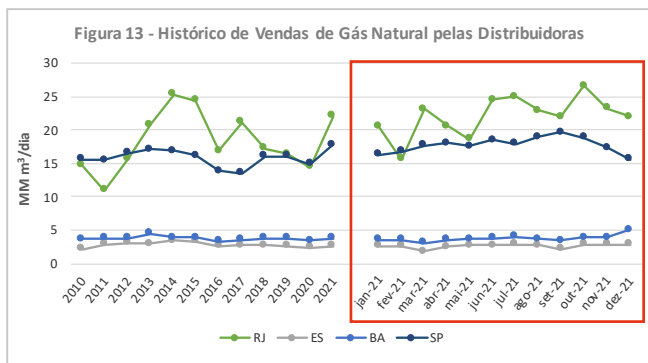
- h** Os valores de volume e receita do setor de derivados importados e exportados, reportados pela ANP, levam a um preço unitário que representa um valor incompatível com o mercado, levando a crer que os valores reportados são decorrentes de ajuste de volume e receita de batelada do mês anterior.
- i** Os dados referentes a comercialização de óleo diesel não foram publicados até a data de fechamento dessa edição.

2.4. Comercialização de Gás Natural

As Figuras 12 e 13 apresentam, respectivamente, os históricos de produção e comercialização de gás natural pelas distribuidoras dos estados da Bahia (BahiaGás), Espírito Santo (ES Gás), Rio de Janeiro (CEG e CEG Rio) e São Paulo (Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural Fenosa). Os últimos dados aqui registrados são do mês de dezembro de 2021^f.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹².



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME¹⁶.

Com relação à produção de gás natural no Brasil, em dezembro de 2021, foi registrado um quantitativo total de 4,10 bilhões de m³ produzidos¹². Analisando a produção total, a produção de gás natural nos meses de novembro e dezembro foram similares, nota-se um pequeno aumento de 0,05 % em seu volume no mês de dezembro.

No nível estadual, na comparação entre os meses de novembro e dezembro de 2021, nota-se uma elevação na produção do Rio de Janeiro em cerca de 1,32 %; e uma redução nos estados de São Paulo (-2,27%); Espírito Santo (-2,61 %); e, na Bahia (-15,47 %). O estado com maior participação na produção brasileira foi o Rio de Janeiro (66,77%).

A produção média de gás natural no ano de 2021, aumentou 27,15 % no estado da Bahia, 5,90 % no Rio de Janeiro e diminuiu -13,75% no Espírito Santo e -1,37 % no estado de São Paulo, comparado ao ano de 2020.

Quanto às vendas, foram demandados, no total, em dezembro de 2021, 72,094 MM m³/dia, o que representa uma redução de -9,36 % em comparação ao mês de novembro.

No ano de 2021, a venda média de gás natural, aumentou 10,54 % no estado da Bahia, 52,51 % no Rio de Janeiro, 6,52 % no Espírito Santo e 19,05 % no estado de São Paulo, em relação ao ano de 2020.

j Somatório de: (i) demanda das distribuidoras locais de gás canalizado; (ii) consumo das refinarias e Fábrica de Fertilizantes - Fafens; e (iii) consumo de usinas termelétricas informado por outros agentes.

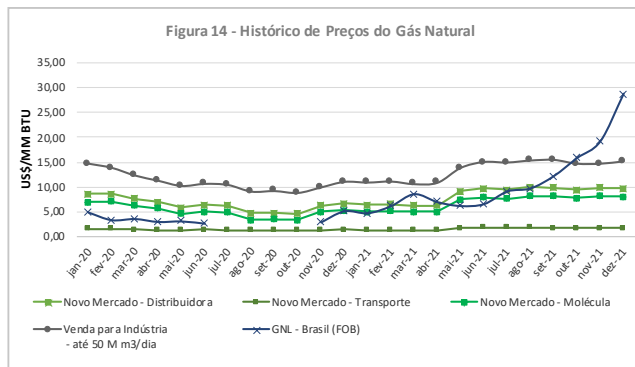
2.5 Preços do Gás Natural para as distribuidoras e para o consumidor industrial

A Figura 14 apresenta o histórico dos preços do transporte, da molécula e da venda da Petrobras (média nacional) para as distribuidoras no Novo Mercado de Gás^k até dezembro de 2021. Nela, também estão incluídos os preços do gás natural do consumidor industrial na faixa de consumo de até 50 M m³/d e o preço FOB do GNL no Brasil (média nacional).

O preço da molécula de gás nos contratos realizados na modalidade Novo Mercado de Gás diminuiu -1,67 % de novembro para dezembro de 2021, registrando o valor de US\$ 8,012/MM Btu.

No mês de dezembro, o preço do gás natural para o consumidor industrial, na faixa de consumo de até 50 M m³/d, foi de US\$ 15,13/MM Btu, representando um aumento de 3,21 % em relação ao mês anterior.

Já o preço do GNL registrou US\$ 28,74/MM Btu, comparando os meses novembro e dezembro de 2021, apresentou um aumento 49,53 %. Esse recorrente aumento do preço do GNL ocorre devido a aspectos de retomada da produção gasífera e recuperação econômica.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME¹⁶.

SIX

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o acordo para recolhimento de royalties devido à produção de petróleo e gás na Unidade de Industrialização do Xisto (SIX). A ANP também aprovou o contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural proveniente de xisto. O acordo prevê o pagamento de R\$ 576 milhões (a ser atualizado até a assinatura do acordo), sendo R\$ 144 milhões à vista e o restante parcelado em 60 vezes, e a celebração de um contrato de concessão, com alíquota de royalties de 5%.²⁴

^k A modalidade Novo Mercado de Gás passou a vigorar em janeiro de 2020 e os contratos remanescentes na Nova Modalidade Firme Renegociada se encerraram em março de 2020.

3. Biocombustíveis

3.1. Produção e Consumo de Biocombustíveis

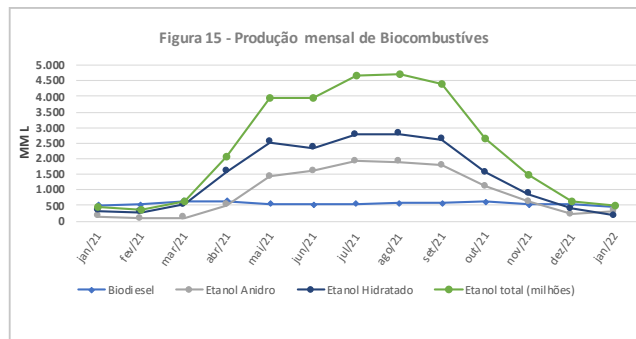
As Figuras 15 e 16 apresentam a evolução da produção e consumo de etanol e biodiesel desde janeiro de 2021 até janeiro de 2022.

Desde o início do ciclo 2021/2022 até o primeiro dia de fevereiro de 2022, a moagem de cana-de-açúcar somou 1.043,2 MM de toneladas, representando uma redução de 12,71% em relação às 1.195,2 MM de toneladas contabilizadas no mesmo período do ciclo anterior. Na segunda quinzena do mês de janeiro de 2022 não foi registrada moagem da matéria-prima.

Devido período de entressafra, a moagem de cana-de-açúcar foi encerrada na região Centro-Sul. Com isso, na segunda quinzena do mês, as unidades que processam milho contabilizaram a produção de 39,46 milhões de litros de etanol anidro e 123,34 milhões de hidratado. Entretanto, o saldo da quinzena é de 32 milhões de litros de etanol anidro e 132 milhões de hidratado, indicando reprocessamento por parte das usinas de cana-de-açúcar²⁵.

A produção total de etanol, em janeiro de 2022, alcançou 499,54 milhões de litros, representando uma queda de 19,3 % em comparação ao mês anterior (Figura 15). Do total produzido, 169,61 milhões de litros corresponderam ao etanol anidro e 330,09 milhões de litros ao etanol hidratado.

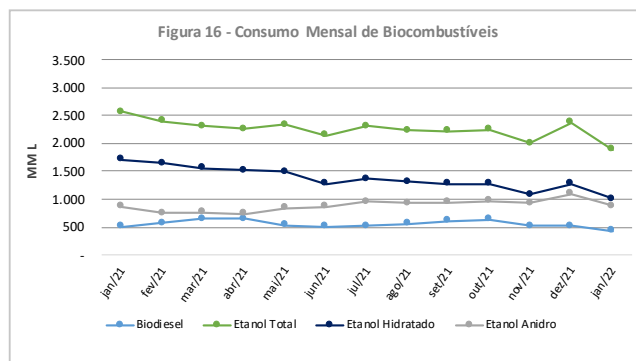
Quanto ao biodiesel, foram produzidos 458,15 milhões de litros em janeiro de 2022, resultando numa diminuição de -12,85 % em relação ao mês de dezembro de 2021 (552,72 MM de litros).



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹².

Em relação ao consumo de etanol, este totalizou 1,89 bilhões de litros em janeiro de 2022, registrando uma queda de -20,37 % em relação ao mês anterior (Figura 16). O etanol hidratado correspondeu a 53,30 % das vendas totais e também apresentou uma diminuição de -20,88 % em suas vendas entre dezembro/2021 e janeiro/2022.

No caso do biodiesel, o seu consumo total foi de 426 milhões de litros em janeiro de 2022, o que representa uma diminuição de -18,86 % em comparação ao mês anterior (525 MM de litros) (Figura 16).



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da ANP¹².

3.2 Comercialização de CBIO

A Figura 17 apresenta o histórico do número de CBIOs em estoque e aposentados, juntamente com o preço de negociação pela B3, de janeiro de 2021 a janeiro de 2022¹.

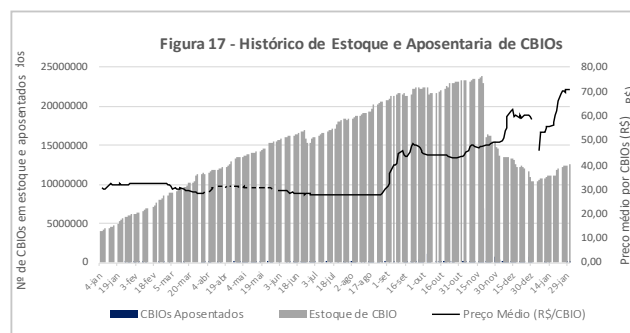
O Ministério de Minas e Energia (MME) informou a abertura de créditos de descarbonização (CBIOs), em 1º de janeiro de 2022, contabilizando um estoque de 10.426.464 CBIOs, o que corresponde a 29% da meta definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para o ano. O MME também aponta que a oferta total de CBIOs, emitidos mais estoques, prevista para 2022, será superior ao volume de CBIOs necessário para o cumprimento integral da meta definida para o ano²⁶.

Na comercialização finalizada do mês de janeiro de 2022, correspondendo ao seu último dia, o estoque de CBIOs fixou-se em 8,21 milhões, ficando desse total, 43,8% em posse do emissor primário, 54,2%

estão com posse das distribuidoras e 2,0% com partes não obrigadas.

O preço médio de um CBIO no período registrou R\$ 60,42, representando um aumento de 5,69% em relação ao mês de dezembro de 2021.

Na comercialização do mês de janeiro de 2022, os CBIOs evitaram a emissão de 2,15 milhões de toneladas de CO₂, o equivalente a cerca de 15 milhões de árvores plantadas²⁷.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados da B3²⁸.

¹ O Crédito de Descarbonização (CBIO) é um mecanismo de política pública criado no Brasil para compensar as emissões de CO₂, destinado ao segmento das distribuidoras de combustíveis de origem fóssil. O CBIO está inserido no conjunto de políticas para atender aos termos do Acordo de Paris em 2015 (COP 21) – do qual o Brasil é signatário – definidor de metas de descarbonização para mitigar o aquecimento global e a crise climática. O tratado originou a obrigatoriedade de se estabelecerem metas para reduzir as emissões dos gases causadores do efeito estufa. Desse modo, os CBIOs constituem um dispositivo que contribui para uma transição energética e novo modelo de desenvolvimento.

Referências

- 1 <https://petronoticias.com.br/fpso-guanabara-chega-ao-campo-de-mero-para-ultimos-testes-para-iniciar-producao-de-petroleo-e-gas-em-seis-meses/>
- 2 <https://petronoticias.com.br/enauta-contrata-a-perfuracao-de-dois-pocos-adicionais-no-sistema-definitivo-de-atlanta/>
- 3 <https://editorabrasilenergia.com.br/a-reducao-da-aliquota-de-royalties-e-os-seus-efeitos-esperados/>
- 4 <https://epbr.com.br/energia-e-gas-competitivos-sao-essenciais-para-alavancar-fertilizantes-nacionais-diz-ceo-da-unigel/>
- 5 <https://epbr.com.br/petrobras-scgas-e-sulgas-vencem-chamada-publica-do-gasbol/>
- 6 <https://www.camara.leg.br/noticias/850894-governo-edita-medida-provisoria-que-ajusta-regras-de-cobranca-de-pis-e-cofins-sobre-etanol/#:~:text=O%20Di%C3%A1rio%20Oficial%20da%20Uni%C3%A3o,%2C%20sem%20passar%20pelas%20distribuidoras>
- 7 <https://abiogas.org.br/abiogasesws-fevereiro-2022/>
- 8 <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IwZTlxliwid-CI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>
- 9 <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>
- 10 <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- 11 <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- 12 <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- 13 <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>
- 14 <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>
- 15 https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm
- 16 <https://www.kincaid.com.br/frota-de-apoio-maritimo-comeca-ano-proxima-de-400-embarcacoes/>
- 17 <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>
- 18 <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2021/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2021.pdf/view>
- 19 <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2021/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2021.pdf/view>
- 20 <https://portal.ppi.gov.br/terceiraofertapermanente>
- 21 <https://portal.ppi.gov.br/petrobrasblocos>
- 22 <https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/petrobras-petr4-novidades-sobre-planos-de-desinvestimentos/>
- 23 <https://epbr.com.br/agio-de-sepia-e-atapu-deve-gerar-us-7-bi-a-mais-com-comercializacao-de-oleo-da-uniao-ate-2031/>

- 24 https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-aprova-acordo-relativo-a-producao-de-petroleo-e-gas-pela-six
- 25 <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/unica-atualizacao-producao-etanol-2021-22-quinzena-janeiro-150222>
- 26 <https://jornalcana.com.br/mme-contabilizou-mais-de-104-milhoes-de-cbios-ate1o-de-janeiro/>
- 27 <https://www.ibflorestas.org.br/conteudo/compensacao-de-co2-com-plantio-de-florestas-2>
- 28 http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/historico/renda-fixa/

Glossário

CLIQUE E CONFIRA

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia