

RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

3º trimestre de 2022



*Petrobras: excelência
na implementação e
execução de projetos*

Destaques de produção e vendas no 3T22

Rio de Janeiro, 24 de outubro de 2022

No 3T22, mantivemos uma sólida performance operacional, com a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançando 2,64 MMboed, praticamente em linha com o 2T22. O resultado do 3T22 já contempla integralmente o impacto da efetividade dos Contratos de Partilha de Produção dos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sêpia, que tiveram início em 2 de maio desse ano, com redução de participação da Petrobras nestes campos, além da parada para descomissionamento e desmobilização do FPSO Capixaba. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela continuidade do *ramp-up* do FPSO Guanabara (campo de Mero), pela elevada produção da P-68 (Campos de Berbigão e Sururu) e menor volume de perdas com manutenções e intervenções.

Com o bom desempenho do trimestre, aliado a nossas previsões de *ramp-ups* e entradas de novos poços para o 4T22, reafirmamos a expectativa de atingir o nosso *guidance* de produção para 2022, de 2,6 MMboed, com variação de 4% para mais ou para menos.

A produção total no pré-sal foi de 1,94 MMboed, em linha com o 2T22, representando 73% da produção total da Petrobras. A produção total operada pela Petrobras, por sua vez, atingiu 3,65 MMboed no 3T22, 2,6% acima do 2T22, devido principalmente ao *ramp-up* do FPSO Guanabara.

Os destaques do 3T22 foram:

Bom desempenho da P-68, após atingir a capacidade plena de produção em 21 de junho

A P-68 se juntou às unidades próprias P-70, do Campo de Atapu, e às unidades P-74, P-75, P-76 e P-77, do Campo de Búzios, que provisoriamente, em função das condições operacionais, conseguem produzir acima da sua capacidade nominal e têm sido importantes para a performance de produção do ano de 2022.

A plataforma, que opera nos campos de Berbigão e Sururu (Bacia de Santos), atingiu a capacidade plena de produção em 21 de junho, o que permitiu à unidade alcançar neste trimestre a sua maior média de produção, de 148 mil bpd, confirmando o bom desempenho dos poços e da plataforma. Além disso, em 8 de outubro, a plataforma atingiu o recorde de produção diária de 161 mil barris, acima da capacidade nominal por conta das otimizações alcançadas na planta de produção, superando o recorde diário anterior de 157 mil barris, alcançado em junho de 2022.

Continuação do *ramp-up* do FPSO Guanabara

No FPSO Guanabara, que está em *ramp-up* de produção, realizamos a interligação e início de operação de dois novos poços de produção de óleo e gás natural, e dois novos poços de injeção de gás no 3T22. Com isso, a plataforma atingiu produção média de 65 mil bpd no trimestre.

Chegada dos FPSOs Anna Nery e Almirante Barroso a estaleiro no Brasil

O FPSO Anna Nery, contratado junto à empresa Yinson, chegou ao estaleiro Brasfels, em Angra dos Reis (RJ), no dia 1º de outubro, para fase final de comissionamento e testes de aceitação preliminar. A unidade, que terá capacidade de produzir 70 mil barris de óleo por dia, faz parte do projeto de Revitalização de Marlim e Voador, que também contará

com o FPSO Anita Garibaldi. As duas plataformas substituirão as nove Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), incluindo as quatro que estão atualmente em operação (P-18, P-19, P-20 e P-47) e as cinco em fase de descomissionamento (P-26, P-32, P-33, P-35 e P-37). O FPSO Anna Nery tem previsão de entrada em operação em 2023.

O FPSO Almirante Barroso, com capacidade de processamento de óleo de 150 mil bpd, chegou ao estaleiro Brasfels no dia 05 de outubro. A plataforma passará por uma etapa complementar de comissionamento de seus equipamentos e sistemas de produção, além de inspeções regulatórias e testes para a sua aceitação preliminar. Contratada junto à empresa MODEC, será a primeira unidade afretada a entrar em operação no campo de Búzios, e a quinta a iniciar sua produção no campo, que atualmente conta com as unidades próprias P-74, P-75, P-76 e P-77. A unidade tem previsão de entrada em operação em 2023.

Saída do FPSO Anita Garibaldi de estaleiro na China com destino ao Brasil

A plataforma deixou o cais do estaleiro DSIC (China) em 6 de outubro, com destino à cidade de Aracruz (ES), onde serão realizadas as atividades de comissionamento, inspeções regulatórias e testes de aceitação preliminar.

O FPSO Anita Garibaldi é uma unidade afretada junto à empresa MODEC e possui capacidade de processamento de óleo de 80 mil bpd. É o segundo FPSO do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador, junto com o FPSO Anna Nery. Assim como este último, o FPSO Anita Garibaldi tem previsão de entrada em operação em 2023.

Chegada da P-71 na locação, Campo de Itapu no pré-sal da Bacia de Santos

A plataforma P-71 saiu do estaleiro Jurong Aracruz, no Espírito Santo, em 15 de outubro, e chegou ao campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos, em 20 de outubro. A unidade de produção será a única instalada no campo e terá capacidade de processamento de óleo de 150 mil bpd. Neste momento, a unidade está em processo de ancoragem e em seguida serão interligados os *risers* de produção. Existe a possibilidade da plataforma entrar em operação ainda em dezembro de 2022, antecipadamente ao previsto no Plano Estratégico 22-26.

Assinatura do contrato para construção dos FPSOs de Búzios 9, Búzios 10 e Búzios 11

Como resultado do avanço do projeto de desenvolvimento do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, foi assinado contrato com a Keppel Shipyard Limited para construção das plataformas P-80 e P-83, que operarão os 9º e 11º módulos, e com a Sembcorp Marine Rigs & Floaters para construção da P-82, que operará o 10º módulo do campo.

Os FPSOs terão capacidade de processamento de óleo de 225 mil bpd e de 12 milhões de m³ de gás por dia, além de capacidade de armazenamento de mais de 1,6 milhão de barris. São as primeiras unidades contratadas com o Projeto Básico de Alta Capacidade da Petrobras, uma nova geração de plataformas da companhia, com alta capacidade de produção e tecnologias inovadoras para redução de emissão de carbono. *“Búzios é um ativo com petróleo de ótima qualidade, reservas substanciais e baixo índice de emissão de carbono. Estamos comemorando quatro anos do início da produção no campo e nos preparando para os futuros desafios. A assinatura dos contratos da P-80, P-82 e P-83 é um relevante marco na implantação do plano desenvolvimento de Búzios, o que contribuirá para aumentar em mais de três vezes a capacidade instalada de produção até o final da década”,* ressaltou o Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção João Henrique Rittershausen.

As unidades têm previsão de entrada em operação em 2026 (P-80 e P-82) e 2027 (P-83).

Início da contratação para conclusão do escopo da UPGN do Projeto Integrado Rota 3

A Petrobras rescindiu o contrato com a SPE Kerui-Método, responsável pelas obras da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí. Para minimizar os impactos na entrada em operação do Projeto Integrado Rota 3, iniciamos as contratações necessárias para a conclusão do escopo remanescente da UPGN e estimamos iniciar as operações de processamento de gás no Polo em 2024.

Com capacidade de escoamento e processamento de 21 milhões de m³/d de gás natural provenientes do pré-sal da Bacia de Santos, o Projeto Integrado Rota 3 é estratégico para a Petrobras, pois possibilitará o incremento da oferta de gás natural para o mercado brasileiro.

Início de Operação em 1º de agosto do Contrato do Sistema Integrado de Processamento (SIP), celebrado com a Petrogal Brasil

O contrato prevê o acesso da Petrogal às unidades de processamento de gás de propriedade da Petrobras localizadas nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, ligadas ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE). A implantação do SIP permite que as empresas produtoras de gás no Brasil possam comercializar seus volumes diretamente a seus clientes. Esse movimento faz parte de um conjunto de ações que viabiliza a diversificação dos agentes, resultando em aumento da concorrência, em cumprimento com os compromissos assumidos pela Petrobras junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 2019.

Conclusão da venda de ativos de E&P no Espírito Santo

Em 03 de agosto ocorreu a venda da totalidade da participação nos campos de produção de Peroá e Cangoá e na concessão BM-ES-21, denominados conjuntamente de Polo Peroá. A venda foi feita para a empresa 3R Petroleum Offshore S.A. A Petrobras detinha 100% de participação nos campos de Peroá e Cangoá, localizados em águas rasas, na Bacia do Espírito Santo, com produção média, de janeiro a junho de 2022, de cerca de 572 mil m³/dia de gás não-associado, e 100% de participação no bloco exploratório BM-ES-21, localizado em águas profundas, em que se encontra a descoberta de Malombe.

Conclusão da venda de campos terrestres no Ceará

Em 05 de agosto ocorreu a conclusão da venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominados de Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará, para a 3R Fazenda Belém S.A. A produção conjunta média de óleo do Polo, de janeiro a julho de 2022, foi de, aproximadamente, 575 bpd.

O fator de utilização total (FUT) do parque de refino foi de 88% no 3T22, mesmo patamar do 2T22. O rendimento de diesel, gasolina e QAV foi de 66% em linha com o 2T22. Estes bons resultados aconteceram mesmo com as paradas programadas de 43 dias das unidades de destilação e coque da REPLAN, maior refinaria do país, e de 33 dias nas unidades de hidrotreatamento da REGAP. Neste período cumprimos as paradas com excelência, respeitando os requisitos de segurança, meio ambiente e saúde. Está em andamento a parada programada da REPAR, iniciada no final

de setembro, com continuidade até novembro. Destaca-se ainda que 8 refinarias do parque de refino possuem disponibilidade operacional acumulada nos 9M22 no patamar dos melhores refinadores americanos.

Concluimos em setembro a primeira venda do Diesel R5 composto de 95% de diesel derivado do petróleo e 5% de diesel renovável com tecnologia HBio, desenvolvida pelo Centro de Pesquisa da Petrobras, que consiste em coprocessamento em unidade de hidrotreatamento. A produção foi realizada na REPAR, onde já havíamos produzido Diesel R5 para testes na frota de ônibus urbano em Curitiba. No lote produzido em setembro a venda foi destinada para testes comerciais a fim de avaliar a receptividade do mercado ao novo combustível, sendo um importante passo para a comercialização regular e de maiores volumes do produto.

O consumo de Diesel R5 reduz a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), evitando, potencialmente, a emissão de uma tonelada de CO₂ equivalente a cada 9,5 mil litros, aproximadamente, comparando-se com o diesel 100% fóssil.

Com demanda ainda aquecida, no 3T22 vendemos no mercado interno 700,7 mil toneladas de asfaltos, maior volume em um trimestre desde 2014. Também tivemos recorde trimestral na produção de asfalto desde 2014, com o total de 697,5 mil toneladas.

Em setembro de 2022 realizamos a maior entrega mensal de *bunker* em Belém e Vila do Conde desde o início da operação nestes locais. Foram 18,4 mil toneladas entregues, recorde histórico.

Alcançamos ainda recorde de vendas de xileno em agosto pela RPBC, única refinaria do sistema Petrobras que produz este tipo de solvente, que é utilizado principalmente em formulações de tintas automotivas e em defensivos agrícolas. A Petrobras tem participação expressiva no mercado nacional de solventes, sendo a RPBC a principal produtora dessa linha de produtos.

No 3T22, seguimos no trabalho de desenvolvimento de mercado para os petróleos do pré sal, com foco em Atapu e Sépia, que foram os últimos óleos adicionados à cesta de exportação da Petrobras. Neste trimestre, foram adicionados 4 novos clientes distribuídos entre Ásia, Europa e América do Sul.

Foram incorporados à frota da Petrobras os navios Eagle Cambé e Eagle Crato, os dois últimos dos três navios tanque de baixo consumo de combustível (*Eco Type*) construídos para reforçar a frota mais sustentável para alívio das plataformas de petróleo operadas pela Petrobras. Ambos possuem capacidade de transporte de até 155 mil toneladas métricas de óleo bruto e, junto com o Eagle Colatina, navio incorporado à frota no 2T22, contribuirão para a redução da emissão de carbono no transporte marítimo, agregando segurança operacional, confiabilidade e valor às operações de *offloading* da Petrobras.

Foi realizada em outubro a primeira manobra experimental de desatracação noturna de *very large crude carrier* (VLCC) em plena carga no terminal de Angra dos Reis, conforme estabelecido pela Marinha do Brasil. A restrição de manobra noturna para VLCCs carregados perdurava desde a fundação do terminal em 1971. A operação propiciou uma redução de oito horas na taxa de ocupação de berço deste navio no píer.

Com o Programa RefTOP, Refino de Classe Mundial, que visa aumentar a competitividade do parque de refino da Petrobras, seguimos avançando rumo a maior eficiência energética e redução de emissões nas refinarias de São Paulo e Rio de Janeiro, além de uma melhor performance no parque de refino.

A Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa (IGEE) das refinarias segue em queda no 3T22, com um resultado de 37,8 kgCO_{2e}/CWT, contra um realizado de 38,9 kgCO_{2e}/CWT no 3T21. A Intensidade Energética, que mede a relação entre o consumo total de energias primárias de uma refinaria e um consumo de energia padrão, manteve-se estável em 107,6 no 3T22. Nas refinarias que fazem parte do Programa RefTOP (RPBC, RECAP, REPLAN, REVAP e REDUC), o resultado da Intensidade Energética do 3T22 foi ainda mais expressivo, tendo alcançado 106,2, resultando em um menor consumo de energia nessas 5 refinarias. Destacamos ainda a entrada em operação, em julho, do sistema de recuperação de gás de topo da destilação da REVAP, que permitirá a redução da emissão de cerca de 900 t/ano de SO_x, e em setembro, do projeto de otimização energética da Unidade de Coque I da REPLAN, com novos permutadores de calor que permitem maior recuperação de energia, levando a uma redução de consumo de gás natural de cerca de 16.000 m³/d.

1 - Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.609	2.616	2.790	2.660	2.755	(0,3)	(6,5)	(3,4)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.115	2.114	2.269	2.153	2.231	-	(6,8)	(3,5)
Terra e águas rasas	71	71	95	75	101	-	(25,3)	(25,7)
Pós-sal profundo e ultra profundo	434	434	501	445	509	-	(13,4)	(12,6)
Pré-sal	1.609	1.609	1.673	1.633	1.620	-	(3,8)	0,8
Gás natural (Mboed)	494	502	520	507	524	(1,6)	(5,0)	(3,2)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	35	37	41	37	43	(5,4)	(14,6)	(14,0)
Total (Mboed)	2.644	2.653	2.830	2.697	2.798	(0,3)	(6,6)	(3,6)
Total comercial (Mboed)	2.329	2.334	2.501	2.373	2.479	(0,2)	(6,9)	(4,3)
Total operada (Mboed)	3.647	3.554	3.643	3.620	3.598	2,6	0,1	0,6

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 3T22 foi de 2.644 mil boed, praticamente em linha com o 2T22.

Tivemos alguns efeitos que colaboraram com a redução de produção, sendo principalmente:

- O maior impacto dos Contratos de Partilha de Produção dos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, no 3T22, vigentes a partir de 2 de maio, com redução de participação da Petrobras nestes campos. O impacto no 3T22, em relação ao 2T22, foi de cerca de 43 mil boed;
- A parada para descomissionamento e desmobilização do FPSO Capixaba, em 21 de maio, com impacto de 11 mil boed. O descomissionamento da unidade faz parte do Projeto Integrado Parque das Baleias (IPB), que irá recuperar sua produção com a transferência de poços para a plataforma P-58 e uma nova plataforma, o FPSO Maria Quitéria, com início de operação previsto para 2024;
- Declínio natural dos campos maduros.

Esses efeitos foram compensados por:

- Continuidade do *ramp-up* do FPSO Guanabara;
- Elevada produção da P-68, nos campos de Berbigão e Sururu;
- Menor volume de perdas com manutenções e intervenções.

Temos 58 plataformas de produção operando atualmente, que periodicamente têm sua produção interrompida para manutenção. No 3T22, tivemos uma perda estimada com paradas para manutenção e intervenções de 170 mil boed, em comparação a perdas de 251 mil boed no 2T22.

Com estes efeitos, a produção nos campos do pré-sal alcançou 1.609 mil bpd, a produção do pós-sal 434 mil bpd e a de terra e águas rasas 71 mil bpd, todas em linha com o 2T22.

A produção no exterior foi de 35 mil boed no 3T22, 2 mil boed abaixo do 2T22, devido, principalmente, ao declínio natural de produção dos campos.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção total	1.750	1.771	1.932	1.749	1.832	(1,2)	(9,4)	(4,5)
Volume total de vendas no mercado interno	1.798	1.717	1.946	1.739	1.792	4,7	(7,6)	(3,0)
Carga de referência	1.897	1.897	2.176	1.897	2.176	-	(12,8)	(12,8)
Carga fresca processada	1.629	1.656	1.819	1.630	1.720	(1,6)	(10,4)	(5,2)
Fator de utilização da carga fresca (%)*	86%	87%	84%	86%	79%	(1,0)	2,0	7,0
Carga de destilação total	1.669	1.686	1.850	1.671	1.759	(1,0)	(9,8)	(5,0)
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	88%	89%	85%	88%	81%	(1,0)	3,0	7,0
Carga processada	1.674	1.697	1.851	1.675	1.758	(1,4)	(9,6)	(4,7)
Participação do óleo nacional na carga (%)**	90%	90%	93%	91%	92%	-	(3,0)	(1,0)

As vendas de derivados no 3T22 foram 4,7% superiores às do 2T22, com elevação da comercialização de todos os derivados, principalmente diesel e gasolina. O aumento do mercado de diesel ocorreu em função da sazonalidade do consumo. Já o aumento do mercado de gasolina se deu por conta da queda do preço médio ao consumidor na comparação entre os períodos. Em relação à produção de derivados, houve redução de 1,2% no 3T22 devido às paradas programadas ocorridas neste trimestre, com maior impacto em Diesel, QAV e Nafta. As vendas e produção do 3T22 foram menores do que as do 3T21, principalmente em razão do desinvestimento da RLAM.

2.1 - Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	697	711	740	698	725	(2,0)	(5,8)	(3,8)
Volume de vendas para o mercado interno	784	750	867	750	805	4,6	(9,6)	(6,8)

As vendas de diesel cresceram 4,6% no 3T22 em relação ao 2T22, principalmente devido à sazonalidade de consumo, normalmente mais elevada no terceiro trimestre por causa do plantio da safra de grãos de verão e do aumento da atividade industrial. Na comparação do acumulado do ano, as vendas de diesel recuaram 6,8% em relação ao mesmo período de 2021. O principal fator foi o impacto do desinvestimento da RLAM, concluído em novembro de 2021. Também contribuíram para o recuo das vendas o aumento das entregas por outros produtores nacionais e importadores bem como a redução do consumo de diesel para geração termelétrica.

As vendas de diesel S-10 representaram 58,6% das vendas totais de óleo diesel, ultrapassando o registro do 1T22 de 57,8%, estabelecendo um novo recorde trimestral.

No 3T22, a produção de diesel apresentou redução de 2% em relação ao 2T22, sobretudo em função das paradas programadas das unidades de destilação e coque da REPLAN, principal refinaria produtora deste derivado no parque de refino. Foram destaques os recordes mensais de produção de diesel S-10 na REPLAN e REFAP em julho e na RPBC em setembro.

* 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.

** No 3T22, cerca de 8 pontos percentuais referem-se a petróleo de terceiros

2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	391	384	440	383	401	1,9	(11,2)	(4,5)
Volume de vendas para o mercado interno	405	375	441	394	390	8,0	(8,2)	1,0

As vendas de gasolina no 3T22 registraram crescimento de 8,0% em relação ao 2T22. A partir de julho, após a redução de tributos sobre o derivado, houve redução dos preços ao consumidor e consequente aumento do consumo da frota de veículos leves. Adicionalmente, a gasolina ampliou sua competitividade em relação ao etanol hidratado na opção da frota flex.

No 3T22, a produção de gasolina teve aumento de 1,9% na comparação com o 2T22.

2.3 - Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	205	213	288	215	275	(3,9)	(28,8)	(21,9)
Volume de vendas para o mercado interno	35	30	71	33	61	17,1	(50,7)	(45,5)

As vendas de óleo combustível no 3T22 registraram crescimento de 17,1% em relação ao 2T22, devido principalmente às maiores vendas para o segmento industrial na região Norte.

Não houve vendas para geração termelétrica tanto no 3T22 como no 2T22, fator principal para justificar a forte queda observada em relação ao 3T21.

No 3T22, a produção de óleo combustível teve queda de 3,9% em relação ao 2T22, em função da parada da REPLAN e redução de 28,8% em comparação ao 3T21, devido ao impacto do desinvestimento da RLAM. Foram destaques os recordes mensais de produção de *bunker* na LUBNOR em julho e na REMAN em setembro.

2.4 - Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	86	90	79	84	76	(4,1)	9,5	11,3
Volume de vendas para o mercado interno	80	74	79	76	69	7,8	1,3	9,8

As vendas de nafta no 3T22 aumentaram 7,8% em relação ao 2T22 em virtude de venda de quantidades adicionais no Rio Grande do Sul e na Bahia, previstas nos contratos vigentes. A produção caiu 4,1% na mesma comparação, em função das paradas programadas ocorridas no 3T22

2.5 - Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	119	112	134	115	121	6,0	(10,8)	(5,3)
Volume de vendas para o mercado interno	218	215	239	211	233	1,4	(8,8)	(9,5)

O aumento de 1,4% das vendas de GLP no 3T22 em relação ao 2T22 é decorrente da maior atividade da indústria de transformação.

No 3T22, a produção de GLP apresentou uma elevação de 6,0% quando comparada ao 2T22.

2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Volume de produção	73	85	78	81	64	(13,8)	(6,3)	26,6
Volume de vendas para o mercado interno	99	93	80	97	69	6,7	23,8	41,1

O volume de vendas de QAV no 3T22 foi 6,7% superior ao 2T22, como normalmente ocorre em função do período de férias. O crescimento de 23,8% das vendas no 3T22 em relação ao 3T21 decorre da retomada do segmento de aviação após o impacto negativo da COVID-19 no mercado aéreo.

No 3T22, a produção de QAV caiu 13,8% quando comparada ao 2T22, em decorrência da parada programada da REPLAN.

3 - Gás e Energia

Operacional	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio	2.052	2.053	2.454	2.053	2.458	(0,0)	(16,4)	(16,5)
Geração de energia elétrica - MW médio	466	562	3.977	926	3.383	(17,1)	(88,3)	(72,6)
Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia)	35	34	40	35	43	2,9	(12,5)	(18,6)
Regaseificação de GNL - MM m ³ /dia	5	7	30	7	22	(28,6)	(83,3)	(68,2)
Importação Bolívia de gás natural - MM m ³ /dia	15	15	20	17	20	-	(25,0)	(15,0)
Venda de gás natural e para consumo interno - MM m ³ /dia	54	56	89	59	85	(3,6)	(39,3)	(30,6)

No 3T22, a geração de energia elétrica pela Petrobras teve redução de 17,1% em relação ao 2T22, diante do cenário hidrológico favorável e do elevado nível de geração eólica no país.

A oferta de gás natural se manteve no patamar de 55 MM m³/dia, com incremento de 1 MM m³/dia na entrega de gás nacional no 3T22 após impacto de paradas em plataformas ao longo do 2T22, redução de 2 MM m³/dia na regaseificação de GNL e manutenção das importações da Bolívia em 15 MM m³/dia.

Houve redução de 2 MM m³/dia nas vendas de gás natural e no consumo interno, devido ao incremento nas vendas por novos agentes às distribuidoras.

Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Diesel	784	750	867	750	805	4,5	(9,6)	(6,8)
Gasolina	405	375	441	394	390	8,0	(8,2)	1,0
Óleo combustível	35	30	71	34	61	16,7	(50,7)	(44,3)
Nafta	80	74	79	76	69	8,1	1,3	10,1
GLP	218	215	239	211	233	1,4	(8,8)	(9,4)
QAV	99	93	80	96	69	6,5	23,8	39,1
Outros	177	180	169	177	165	(1,7)	4,7	7,3
Total de derivados	1.798	1.717	1.946	1.738	1.792	4,7	(7,6)	(3,0)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	3	4	3	4	-	(25,0)	(25,0)
Petróleo	202	256	4	219	4	(21,1)	4950,0	5375,0
Gás natural	295	302	365	314	348	(2,3)	(19,2)	(9,8)
Total mercado interno	2.298	2.278	2.319	2.274	2.148	0,9	(0,9)	5,9
Exportação de petróleo, derivados e outros	528	778	813	688	848	(32,1)	(35,1)	(18,9)
Vendas das unidades internacionais	59	59	32	59	45	-	84,4	31,1
Total mercado externo	587	837	845	747	893	(29,9)	(30,5)	(16,3)
Total geral	2.885	3.115	3.164	3.021	3.041	(7,4)	(8,8)	(0,7)

Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	3T22	2T22	3T21	9M22	9M21	Variação (%)		
						3T22 X 2T22	3T22 X 3T21	9M22 X 9M21
Exportação (importação) líquida	92	432	398	307	466	(78,7)	(76,9)	(34,1)
Importação	436	346	415	381	382	26,0	5,1	(0,3)
Petróleo	154	151	130	160	160	2,0	18,5	-
Diesel	171	96	175	114	122	78,1	(2,3)	(6,6)
Gasolina	26	7	42	18	18	271,4	(38,1)	-
GLP	55	79	61	66	74	(30,4)	(9,8)	(10,8)
Outros derivados	30	13	7	23	8	130,8	328,6	187,5
Exportação	528	778	813	688	848	(32,1)	(35,1)	(18,9)
Petróleo	363	531	604	478	620	(31,6)	(39,9)	(22,9)
Óleo Combustível	125	216	165	184	184	(42,1)	(24,2)	-
Outros derivados	40	31	44	26	44	29,0	(9,1)	(40,9)

A exportação líquida no 3T22 teve queda de 78,7% em relação ao 2T22, em função da menor exportação de petróleo e óleo combustível, e de maiores importações, principalmente de diesel e gasolina, devido ao aumento do mercado concomitante às paradas de refino. Os menores volumes de exportação de petróleo e óleo combustível são explicados por exportações que ficaram em andamento para o 4T22. Houve aumento de cerca de 100 Mbpd de exportações em andamento entre o 2T22 e 3T22.

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 3T22 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.