

# RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

4º TRIMESTRE DE 2021

*P-70, no Campo de Atapu*

## Destaque de produção e vendas em 2021

Rio de Janeiro, 9 de fevereiro de 2022

A Petrobras obteve um excelente desempenho operacional em 2021, atingindo todas as metas de produção para o ano com registro das seguintes marcas:

Produção	Realizada	Meta
Óleo e LGN (MMbpd)	2,22	2,21 +/- 4%
Óleo, LGN e gás comercial (MMboed)	2,46	2,43 +/- 4%
Óleo, LGN e gás total (MMboed)	2,77	2,72 +/- 4%

Os destaques de 2021 foram:

- início de produção do FPSO Carioca, em 23 de agosto, primeira plataforma no campo de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos. No ano foram interligados 3 novos poços produtores e atualmente a produção operada está acima de 130 mil bpd;

*“A entrada em operação do primeiro projeto de Sépia é um marco para todos nós que trabalhamos na Petrobras. É a vitória da garra, da persistência e da capacidade técnica de nossos profissionais, num cenário externo desafiador em função da pandemia”,* afirma o diretor de Desenvolvimento da Produção, João Henrique Rittershausen;

- conclusão, em 18 de julho, do *ramp-up* da P-70, no campo de Atapu, em menos de 13 meses. Dessa forma, a plataforma atingiu, com 4 poços produtores, a produção operada de 161 mil bpd, superando a capacidade nominal do projeto;
- recorde na produção própria do pré-sal, com média anual de 1,95 MMboed, representando 70% da produção total da Petrobras. Nossa produção no pré-sal vem crescendo rapidamente e o recorde registrado representa mais do que o dobro do volume que produzíamos nesta camada há 5 anos;
- recorde anual de aproveitamento de gás com a marca de 97,2% do gás produzido. Esse recorde contribui de forma significativa para a redução das emissões e maior eficiência em carbono;
- assinatura e início da vigência, em 1º de setembro, do acordo de coparticipação do campo de Búzios, que regula a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo. Assim, passamos a deter 90% dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes, excluindo-se a parcela da PPSA, e 92,666% dos volumes da jazida compartilhada;
- aquisição, em 17 de dezembro, dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sépia. A Petrobras exerceu seu direito de atuar como operadora, com 30% de participação no consórcio vencedor de Sépia. Para Atapu, por sua vez, o consórcio será integrado pela Petrobras como operadora, com 52,5% de participação. Com o início da vigência do Regime de Partilha de Produção em Atapu e Sépia, previsto para o início de maio de 2022, as participações da Petrobras nas jazidas compartilhadas, incluindo as parcelas do Contrato de Cessão Onerosa e dos Contratos de Concessão e passarão a ser respectivamente 65,69% para Atapu e 55,30% para Sépia.

*“O alcance desses resultados demonstra o compromisso da Petrobras com o cumprimento das suas metas e o foco em ativos em águas profundas e ultraprofundas, que têm demonstrado grande diferencial competitivo, produzindo óleo de baixo custo de extração e alta qualidade, com baixas emissões de gases de efeito estufa”,* afirma o Diretor de Exploração e Produção, Fernando Assumpção Borges.

No 4T21, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,70 MMboed, 4,5% abaixo do 3T21, em função do início de vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios e das paradas para manutenção em plataformas do pré-sal com alta produção (P-66, P-75, P-76, FPSO Cidade de Ilhabela, FPSO Cidade de Mangaratiba e FPSO Cidade de São Paulo). Estes fatores foram parcialmente compensados pelo *ramp-up* do FPSO Carioca.

Como parte da nossa estratégia de gestão de portfólio, no 4T21 destacamos a conclusão da venda da totalidade das nossas participações nos campos terrestres dos polos: (i) Miranga e Remanso, na Bahia, (ii) Cricaré, no Espírito Santo e (iii) da concessão de Rabo Branco, em Sergipe. Estes campos tiveram, em conjunto, uma produção média de 5,2 mil bpd de óleo e 468 mil m<sup>3</sup>/dia de gás no período de janeiro a novembro de 2021.

Mais recentemente, revisamos a meta de produção divulgada no Plano Estratégico 2022-2026, em função do resultado da 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa em Atapu e Sépia, que resultou, para o ano de 2022, em uma redução no valor de 70 Mboed para a produção total de óleo e gás. Para o período de 2023 a 2026, o impacto médio estimado para a produção é uma redução de 0,1 MMboed.

O FPSO Anchieta, localizado no campo de Jubarte, Bacia de Campos, encontra-se paralisado desde o dia 22 de janeiro, após a constatação da presença de óleo próximo à embarcação. Foram imediatamente tomadas as providências antipoluição adequadas, que se mostraram efetivas. A situação está estabilizada e o FPSO voltará a operar quando um plano de ação for aprovado junto às autoridades.

Em 28 de janeiro de 2022, tivemos a chegada à locação do FPSO Guanabara no Campo de Mero. Esse será o primeiro sistema de produção definitivo a ser instalado nesse Campo, com início da operação previsto para o primeiro semestre de 2022.

O volume de vendas de derivados cresceu 8,5% em 2021 em relação ao ano anterior, com destaque para o aumento da comercialização de gasolina, diesel e QAV, principalmente em função do forte impacto nas vendas causado pela pandemia da COVID-19 em 2020, além da menor importação de gasolina e diesel por terceiros entre os períodos, resultando em aumento da participação da companhia no mercado. No caso da gasolina também teve relevância o ganho de participação de mercado sobre o etanol, principalmente pela sua competitividade em preços a nível de consumidor (nas bombas/*service stations*), e no caso do diesel, o crescimento da economia em 2021, com destaque para o setor industrial. Outro derivado que contribuiu para o crescimento do volume de vendas total foi o óleo combustível, cujas vendas cresceram em 2021 na comparação com o ano anterior, devido à maior demanda para uso em térmicas.

Batemos recorde anual de vendas e produção de diesel S-10 em 2021, com aumento de 34,7% nas vendas e de 10% na produção. O crescimento do consumo do óleo diesel S-10 ocorre juntamente com modernização da frota nacional, garantindo melhores resultados ambientais e econômicos para os usuários.

A produção de derivados em 2021 também superou os volumes de 2020, apesar da concentração de paradas programadas de manutenção, deslocadas de 2020, período inicial e mais crítico da COVID-19.

Mesmo com diversas paradas de manutenção, alcançamos o fator de utilização total (FUT) médio de 83% de nossas refinarias em 2021, o maior índice dos últimos cinco anos, o que mostra os ganhos de eficiência na gestão das unidades.

Com o início do programa RefTOP em maio de 2021 também obtivemos melhorias nos indicadores relacionados ao meio ambiente e desempenho energético. O indicador de emissões de gases de efeito estufa do Refino (IGEE) teve um resultado de 39,7 gCO<sub>2</sub>e/CWT em 2021, superando a meta estabelecida. No total, foram evitadas emissões de cerca de 280 mil toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente para o meio ambiente caso as refinarias tivessem operado 2021 com o índice de 2020, o que equivale a aproximadamente 60% da emissão da frota de ônibus urbanos da cidade de São Paulo de 2021, conforme dados do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA).

Em 2021 atingimos um recorde anual de processamento de pré-sal no nosso parque de refino com 59% da carga processada, 9% acima de 2020. Nossa capacidade de processamento de óleo do pré-sal tem se elevado continuamente e houve forte avanço no 4T21 em linha com estratégia da companhia de alavancar o processamento de petróleos do pré-sal, que têm baixo teor de enxofre, trazendo vantagens competitivas e oportunidades de aumento da margem de refino, favorecendo a produção de diesel S-10 e *bunker*.

No 4T21 destacamos a conclusão da venda da refinaria RLAM, em 30 de novembro, cuja capacidade correspondia a cerca de 13% do total do nosso parque.

Este desinvestimento, em conjunto com fatores sazonais, contribuiu para menores vendas no mercado interno no 4T21 em comparação ao 3T21, totalizando 1,848 MMbpd, e para a queda na produção de derivados no mesmo período de 1,1%.

As exportações líquidas foram 40,2% menores em 2021 pela conjunção de menor volume de exportação e maior volume de importação no ano. A exportação de petróleo foi menor em 2021 devido à menor produção de petróleo e à maior demanda no mercado interno. Estes fatores, aliados ao maior número de paradas programadas nas refinarias, resultaram no aumento das importações, viabilizando o atendimento dos contratos de venda com clientes.

Obtivemos recorde de operações de transbordo (*ship-to-ship*) de petróleo para exportação mensal de petróleo em maio de 2021, realizando 24 operações de transbordo. O recorde anterior era de 21 operações, ocorrido também em 2021, no mês de março.

Em 2021, Búzios foi a principal corrente na nossa cesta de exportação. No 4T21, continuamos tendo Búzios como destaque, porém aumentamos a participação de Atapu incluindo dois novos clientes para essa corrente em nossa carteira, mostrando os resultados da nossa estratégia de *marketing* e vendas. Além disso, realizamos a primeira exportação da corrente de Sépia, com uma carga exportada no período.

O desenvolvimento de novos mercados para as correntes dos óleos do pré-sal tem sido um fator relevante para o aumento da geração de valor nas exportações de petróleo, uma vez que torna possível explorar as arbitragens a cada momento, buscando sempre os mercados que pagam mais pelos óleos da Petrobras. Em 2021, aproximadamente 45% das exportações tiveram destino para refinadores na China, 20% para Europa, 20% para as Américas e 15% para outros destinos na Ásia.

Em 2021, a geração de energia elétrica alcançou 3.419 MW médios, um aumento de 94,7% em relação a 2020, em virtude das condições hidrológicas ao longo de 2021 e dos efeitos da retomada econômica após o auge da pandemia da COVID-19. Destacamos a contratação de 1.284 MW de potência em dezembro de 2021 no primeiro leilão de reserva de capacidade do país (A-5), configurando uma importante oportunidade para recontração das nossas usinas, especialmente nessa conjuntura energética em que as usinas termelétricas têm desempenhado papel fundamental na complementação energética no Sistema Interligado Nacional.

O volume de vendas de gás natural aumentou 25% em 2021, na comparação com o ano anterior. Esse aumento pode ser explicado tanto pelo maior despacho termelétrico, quanto pela recuperação do consumo por parte do segmento industrial, impactado pelos efeitos da pandemia da COVID-19 no ano de 2020.

Pelo lado da oferta, o volume de GNL regaseificado alcançou 23 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2021 (aumento de 188% em relação a 2020), contribuindo para uma oferta total de gás natural ao mercado de aproximadamente 85 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse maior volume de GNL entregue ao mercado foi viabilizado com a ampliação da capacidade de regaseificação do terminal da Baía de Guanabara (RJ), que passou de 20 MM de m<sup>3</sup>/dia para até 30 MM de m<sup>3</sup>/dia. Tal fato evidencia o esforço empreendido pela Petrobras no intuito de garantir o atendimento dos compromissos junto aos nossos clientes.

## 1 - Exploração &amp; Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.663	2.790	2.637	2.732	2.788	(4,6)	1,0	(2,0)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.151	2.269	2.135	2.211	2.266	(5,2)	0,7	(2,4)
Terra e águas rasas	92	95	114	99	137	(3,2)	(19,3)	(27,7)
Pós-sal profundo e ultra profundo	458	501	556	496	582	(8,6)	(17,6)	(14,8)
Pré-sal	1.601	1.673	1.465	1.616	1.546	(4,3)	9,3	4,5
Gás natural (Mboed)	513	520	502	521	522	(1,3)	2,2	(0,2)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	41	41	45	42	48	-	(8,9)	(12,5)
Total (Mboed)	2.704	2.830	2.682	2.774	2.836	(4,5)	0,8	(2,2)
Total comercial (Mboed)	2.404	2.501	2.383	2.460	2.531	(3,9)	0,9	(2,8)

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 4T21 foi de 2.704 Mboed, uma redução de 4,5% em relação ao 3T21, em função principalmente de paradas programadas em plataformas com elevada produção e do início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, fatores parcialmente compensados pelo *ramp-up* do FPSO Carioca.

Esses fatores também explicaram a variação da produção nos campos do pré-sal, que alcançou 1.601 Mbpd no trimestre, 4,3% inferior ao 3T21. A produção total no pré-sal foi de 1.930 Mboed no trimestre, representando 71% da produção total da Petrobras.

A produção do pós-sal no 4T21 foi de 458 Mbpd, 8,6% inferior ao trimestre anterior, devido às maiores perdas com paradas de manutenção e ao declínio natural dos reservatórios.

A produção em terra e águas rasas, por sua vez, foi de 92 Mbpd, 3 Mbpd inferior ao trimestre anterior, devido aos desinvestimentos de campos terrestres e ao declínio natural de produção.

A produção no exterior foi de 41 Mboed, sendo referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 3T21.

## 2 - Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção total	1.910	1.932	1.898	1.852	1.828	(1,1)	0,6	1,3
Volume total de vendas no mercado	1.848	1.946	1.765	1.806	1.664	(5,0)	4,7	8,5
Carga de referência	2.082	2.176	2.176	2.153	2.176	(4,3)	(4,3)	(1,1)
Carga fresca processada	1.798	1.819	1.782	1.740	1.709	(1,2)	0,9	1,8
Fator de utilização da carga fresca (%)*	86%	84%	82%	81%	79%	2,0	4,0	2,0
Carga de destilação total	1.824	1.850	1.827	1.775	1.745	(1,4)	(0,2)	1,7
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	88%	85%	84%	83%	80%	3,0	4,0	3,0
Carga processada	1.846	1.851	1.823	1.780	1.754	(0,3)	1,3	1,5
Participação do óleo nacional na carga (%)	92%	93%	95%	92%	94%	(1,0)	(3,0)	(2,0)

As vendas de derivados no mercado interno no 4T21 foram 5% menores do que no 3T21, principalmente devido ao menor volume comercializado de diesel e GLP, em razão da sazonalidade destes produtos, e óleo combustível, por menor despacho termelétrico no último período. No sentido contrário, observamos aumento no volume de gasolina no 4T21 pela maior demanda sazonal e QAV devido à recuperação do mercado de aviação.

A produção de derivados teve redução de 1,1% no 4T21 em relação ao 3T21 devido à queda da demanda do mercado interno e ao desinvestimento da RLAM. Por outro lado, o FUT das refinarias se elevou no 4T21 para 88%, contra 85% no 3T21, devido ao retorno de unidades relevantes que estavam em parada programada no 3T21 e à produção mais elevada em outras refinarias.

A parcela do petróleo do pré-sal representou 62,5% da carga total no 4T21, ligeiramente abaixo do 3T21 quando tivemos o recorde de processamento deste grupo de óleos de 63%. Em 2021 atingimos um recorde anual de processamento de pré-sal no nosso parque de refino com 59% da carga processada, 9% acima de 2020.

### 2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	732	740	752	726	716	(1,0)	(2,6)	1,4
Volume de vendas para o mercado interno	790	867	754	801	687	(8,9)	4,7	16,7

As vendas de diesel tiveram uma redução de 8,9% no 4T21 em relação ao 3T21 principalmente devido à sazonalidade do consumo, mais elevado no terceiro trimestre do ano por conta do plantio da safra de grãos de verão e da atividade industrial. Adicionalmente, o desinvestimento da RLAM também impactou a evolução de vendas entre trimestres. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pela maior competitividade da Petrobras no mercado interno e consequente redução das importações de terceiros.

As vendas de diesel da Petrobras em outubro de 2021 foram as maiores desde outubro de 2015, com a comercialização de 894 Mbpd.

\* Fator de utilização do parque de refino é calculado somente com a carga fresca, formada por petróleo e C5+. Fator de utilização total do parque de refino considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais.

As vendas de diesel S-10 seguiram lógica semelhante e registraram uma queda de 6,4% no 4T21 em relação ao trimestre anterior. No 4T21, a participação do diesel S-10 nas vendas totais alcançou o recorde trimestral de 57,5%, com recorde mensal de 58,9% atingido em dezembro de 2021.

No 4T21, a produção de diesel foi 1% menor quando comparada ao 3T21 devido, principalmente, ao desinvestimento da RLAM, compensada parcialmente pelo aumento de produção em outras refinarias, possibilitando redução de importação de diesel no trimestre.

Foram destaques os recordes mensais de produção de diesel S-10, na REPLAN e REGAP em outubro, na REFAP em novembro e na REVAP em dezembro, bem como recorde de produção total de diesel S-10 no ano, superando em 10% o recorde anterior de 2020.

## 2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	430	440	388	409	356	(2,3)	10,9	14,7
Volume de vendas para o mercado interno	463	441	386	409	343	4,9	20,1	19,1

As vendas de gasolina alcançaram 463 Mbpd no 4T21, um crescimento de 4,9% em relação ao 3T21. Destaque para as vendas de dezembro de 2021 (471,7 Mbpd), as maiores em base diária desde abril de 2017, mesmo com a venda da RLAM concluída em 30 de novembro. O crescimento segue a sazonalidade típica do último trimestre. Houve ainda ganho de participação da gasolina sobre o etanol no consumo dos veículos flex, devido, principalmente, à relação de preços nas bombas que favoreceu a opção do consumidor pela gasolina em todos os estados do Brasil.

A produção de gasolina teve redução de 2,3% no 4T21 em comparação ao 3T21 principalmente devido ao desinvestimento da RLAM.

## 2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	292	288	299	280	293	1,3	(2,4)	(4,6)
Volume de vendas para o mercado interno	61	71	51	61	40	(14,9)	18,4	51,0

As vendas de óleo combustível no 4T21 registraram queda de 14,9% em relação ao 3T21 devido à menor demanda para geração termelétrica.

No 4T21, a produção de óleo combustível aumentou 1,3% na comparação com o 3T21, alinhado com a capacidade de produção, com direcionamento para maiores exportações no trimestre.

## 2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	77	79	90	76	106	(2,1)	(14,0)	(28,5)
Volume de vendas para o mercado interno	67	79	83	69	116	(16,1)	(20,3)	(41,0)

As vendas de nafta registram queda de 16,1% no 4T21 em relação ao 3T21 em decorrência, principalmente, do desinvestimento da RLAM, com diminuição das entregas para a Braskem na Bahia.

A produção segue acompanhando o desempenho das vendas, ficando 2,1% menor em comparação ao 3T21.

## 2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	126	134	119	122	125	(5,7)	5,9	(2,0)
Volume de vendas para o mercado interno	214	239	232	228	235	(10,7)	(7,9)	(3,0)

A redução das vendas no 4T21 em relação ao trimestre anterior deve-se, principalmente, aos fatores sazonais, a temperaturas médias mais elevadas no 4T21, ao menor consumo da indústria e ao desinvestimento da RLAM. Também contribuíram para a redução a maior participação de outros *players* no atendimento ao mercado e a base de comparação maior do 3T21 decorrente do maior distanciamento social devido à COVID-19, contribuindo para aumento do consumo do GLP para cocção.

A produção de GLP teve queda de 5,7% em relação ao 3T21, acompanhando a redução de mercado.

## 2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Volume de produção	88	78	62	70	57	12,5	42,3	22,4
Volume de vendas para o mercado interno	92	80	68	74	60	14,7	34,5	24,4

O aumento do volume de vendas de QAV no 4T21 em relação ao 3T21 deveu-se, sobretudo, à recuperação do mercado frente ao impacto negativo da COVID-19 no setor aéreo. O desinvestimento da RLAM reduziu em parte esse crescimento.

A produção de QAV segue em linha com o comportamento do mercado e apresentou aumento de 12,5% em relação ao 3T21.

## 3 - Gás e Energia

Operacional	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão - MW médio	2.383	2.455	2.404	2.439	2.404	(2,9)	(0,9)	1,5
Geração de energia elétrica - MW médio	3.526	3.977	3.435	3.419	1.756	(11,3)	2,6	94,7
Entrega de gás nacional (MM m <sup>3</sup> /dia)	44	40	41	43	44	10,0	7,3	(2,3)
Regaseificação de GNL - MM m <sup>3</sup> /dia	24	30	22	23	8	(20,0)	9,1	187,5
Importação Bolívia de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	20	20	21	20	18	-	(4,8)	11,1
Venda de gás natural e para consumo interno - MM m <sup>3</sup> /dia	87	88	82	85	68	(1,1)	6,1	25,0

No 4T21, a geração de energia elétrica foi de 3.526 MW médios, uma redução de 11,3% em relação ao 3T21, em virtude da melhora das condições hidrológicas e, conseqüentemente, do nível dos reservatórios das hidrelétricas no país. No mesmo período de comparação, houve uma redução no volume de vendas de disponibilidade térmica em leilão de 2,9% decorrente do desinvestimento das UTEs a óleo do Nordeste (Arembepe, Bahia 1 e Muricy) no mês de dezembro de 2021.

A demanda de gás natural permaneceu em linha com o 3T21. Em relação à oferta, com o término da parada do campo de Mexilhão realizada em setembro, foi possível elevar o volume de gás nacional entregue ao mercado no 4T21 e reduzir em 20% o volume de regaseificação de GNL em relação ao trimestre anterior.

## Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Diesel	790	867	754	801	687	(8,9)	4,8	16,6
Gasolina	463	441	386	409	343	5,0	19,9	19,2
Óleo combustível	61	71	51	61	40	(14,1)	19,6	52,5
Nafta	67	79	83	69	116	(15,2)	(19,3)	(40,5)
GLP	214	239	234	228	235	(10,5)	(8,5)	(3,0)
QAV	92	80	68	74	60	15,0	35,3	23,3
Outros	163	169	189	164	182	(3,6)	(13,8)	(9,9)
Total de derivados	1.850	1.946	1.765	1.806	1.663	(4,9)	4,8	8,6
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	4	5	4	5	(25,0)	(40,0)	(20,0)
Petróleo	83	4	4	24	3	1975,0	1975,0	700,0
Gás natural	364	365	335	352	292	(0,3)	8,7	20,5
Total mercado interno	2.300	2.319	2.109	2.186	1.963	(0,8)	9,1	11,4
Exportação de petróleo, derivados e outros	701	813	852	811	957	(13,8)	(17,7)	(15,3)
Vendas das unidades internacionais	53	32	51	46	85	65,6	3,9	(45,9)
Total mercado externo	754	845	903	857	1.042	(10,8)	(16,5)	(17,8)
Total geral	3.054	3.164	3.012	3.043	3.005	(3,5)	1,4	1,3

A partir do desinvestimento da RLAM, concluída em 30 de novembro de 2021, passamos a ter vendas de petróleo relevantes no mercado interno.

## Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	4T21	3T21	4T20	2021	2020	Variação (%)		
						4T21 X 3T21	4T21 X 4T20	2021 X 2020
Exportação (importação) líquida	374	398	611	444	743	(6,0)	(38,8)	(40,2)
Importação	327	415	241	367	214	(21,2)	35,7	71,5
Petróleo	138	130	112	154	97	6,2	23,2	58,8
Diesel	106	175	37	118	18	(39,4)	186,5	555,6
Gasolina	27	42	5	20	10	(35,7)	440,0	100,0
Nafta	-	-	2	-	14	-	-	-
GLP	40	61	76	65	70	(34,4)	(47,4)	(7,1)
Outros derivados	16	7	9	10	5	128,6	77,8	100,0
Exportação	701	813	852	811	957	(13,8)	(17,7)	(15,3)
Petróleo	440	604	618	575	713	(27,2)	(28,8)	(19,4)
Óleo Combustível	233	165	204	197	194	41,2	14,2	1,5
Outros derivados	28	44	30	39	50	(36,4)	(6,7)	(22,0)

A exportação líquida no 4T21 teve queda de 6% em relação ao 3T21 principalmente devido à redução nas exportações de petróleo, em função da queda na produção.

As exportações de óleo combustível aumentaram no 4T21 pela realização de exportação em andamento do 3T21.

A redução das importações de derivados no 4T21 compensaram parcialmente a queda na exportação líquida principalmente devido ao menor volume de diesel importado, mas também com uma contribuição do GLP, ambos seguindo a sazonalidade do mercado doméstico.

#### Disclaimer

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos “antecipa”, “acredita”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “planeja”, “projeta”, “objetiva”, “deverá”, bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 4T21 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.