

# RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

1º TRIMESTRE DE 2021

Refinaria Henrique  
Lage - REVAP

## Destaques de produção e vendas no 1T21

**Rio de Janeiro, 27 de abril de 2021** – No 1T21, mantivemos um sólido desempenho operacional, mesmo com o agravamento da pandemia da COVID-19 no Brasil. A produção média de óleo, LGN e gás natural no 1T21 foi de 2,77 MMboed, 3,1% acima do 4T20 devido à continuidade do *ramp-up* da plataforma P-70, instalada no campo de Atapu, e a menores perdas com paradas para manutenção em plataformas do pré-sal. Quando comparamos com o 1T20, a produção teve uma redução de 5% devido, principalmente, aos desinvestimentos concluídos ao longo de 2020 e início de 2021 e ao declínio natural de produção, que teve uma média de 11% nos projetos que já atingiram o seu pico de produção e entraram na fase de declínio.

Devido ao agravamento da pandemia observado no 1T21, diminuímos novamente o efetivo das nossas plataformas e adotamos um regime diferenciado de embarque visando reduzir o fluxo diário de pessoas com a consequente mitigação do risco de contaminação e do impacto nas nossas operações. Apesar da continuidade do cenário de contingência, temos conseguido operar com segurança e eficiência e manter um bom desempenho.

A produção no pré-sal totalizou 1,90 MMboed no trimestre, representando 69% da produção total da Petrobras contra 63% registrados no 1T20. A produção nas plataformas do campo de Búzios aumentou 14%, devido, principalmente, à maior eficiência e à estabilização das unidades. Registramos, também, aumento da produção no campo de Tupi, devido ao término do *ramp-up* da P-67, e nos campos de Berbigão, Sururu e Atapu, com a continuidade do *ramp-up* das plataformas P-68 e P-70.

Destacamos os seguintes pontos no 1T21:

- A chegada do FPSO Carioca ao estaleiro Brasfels, em Angra dos Reis, ocorrida em fevereiro, para a última etapa de integração dos módulos da unidade antes dela ser encaminhada para a locação definitiva no Campo de Sépia, com início de produção previsto para o 3T21;
- A assinatura da carta de intenção para a construção do FPSO Almirante Tamandaré, sexta plataforma do Campo de Búzios, com capacidade de 225 Mbpd e início de produção previsto para 2024;
- A revisão do início de produção do FPSO Guanabara, primeiro sistema de produção definitivo a ser instalado no Campo de Mero, do 4T21 para o 1T22. O FPSO está em construção na China e, em função das restrições impostas pela pandemia da COVID-19, houve atraso nas obras da unidade, com consequente ajuste no cronograma, sem impacto na meta de produção de 2021;
- As unidades P-68 e P-70 continuaram o *ramp-up* e apresentaram altos índices de eficiência operacional no trimestre, com previsão de alcançar a capacidade máxima de produção em 2021; e
- Os resultados recentes em dissecações de linhas flexíveis submarinas em Búzios e Tupi permitiram a extensão da vida de linhas de produção nestes campos, reduzindo riscos de perda de produção em 2021 pela corrosão sob tensão por CO<sub>2</sub>.

Dando continuidade à nossa gestão ativa de portfólio, assinamos, no 1T21, o contrato para a cessão da totalidade da nossa participação em 12 campos de terra e águas rasas, localizados nas Bacias do Recôncavo e do Espírito Santo. Adicionalmente, finalizamos a venda de nossas participações em Frade (Bacia de Campos), campo no qual a Petrobras detinha 30% de participação e que produziu uma média de 5,9 Mboed em 2020.

A comercialização e a produção de derivados alcançaram bons resultados no 1T21, mesmo enfrentando o cenário de pandemia e os desafios impostos pelo segundo ciclo de alta do número de casos de contaminação pela COVID-19 no Brasil. As vendas no mercado interno alcançaram 1.667 Mbpd e o fator de utilização (FUT) atingiu 80%, 1 ponto percentual acima do 1T20.

Em março de 2021, superamos o recorde de vendas de Diesel S-10, com baixo teor de enxofre, alcançando a marca de 416 Mbpd. Este valor supera em 2% o recorde anterior, de 407 Mbpd, registrado em outubro de 2020. Apesar de quatro paradas programadas obrigatórias de refinarias nas unidades REFAP, RPBC, REGAP e REDUC para manutenção ao longo do 1T21, nosso parque de refino manteve o fator de utilização no mesmo patamar dos meses anteriores, o que contribuiu decisivamente para esses resultados. No 1T21, alcançamos recordes de produção de diesel S-10 na REFAP e REVAP, de *bunker* na REPLAN e de óleo combustível de baixo teor de enxofre na RNEST e RPBC, reforçando nossa capacidade de resposta à demanda do mercado por derivados com maior valor agregado e nosso compromisso com a qualidade de nossos derivados para nossos clientes.

O recorde das vendas do diesel S-10 e o crescimento das vendas totais de diesel refletem as ações comerciais e operacionais implementadas pela companhia com o objetivo de mitigar os efeitos da redução de demanda causada pela pandemia da Covid-19 e os esforços bem sucedidos de ampliar a oferta do produto com menor teor de enxofre consistente com nosso objetivo estratégico de lançar produtos mais limpos para a preservação do meio ambiente, em substituição ao Diesel S-500.

No 1T21 alcançamos recorde na produção de propeno na REPLAN, produto de alta margem, atingindo 22,8 mil toneladas. Também obtivemos o melhor resultado dos últimos 5 anos nas vendas de asfalto, de 428,3 mil toneladas, como fruto do esforço integrado da área comercial, logística e refino. Em março entregamos 191,2 mil toneladas de óleo combustível de baixo teor de enxofre no porto de Santos, a maior quantidade já entregue desde março de 2011. Foram 266 operações de abastecimento para 238 navios realizadas graças ao trabalho integrado das áreas comerciais, de logística, das refinarias e da Transpetro.

Na exportação de petróleo, permanece o foco em desenvolver novos mercados para a corrente de óleo Búzios e novos clientes foram incorporados à carteira no 1T21. Além disso, iniciamos as exportações de uma nova corrente de produção, petróleo Atapu, com a venda de duas cargas no trimestre.

Em março de 2021, a integração entre as áreas envolvidas da Petrobras e Transpetro permitiu atingir a importante marca de formação de 21 cargas de exportação (equivalente a 20,3 milhões de barris) no Terminal de Angra dos Reis, nova melhor marca em termos de números de cargas de exportação usando os píeres do terminal, superando janeiro de 2021 quando foram formados 20 lotes.

## 1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.720	2.637	2.856	3,1	(4,8)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.196	2.135	2.320	2,9	(5,3)
Terra e águas rasas	109	114	157	(4,4)	(30,6)
Pós-sal profundo e ultra profundo	521	556	620	(6,3)	(16,0)
Pré-sal	1.567	1.465	1.543	7,0	1,6
Gás natural (Mboed)	523	502	536	4,2	(2,4)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	45	45	54	-	(16,7)
<b>Total (Mboed)</b>	<b>2.765</b>	<b>2.682</b>	<b>2.909</b>	<b>3,1</b>	<b>(5,0)</b>
<b>Total comercial (Mboed)</b>	<b>2.450</b>	<b>2.383</b>	<b>2.606</b>	<b>2,8</b>	<b>(6,0)</b>

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 1T21 foi de 2.765 Mboed, um aumento de 3,1% em relação ao 4T20 devido à continuidade do *ramp-up* da plataforma P-70 e à menor realização de paradas para manutenção no pré-sal. No 4T20, tivemos uma concentração de paradas para manutenção com impacto elevado devido às restrições impostas pela pandemia no 2T20 e no 3T20.

No 1T21, a produção nos campos do pré-sal foi 7,0% superior ao trimestre anterior, devido ao *ramp-up* da plataforma P-70, no campo de Atapu, e à normalização dos níveis de produção das plataformas que realizaram paradas programadas no 4T20, principalmente os FPSOs Cidade de Itaguaí e Cidade de Mangaratiba, no campo de Tupi, além das plataformas P-75 e P-77, no campo de Búzios.

A produção no 1T21 do pós-sal foi 6,3% inferior ao trimestre anterior em função das maiores perdas com paradas para manutenção, com destaque para as plataformas FPSO Cidade de Niterói, no campo de Marlim Leste, P-52, no campo de Roncador, P-56, no campo de Marlim Sul, P-25 e P-31, no campo de Albacora, além do impacto da venda da parcela da participação da Petrobras no campo de Frade, na Bacia de Campos, concluída em fevereiro.

A produção de terra e águas rasas no 1T21 foi de 109 Mbpd, 5 Mbpd inferior ao trimestre anterior, principalmente em função do desinvestimento do campo de Baúna, na Bacia de Santos.

## 2 - Refino

Operacional (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção total	1.821	1.898	1.836	(4,1)	(0,8)
Volume total de vendas no mercado interno	1.667	1.765	1.630	(5,6)	2,3
Carga de referência	2.176	2.176	2.176	-	-
Carga fresca processada	1.739	1.782	1.715	(2,4)	1,4
Fator de utilização da carga fresca (%)*	80%	82%	79%	(2,0)	1,0
Carga de destilação total	1.789	1.827	1.751	(2,1)	2,2
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	82%	84%	80%	(2,0)	2,0
Carga processada	1.782	1.823	1.763	(2,2)	1,1
Participação do óleo nacional na carga (%)	92%	95%	91%	(3,0)	1,0

(\*) Fator de utilização da carga fresca é calculado somente com 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. Carga processada é formada por petróleo e LGN.

As vendas no 1T21 apresentaram queda em relação ao 4T20 devido à sazonalidade do período e aos impactos decorrentes da intensificação de medidas restritivas associadas ao recrudescimento da pandemia da COVID-19, parcialmente compensados pelo aumento da nossa participação no mercado de diesel e gasolina. Em relação ao 1T20, houve crescimento de 2,3% nas vendas, destacando-se o aumento nas vendas de diesel entre os períodos.

A queda de 4,1% na produção de derivados e a redução de 2 p.p. do FUT acompanharam as menores vendas no 1T21 em relação ao 4T20 e refletiram as paradas programadas que ocorreram no primeiro trimestre (REFAP, RPBC, REGAP e REDUC).

### 2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	717	752	666	(4,6)	7,7
Volume de vendas para o mercado interno	732	754	610	(3,0)	20,0

As vendas de diesel do 1T21 registraram queda de 3,0% com relação ao 4T20, uma boa performance se compararmos com a variação da sazonalidade típica do consumo (historicamente inferior em cerca de 7%). Em relação ao 1T20, houve aumento de 20%. Ambos os resultados ocorreram principalmente devido ao aumento da participação da Petrobras no mercado com maior competitividade em relação às vendas por terceiros. Contudo, o impacto positivo do aumento de *market-share* foi parcialmente atenuado pelo aumento da mistura obrigatória de biodiesel no diesel que passou de 12% em março de 2020 para 13% a partir de março de 2021. Em abril de 2021, o Conselho Nacional de Pesquisa Energética anunciou a redução do percentual da mistura de biodiesel no diesel de 13% para 10%.

Destacamos também a evolução das vendas do diesel S-10, que apresentaram um crescimento de 2,0% no 1T21 em relação ao 4T20, e o novo recorde de vendas do S-10 alcançado em março de 2021, com a comercialização de 416 Mbpd, superando em 2,8% o recorde anterior, alcançado em outubro de 2020. Ressaltamos também que a comercialização do Diesel S-10 representou 54,0% das vendas totais de diesel no 1T21, um aumento de 2,6% com relação ao 4T20, consistente com a estratégia de produzir combustíveis mais limpos para a preservação do meio ambiente.

A REVAP e a REFAP alcançaram recordes mensais de produção de diesel S-10 em março.

A produção de diesel foi 4,6% menor do que o 4T20 devido às paradas programadas realizadas no período e ao maior volume de importações realizadas pela companhia.

## 2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	378	388	360	(2,7)	4,8
Volume de vendas para o mercado interno	342	386	330	(11,2)	3,8

As vendas de gasolina no 1T21 registraram queda de 11,2% em relação ao 4T20, seguindo a sazonalidade típica entre os trimestres. Na comparação com igual período de 2020, as vendas tiveram crescimento de 3,8%, por conta, principalmente, da maior competitividade em relação aos importadores, resultando em um aumento de participação da companhia no mercado brasileiro de gasolina.

A produção de gasolina acompanhou o movimento das vendas, com redução de 2,7% no 1T21 em comparação ao 4T20 e aumento de 4,8% em comparação ao 1T20.

## 2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	284	299	295	(5,2)	(3,8)
Volume de vendas para o mercado interno	56	51	41	8,3	36,1

As vendas de óleo combustível no 1T21 apresentaram crescimento de 8,3% em relação ao 4T20, em função principalmente da elevação do consumo para geração termelétrica e de maiores vendas para o segmento industrial na Região Norte. Na comparação com 1T20, as vendas registraram um expressivo crescimento de 36,1%, refletindo maiores vendas para geração térmica, devido à necessidade de despacho das unidades a partir de outubro de 2020.

No 1T21, a produção de óleo combustível teve redução de 5,2% e 3,8% em comparação com o 4T20 e 1T20, respectivamente. A produção menor neste trimestre teve como principal fator as paradas programadas na REDUC e RPBC. Embora neste trimestre tenha havido uma forte demanda doméstica de óleo para geração termelétrica, a maior parte da produção segue com foco no atendimento ao mercado externo, que representou 78% do total de vendas no 1T21.

Em março houve recorde mensal de produção de óleo combustível de baixo teor de enxofre na RNEST e RPBC.

## 2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	85	90	116	(5,7)	(27,1)
Volume de vendas para o mercado interno	69	83	136	(16,8)	(48,8)

As vendas de nafta no 1T21 apresentaram uma expressiva queda de 16,8% e 48,8% em relação ao 4T20 e 1T20, respectivamente. A redução das vendas refletiu os novos contratos vigentes com a Braskem no Rio Grande do Sul e na Bahia desde 23/12/20, com quantidades compromissadas menores em relação ao contrato anterior. A produção acompanhou a redução das vendas, 27,1% e 5,7% menores em comparação com o 1T20 e o 4T20, respectivamente, sendo as correntes de nafta redirecionadas para a produção de gasolina como solução para a menor demanda.

## 2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	118	119	124	(0,8)	(4,8)
Volume de vendas para o mercado interno	226	232	220	(2,7)	2,5

A redução de 2,7% das vendas de GLP no 1T21 em relação ao 4T20 é decorrente da sazonalidade do produto, tanto para uso industrial, quanto residencial.

A produção de GLP diminuiu 4,8% em relação ao 1T20, principalmente devido à parada programada na REFAP, que impactou tanto o final do 4T20 quanto o início do 1T21.

## 2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Volume de produção	68	62	108	10,8	(36,8)
Volume de vendas para o mercado interno	73	68	112	6,4	(35,0)

As vendas de QAV do 1T21 foram 6,4% superiores às do 4T20, mantendo o histórico de maiores vendas em função da sazonalidade. No entanto, as restrições à movimentação impostas pela COVID-19 ainda têm impacto considerável nas vendas, como pode ser visto pela queda de 35% em relação ao 1T20, período no qual os efeitos da pandemia ainda eram pouco relevantes. O aumento do valor do combustível de aviação no mercado internacional, a retração da economia e a desvalorização cambial no período também contribuíram, em menor escala, para a redução das vendas do 1T21 em relação ao 1T20. O mês de janeiro foi o mês com maior volume de vendas desde abril de 2020, todavia houve forte retração das vendas em março de 2021 em função do aumento dos casos da COVID-19 no país.

A produção de QAV acompanhou o comportamento do mercado, tanto na recuperação parcial das vendas em comparação com o 4T20, com aumento de 10,8%, quanto na queda significativa das vendas em comparação ao 1T20, com redução de 36,8%.

### 3- Gás e Energia

Operacional	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Venda no ACR – MW médio	2.465	2.404	2.404	2,5	2,5
Venda de energia elétrica no ACL e para consumo interno - MW médio	1.123	1.064	758	5,6	48,2
Geração de energia elétrica - MW médio	2.864	3.435	1.679	(16,6)	70,6
PLD SE / CO - R\$/MWh	173	353	188	(51,1)	(8,2)
Entrega de gás nacional (MM m <sup>3</sup> /dia)	43	41	47	5,1	(7,8)
Regaseificação de GNL - MM m <sup>3</sup> /dia	19	22	7	(16,6)	174,8
Importação de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	20	21	20	(3,9)	(0,6)
Venda de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	81	82	72	(2,0)	11,8

No 1T21, a geração de energia elétrica foi de 2.864 MW médios, uma redução de 16,6% em relação ao 4T20, em virtude do aumento dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas. O aumento no volume de vendas no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) decorre da entrada em vigor de novo contrato da UTE Ibitaré em janeiro de 2021, cuja venda ocorreu no leilão A-2 de 2019.

No 1T21, o volume de venda de gás natural se manteve estável em relação ao 4T20. O maior volume de gás nacional no 1T21 é explicado pelo menor número de paradas programadas nos campos de produção do pré-sal em relação ao 4T20, resultando na menor necessidade de suprimento através da regaseificação de GNL.

## Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação %	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
Diesel	732	754	610	(2,9)	20,0
Gasolina	342	386	330	(11,4)	3,6
Óleo combustível	56	51	41	9,8	36,6
Nafta	69	83	136	(16,9)	(49,3)
GLP	226	234	220	(3,4)	2,7
QAV	73	68	112	7,4	(34,8)
Outros	169	189	181	(10,6)	(6,6)
<b>Total de derivados</b>	<b>1.667</b>	<b>1.765</b>	<b>1.630</b>	<b>(5,6)</b>	<b>2,3</b>
Alcoois, nitrogenados renováveis e outros	14	9	8	55,6	75,0
Gás natural	336	335	316	0,3	6,3
<b>Total mercado interno</b>	<b>2.017</b>	<b>2.109</b>	<b>1.954</b>	<b>(4,4)</b>	<b>3,2</b>
Exportação de petróleo, derivados e outros	737	852	1.031	(13,5)	(28,5)
Vendas das unidades internacionais	42	51	88	(17,6)	(52,3)
<b>Total mercado externo</b>	<b>779</b>	<b>903</b>	<b>1.119</b>	<b>(13,7)</b>	<b>(30,4)</b>
<b>Total geral</b>	<b>2.796</b>	<b>3.012</b>	<b>3.073</b>	<b>(7,2)</b>	<b>(9,0)</b>

## Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	1T21	4T20	1T20	Variação (%)	
				1T21 x 4T20	1T21 x 1T20
<b>Exportação (importação) líquida</b>	347	611	747	(43,2)	(53,5)
<b>Importação</b>	390	241	284	61,8	37,3
Petróleo	230	112	168	105,4	36,9
Diesel	70	37	9	89,2	677,8
Gasolina	1	5	26	(80,0)	(96,2)
Nafta	-	2	24	-	-
GLP	74	76	49	(2,6)	51,0
Outros derivados	15	9	8	66,7	87,5
<b>Exportação</b>	737	852	1031	(13,5)	(28,5)
Petróleo	511	618	806	(17,3)	(36,6)
Óleo Combustível	199	204	174	(2,5)	14,4
Outros derivados	27	30	51	(10,0)	(47,1)

No 1T21, a exportação líquida caiu 43,2% em relação ao 4T20, tendo ocorrido a redução nas exportações e aumento nas importações de petróleo e derivados (principalmente diesel).

A queda nas exportações de petróleo foi decorrente da menor produção de óleo no final do 4T20, período em que foi retomada a campanha de paradas programadas das plataformas que não puderam ser efetuadas no 2T20 e 3T20 devido à pandemia. O aumento nas importações de petróleo e diesel ocorreu devido às paradas programadas nas refinarias.

### 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 1T21 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.