Índice

1. Atividades do emissor
1.1 Histórico do emissor 1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas 5
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais 23
1.4 Produção/Comercialização/Mercados 24
1.5 Principais clientes 42
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal 43
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior 60
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira 61
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG) 62
1.10 Informações de sociedade de economia mista 72
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante 73
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital 74
1.13 Acordos de acionistas 75
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios 76
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas 77
1.16 Outras informações relevantes 78
2. Comentário dos diretores
2.1 Condições financeiras e patrimoniais 85
2.2 Resultados operacional e financeiro 100
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases 102
2.4 Efeitos relevantes nas DFs 103
2.5 Medições não contábeis 104
2.6 Eventos subsequentes as DFs 108
2.7 Destinação de resultados 109
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs 112
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados 113
2.10 Planos de negócios 114
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional 116
3. Projeções
3.1 Projeções divulgadas e premissas 117
3.2 Acompanhamento das projeções 118

Índice

4. Fatores de risco
4.1 Descrição dos fatores de risco 119
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco 161
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado 162
4.4 Processos não sigilosos relevantes 166
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes 167
4.6 Processos sigilosos relevantes 168
4.7 Outras contingências relevantes 169
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado 171
5.2 Descrição dos controles internos 179
5.3 Programa de integridade 181
5.4 Alterações significativas 186
5.5 Outras informações relevantes 187
6. Controle e grupo econômico
6.1/2 Posição acionária 188
6.3 Distribuição de capital 191
6.4 Participação em sociedades 192
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico 193
6.6 Outras informações relevantes 194
7. Assembleia geral e administração
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 195
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 199
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração 200
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal 203
7.4 Composição dos comitês 218
7.5 Relações familiares 228
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle 229
7.7 Acordos/seguros de administradores 231
7.8 Outras informações relevantes 232
8. Remuneração dos administradores
8.1 Política ou prática de remuneração 235

Índice

8.2 Remuneração total por órgão 243
8.3 Remuneração variável 247
8.4 Plano de remuneração baseado em ações 249
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações) 258
8.6 Outorga de opções de compra de ações 259
8.7 Opções em aberto 261
8.8 Opções exercidas e ações entregues 262
8.9 Diluição potencial por outorga de ações 264
8.10 Outorga de ações 265
8.11 Ações entregues 267
8.12 Precificação das ações/opções 268
8.13 Participações detidas por órgão 270
8.14 Planos de previdência 271
8.15 Remuneração mínima, média e máxima 272
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização 274
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração 275
8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado) 276
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado) 277
8.20 Outras informações relevantes 278
9. Auditores
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração 279
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores 280
9.4 Outras informações relevantes 281
10. Recursos humanos
10.1A Descrição dos recursos humanos 282
10.1 Descrição dos recursos humanos 284
10.2 Alterações relevantes 285
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados 286
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados 287
10.4 Relações entre emissor e sindicatos 288
10.5 Outras informações relevantes 289
11. Transações com partes relacionadas

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas 290

11.2 Transações com partes relacionadas 293

11.2 Itens 'n.' e 'o.' 294

11.3 Outras informações relevantes 295

12. Capital social e Valores mobiliários

12.1 Informações sobre o capital social 296

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras 297

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 299

12.4 Número de titulares de valores mobiliários 310

12.5 Mercados de negociação no Brasil 311

12.6 Negociação em mercados estrangeiros 312

12.7 Títulos emitidos no exterior 313

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas 314

12.9 Outras informações relevantes 315

13. Responsáveis pelo formulário

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE 316

13.1 Declaração do diretor presidente 317

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores 318

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual 320

1.1 Histórico do emissor

1.1 HISTÓRICO DO EMISSOR

Data de Constituição do Emissor	21/07/1999
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	30/04/2021

A PetroReconcavo é uma operadora independente de exploração e produção de petróleo e gás natural em campos onshore, pioneira na operação e produção de campos maduros no Brasil, constituída em 21 de julho de 1999, com o objetivo de se tornar uma das principais empresas independentes do setor de E&P, especializada no desenvolvimento e recuperação de Campos Maduros onshore.

A PetroReconcavo traz consigo a experiência dos seus acionistas, empresas também ligadas a esta atividade como a PERBRAS - EMPRESA BRASILEIRA DE PERFURAÇÕES LTDA., que já atuou em quase todas as regiões e campos de petróleo onshore do Brasil por mais de 50 anos; a PETROSANTANDER, que cedeu alguns de seus quadros para composição da equipe técnica da PetroReconcavo e tem relevante experiência internacional na operação de campos maduros de petróleo; e a gestora de recursos OPPORTUNITY, fundada em 1994, sendo um das maiores gestoras de fundos de investimento do Brasil.

Em 1º de fevereiro de 2000, a PetroReconcavo celebrou um Contrato de Produção com a Petrobras, que lhe permitiu operar 12 (doze) Campos Maduros localizados na Bacia do Recôncavo.

A partir de 2002, a Companhia participou da quarta, sexta e nona rodadas de licitações da ANP e adquiriu concessões de 03 (três) blocos com participação de 100%. Desde a aquisição dos direitos de concessão sobre esses blocos, foram desenvolvidos, com sucesso, 5 (cinco) campos (Acajá- Burizinho, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo e do Paulo Sul e Juriti) do Polo BTREC e colocados em operação uma série de poços que contribuíram no aumento da produção do referido Polo, anteriormente detido por sua subsidiária Recôncavo E&P S.A, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A..

A partir de 2008, em busca contínua por oportunidades de produtividade e redução de custos, a Companhia iniciou um processo de aquisição de equipamentos para internalização de algumas atividades que usualmente são terceirizadas com a operação e manutenção de sondas próprias de produção, perfuração e unidades de serviços (acidificação e estimulação orgânica, fraturamento hidráulico convencional, inspeção de tubos, oficina de bombas, dentre outros), para evitar a contratação de serviços terceirizados mais onerosos e menos eficientes.

Em 2014, iniciou, em parceria com a AVSI Brasil, o CIRANDA VIVA RECÔNCAVO, um projeto social que atua com as comunidades de Pedras, Flechas, Baixa de Cinzas e Veadinho, no município de Catu, Estado da Bahia, com o objetivo de auxiliar as comunidades a se desenvolverem de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade.

Em 2018, A Companhia iniciou um projeto de transformação digital com a implantação de moderna infraestrutura de telecomunicação e automação para a operação dos campos visando melhorar a eficiência operacional, aumentar a segurança da operação e reduzir custos.

Em 2019, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu, através da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. a compra de 100% da participação da Petrobras em um conjunto, à época, de 34 (trinta e quatro) – sendo 30 (trinta) integralmente detidas pela Petrobras e adquiridas pela Companhia e 4 (quatro) detidas pela Petrobras em parceria com Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, e Partex Brasil Ltda (atual Mandacaru Energy) - concessões em terra na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, denominado de Polo Riacho da Forquilha.

1.1 Histórico do emissor

Em 2020, durante a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP realizada no dia 4 de dezembro de 2020, na cidade do Rio de Janeiro, a Companhia arrematou um bloco terrestre na área POT-T-702, apresentando um bônus de assinatura de R$ 75.000,00 (setenta e cinco mil reais), com um PEM (Programa Exploratório Mínimo) de 1.000 UT (Unidades de Trabalho), com investimento previsto na fase de exploração de R$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais), com duração de 5 anos, em uma área de 17,18 km². A Companhia apresentou os documentos de qualificação no dia 4 de janeiro de 2021. A adjudicação do objeto e homologação da licitação, a qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), pagamento do bônus, o envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia já foram concluídos.

Em 23 de dezembro de 2020, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia assinou contrato para a aquisição, à época, de 100% da participação da Petrobras em 12 (doze) campos terrestres denominados Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, que constituem o Polo Remanso. Também no programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, em 24 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da SPE Miranga S.A., àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. “SPE Miranga”), assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga.

Em 05 de Maio de 2021, a Companhia realizou a sua abertura de capital através de Oferta Publica de Ações e listagem no Novo Mercado da B3.

Em 07 de dezembro de 2021, a Companhia, à época, assumiu as operações dos nove campos que compõem o Polo Miranga, através da SPE Miranga S.A..

No dia 23 de dezembro de 2021, a Companhia assumiu, , à época, como concessionária, as operações do conjunto de 12 (doze) campos terrestres de exploração e produção de petróleo e gás natural, denominados de Polo Remanso, no Estado da Bahia.

Em 2022, a Companhia realizou uma oferta pública de distribuição de ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia (“Ações”). Foram emitidas 44.000.000 (quarenta e quatro milhões) de novas Ações de emissão da Companhia a R$23,50 (vinte e três reais e cinquenta centavos), equivalendo-se ao montante de R$1.034.000.000,00 (um bilhão e trinta e quatro milhões de reais).

Em 02 de setembro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu para tomar conhecimento da proposta de reorganização societária envolvendo a incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias SPE Miranga S.A., Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A., bem como a liquidação (por meio de dissolução) da Reconcavo America LLC ("Reorganização").

Em 27 de dezembro de 2022, o “Quota Purchase Agreement” foi celebrado entre a Companhia e os sócios da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), com o propósito de regular os termos e condições da aquisição da totalidade do capital social da Maha Brasil pela Companhia (“QPA” e “Operação”, respectivamente). A Maha Brasil possuía, à época, participação em 6 (seis) contratos de concessão, os quais abrangiam o Campo de Tartaruga (75% de participação, em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras), localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo (100% de participação). Em 28 de fevereiro de 2023, a Companhia concluiu a aquisição da totalidade das quotas (“Aquisição”) de emissão da Maha Brasil.

Em 2023, a Companhia adquiriu 2 blocos exploratórios localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, no 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Em 04 de junho de 2024, a Companhia assinou um contrato de Farm-out com a Mandacaru Energia Ltda, para a venda de 50% da sua participação em sete concessões localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande

1.1 Histórico do emissor

do Norte, até então integralmente detidas pela PetroReconcavo. Em 10 de outubro de 2025, a Companhia concluiu a transação, com a transferência de 50% de participação e da operação dos ativos para a Mandacaru Energia.

Em 04 de junho de 2024, foi realizada a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R$ 1,13 bilhão.

Em 27 de junho de 2024, a ANP concedeu a Autorização de Operação da Unidade de Tratamento de Gás Natural São Roque. O comissionamento ocorreu ao longo do mês de julho do mesmo ano, tendo sido iniciadas as entregas de gás tratado diretamente à Bahiagás.

Em 27 de junho de 2024, a Companhia assinou os Contratos Concessão dos Blocos exploratórios POT-T-492 e POT-T793, localizados na Bacia Potiguar, adquiridos pela Companhia no 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Em 21 de outubro de 2024, foi liquidada a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R$ 650 milhões.

Em 31 de outubro de 2024, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovado o Final Investiment Decision da UPGN Miranga, com capacidade de processamento de 950 mil m³/d, com possibilidade de expansão para 1,5 milhões m³/dia, e valor de investimento estimado em US$ 60 milhões.

Em 18 de dezembro de 2024, a Companhia firmou um acordo de parceria vinculante com a Brava Energia S.A. para a aquisição de 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural na Bacia Potiguar. Em 30 de setembro de 2025, a PetroReconcavo concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte. Os ativos em questão compreendem duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação (UPGN III) e uma hibernada (UPGN II), equipamentos auxiliares à operação, incluindo sistemas de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, bem como, um gasoduto que interliga a produção de gás natural da PetroReconcavo e de outros campos operados pela Brava às referidas UPGNs. A operação está estruturada por meio de Joint Operating Agreement (JOA), com gestão compartilhada via Comitê Operacional, e visa otimizar custos, além de ampliar a segurança e a eficiência no escoamento e processamento de gás natural.

Em março de 2025, a Companhia amortizou a última parcela referente aos earnouts da aquisição de Miranga, além da segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta, no montante de R$ 205 milhões. Com esse pagamento, a Companhia concluiu todos os pagamentos de parcelas diferidas ou earn-outs do Polo Miranga.

Em 4 de julho de 2025, a PetroReconcavo concluiu a liquidação financeira da sua 3ª emissão de debêntures simples, no valor total de R$ 500 milhões, com vencimento em julho de 2032.

Em 16 de agosto de 2025, a Companhia celebrou contrato de longo prazo com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo no Porto do Pecém. O projeto prevê a implantação de tancagem dedicada, com capacidade de 40 mil m³/mês até agosto de 2028, ampliando a flexibilidade logística, a previsibilidade de resultados e reduzindo descontos no escoamento do petróleo produzido no Ativo Potiguar.

Em 29 de dezembro de 2025, ocorreu a liquidação da 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R$ 750 milhões.

Em 31 de dezembro de 2025, o portfólio da Companhia era composto de 58 concessões, com o Ativo Potiguar composto por 32 concessões, sendo nove delas operadas por parceiro, e três Blocos Exploratórios. Já o Ativo Bahia era composto por 26 concessões, operadas pela Companhia, sendo uma com processo de devolução para União iniciado em fevereiro de 2026, além de três Blocos Exploratórios.

1.1 Histórico do emissor

A PetroReconcavo apresenta, portanto, mais de 25 anos de experiência comprovada na operação de campos maduros de petróleo onshore, sem ter passado por mudanças de denominação, alienação ou aquisição de controle, fusão, falência, concordata, recuperação judicial ou extrajudicial.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES PRINCIPAIS DO EMISSOR E SUAS CONTROLADAS

Visão Geral

A PetroReconcavo é uma empresa operadora independente de petróleo e gás e uma das líderes na sua área de atuação no Brasil. Com uma trajetória de mais de vinte e seis anos, somos especializados na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de óleo e gás (*onshore*) e acreditamos ter um histórico e escala sem comparáveis neste segmento da indústria no país. A Companhia foi uma das primeiras empresas privadas focadas no *onshore* a operar no Brasil após a quebra do monopólio estatal e promulgação da Lei do Petróleo em 1997 e pioneira em adquirir campos de petróleo *onshore* oriundos do programa de desinvestimentos da Petrobras com a aquisição do Polo de Riacho da Forquilha concluída em dezembro de 2019.

A Companhia figura entre os líderes do setor, possuímos 182,2 milhões de barris de óleo equivalente (“MMboe") de reservas brutas de participação da Companhia 2P (Provadas mais Prováveis) certificadas pela Netherland Sewell & Associates, Inc. (NSAI) em relatórios publicado em 18 de março de 2026, com data base de 31 de dezembro de 2025 (“Certificação de Reservas 2025”). Contamos com relevante experiência no setor de óleo e gás, além da capacidade e capacitação para explorar novos ativos e também as futuras oportunidades, sejam elas novas aquisições ou potenciais contratos para operar novos polos, incluindo polos não detidos pela Companhia.

Nosso de negócios da Companhia baseia-se na revitalização de campos onshore maduros, com foco na operação de forma mais eficiente e extensão de reservas, se possível, por décadas.

O desenvolvimento orgânico da produção e os números, ao longo desse período, refletem também o posicionamento da Companhia no novo mercado do gás natural. Continuamos avançando na criação das condições de acesso às infraestruturas essenciais de escoamento e processamento de gás natural, mediante a contratação de serviços na modalidade de “*tolling*” que nos permite acessar diretamente o mercado nacional de gás.

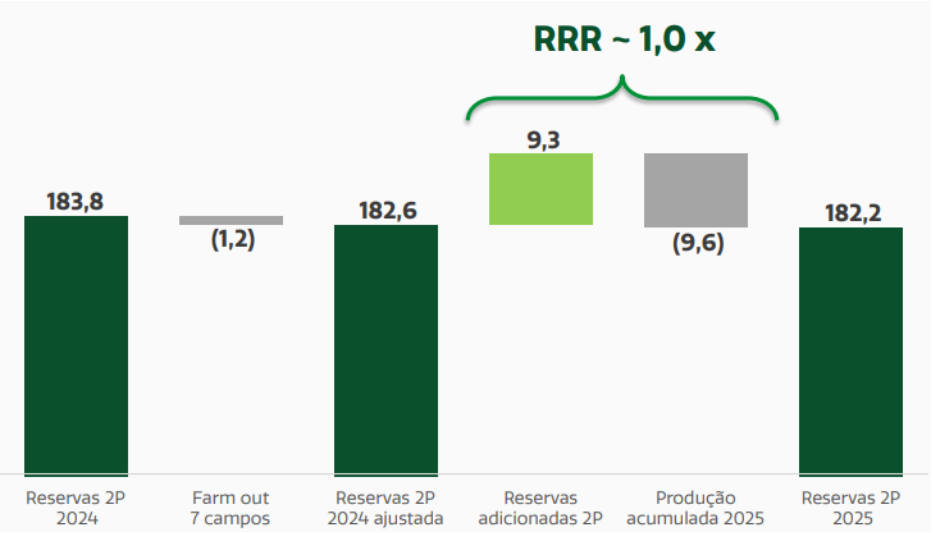
O modelo de negócios verticalizado é um diferencial competitivo sustentável no mercado. Com mais de 1.700 colaboradores ao final de 2025, a PetroReconcavo figura entre os maiores operadores independentes de petróleo e gás em terra, com representatividade sobre a produção de petróleo e gás natural onshore do Brasil.

Temos como pilar do nosso modelo de negócios o desenvolvimento de novas reservas provadas em campos já em produção, produzindo com baixo custo operacional e otimizando o fator de recuperação dos campos. Em geral, buscamos ser a operadora de nossos campos, de forma a garantir a replicação desse modelo, aplicando o nosso *know-how* de forma ágil e eficiente.

No último ano as reservas brutas 2P (*working interest*) consolidadas passaram de de 182,6 MMboe em dezembro de 2024, ajustada pela conclusão do farm-out de 7 campos no Rio Grande do Norte, para 182,2 MMboe em dezembro de 2025, de acordo com os relatórios de reserva da NSAI. A produção acumulada no ano de 2025 foi de cerca de 9,6 MMboe, representando uma adição às reservas 2P de 9,3 milhões MMboe, e uma Taxa de Reposição de Reservas (RRR - Reserves Replacement Ratio) de aproximadamente 1,0x.

Gráfico 1 – Reservas e Produção WI PetroRecôncavo (MMboe)

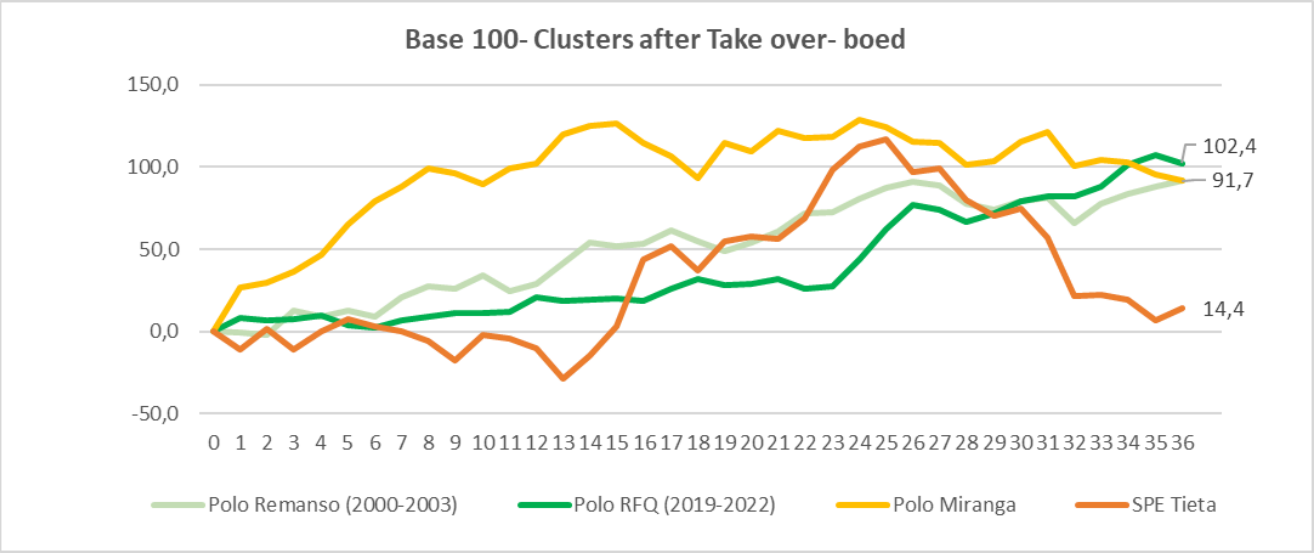
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



Não obstante, a Companhia segue focada no desenvolvimento e na execução de seu portfólio de projetos, com ênfase na captura de ganhos de eficiência operacional e na geração de valor no longo prazo. Em 2025, a produção registrada foi de 26,5 mil boe/dia no consolidado do ano, aumento de 1% na comparação anual. Vale ressaltar que, desde seu IPO, em maio de 2021, a Companhia apresentou um CAGR de produção de 21%, considerando incrementos de produção tanto orgânicos como inorgânicos.

A Companhia realizou um incremento significativo na produção nos primeiros anos de operação, conforme demonstra o gráfico abaixo, construído em base percentual de crescimento.

Gráfico 2 – Evolução da produção bruta em barris de óleo equivalente em campos operados pela PetroRecôncavo, em base 100



Fonte: informações públicas da Agência Natural de Petróleo e Biocombustíveis (ANP).

Adicionalmente, fomos capazes de apresentar geração de fluxo de caixa resiliente nos ativos por nós operados, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, o que acreditamos demonstrar o sucesso de nosso modelo operacional.

A robustez, resiliência e escalabilidade de nosso modelo de negócio decorrem de um conjunto de fatores, incluindo a experiência e comprometimento de nossos times executivo, técnico e gerencial, o contínuo aprimoramento de processos e sistemas, a estratégia de verticalização dos serviços de campo e a disciplina financeira e na alocação de capital. Todos esses fatores nos tornam uma das operadoras independentes mais

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

mais completas para capturar as oportunidades provenientes da liberalização do mercado de óleo e gás no Brasil no segmento de produtores independentes.

Indicadores Operacionais e Financeiros

A tabela abaixo apresenta nossos principais dados financeiros e operacionais consolidados para os períodos e datas indicados.

Principais Indicadores (R$ Mil)	2021	2022	2023	2024	2025
Receita Líquida	1.040.604	2.975.939	2.814.361	3.264.554	3.157.609
EBITDA	534.806	1.609.420	1.278.144	1.643.036	1.442.656
Margem EBITDA	51,4%	54,1%	45,4%	50,3%	45,7%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	2,14 x	2,12 x	0,69 x	0,80 x	1,10 x
Lucro Líquido	176.889	1.153.391	708.938	437.498	638.352
Lucro Líquido Ajustado	176.899	1.153.391	708.938	680.932	405.951
Margem Líquida	17,0%	38,8%	25,2%	13,4%	20,2%
Margem Líquida Ajustada	17,0%	8,8%	25,2%	20,9%	12,9%
Fluxo de Caixa Livre	(193.382)	278.533	25.357	1.033.720	(134.914)
Fluxo de Caixa Livre, excl. investimentos de *midstream*	(193.382)	278.533	25.357	1.033.720	196.210
Produção Média Bruta (boe/dia)	12.391	21.287	25.960	26.332	26.506
Lifting Cost (US$/boe)	$ 12,86	$ 12,44	$ 13,07	$ 13,60	$ 14,42
Taxa média de câmbio (R$/US$)	R$ 5,39	R$ 5,16	R$ 4,99	R$ 5,39	R$ 5,59
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US$/bbl)	$ 70,73	$ 101,19	$ 82,62	$ 80,76	$ 69,10

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/(prejuízo líquido) do período dividido pela receita líquida do período.
(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.
(3) Margem EBITDA corresponde ao EBITDA do período dividido pela receita líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(4) Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

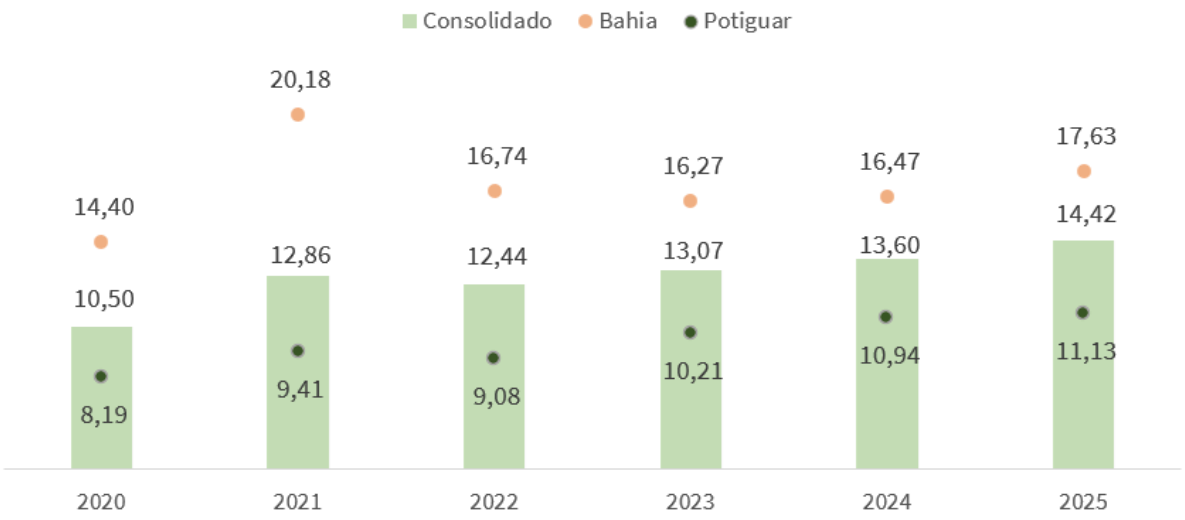
(5) Para o cálculo da produção total, os volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivalem a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe).
(6) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período.
(7) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

(8) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).

O custo médio de produção por boe do ano de 2025, apresentado na tabela acima, foi de US$ 14,42/boe, representando um aumento de 6% quando comparado ao ano de 2024. O gráfico abaixo demonstra a evolução desse indicador, desde o ano de 2020:

Gráfico 3 - Custo médio de produção por boe

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com sua subsidiária integral SPE Tiêta LTDA, bem como seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e empresas do grupo econômico da PetroSantander LuxembourgHoldings S.à.r.l.

Papel da Companhia na evolução da indústria *onshore* no Brasil

Acreditamos ter uma presença marcante e pioneira em etapas importantes da evolução da indústria de exploração e produção (E&P) *onshore* no Brasil desde a quebra do monopólio estatal em 1997.

Em fevereiro de 2000, nós assinamos um Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) com a Petrobras, para operar o Polo Remanso, composto de 12 campos localizados na Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia. Entre 2004 e 2007 participamos da quarta, sexta e nona Rodadas de licitações da ANP. Nesta oportunidade adquirimos 100% dos direitos sobre áreas que viriam a se tornar cinco concessões próprias, por nós operadas na mesma bacia, correspondendo aos 5 campos do Polo BTREC.

Os resultados que alcançamos na operação dos 12 campos sob contrato com a Petrobras na bacia do Recôncavo são expressivos. A produção em boed destes campos evoluiu de 4,6% do total da bacia em fevereiro de 2000 para 10,9% em dezembro de 2020, demonstrando que um modelo de negócios consistente, quando bem executado, tem potencial de retorno neste tipo de ativo. Este argumento foi utilizado por entidades do setor, e pela própria ANP para sustentar a necessidade de saída da Petrobras da operação de campos maduros nas bacias *onshore*, abrindo espaço para operadores independentes, resultando no desenvolvimento de um novo ciclo na indústria.

Em 2019, impulsionados pelas novas oportunidades surgidas neste novo ciclo, com a liberalização do setor e do programa de desinvestimentos da Petrobras, adquirimos o Polo Riacho da Forquilha, primeiro ativo *onshore* deste programa. No momento da aquisição, o Polo era composto por 34 campos na Bacia Potiguar no estado do Rio Grande do Norte. Esta aquisição resultou no aumento significativo do nosso potencial de produção e reservas.

A Companhia assumiu as operações dos 9 (nove) campos do Polo Miranga em 07 de dezembro de 2021. Logo em seguida, em 23 de dezembro de 2021, concluímos a aquisição das operações dos 12 (doze) campos terrestres do Polo Remanso. Em 28 de fevereiro, concluímos a aquisição da totalidade das quotas (“Aquisição”) de emissão da Maha Energy Brasil Ltda., constituindo o Polo Tiêta.

Estes três Polos, juntamente com a operação dos 5 (cinco) campos do Polo BTREC, compõem o Ativo Bahia e passaram a integrar os ativos operados pela Companhia. Em dezembro de 2021, éramos sócios de mais 2 concessões operadas por terceiros (Cardeal e Colibri, atualmente operada pela Mandacaru Energy (antiga Partex), sendo 50% pertencentes à Mandacaru Energy Ltda. e 50% à Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., e havíamos adquirido um bloco exploratório, tudo

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

isso em duas das bacias mais significativas do *onshore* brasileiro, onde detemos, consoante dados de 31 de dezembro de 2025, cerca de 182,2 milhões de barris de óleo equivalente em reservas brutas de participação (*working interest*) provadas e prováveis (2P), conforme detalhado nos relatórios de certificação emitidos pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI, os quais estão sujeitos a premissas que podem não se materializar.

Para mais informações, vide fator de risco “As avaliações dos recursos e das reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, envolvendo significativo grau de incerteza” do item 4.1 deste Formulário de Referência.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia operava 26 Campos de Petróleo e Gás Natural no Estado da Bahia. O portfólio foi construído a partir das aquisições dos Polos Remanso e Miranga junto a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, concretizadas em dezembro de 2021 e do Polo BTREC, adquirido através de Rodadas de Licitações da ANP. Com a aquisição da Maha Energy Brasil, anunciada no final de 2022 e concluída em fevereiro de 2023, ao final de 2025, a Companhia operava 58 concessões de petróleo e gás natural, sendo nove concessões operadas por terceiros, e detinha direitos sobre os contratos de concessão de 6 blocos exploratórios.É importante ressaltar que, desde março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) vem autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão de campos de petróleo. O texto da resolução indica que “O prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo plano de desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a 27 anos”. A ANP também publicou, em setembro de 2018, a Resolução 749, que regulamenta a redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, como incentivo a novos investimentos nestes Campos. Além disto, para o ano de 2022 foi concedida a redução de royalties para campos de empresas de pequeno e médio porte, conforme estabelecido pela Resolução 04/2020 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e regulamentada pela Resolução ANP nº 853 de 27 de setembro de 2021. De acordo com a regulamentação, empresas enquadradas como médio porte fazem jus a redução da alíquota de royalties para 7,5%. Em 2020, as propriedades da Companhia produziram volume médio anualizado inferior a 10.000 barris de óleo equivalente por dia (boed). Considerando que a Companhia passou a produzir volumes anualizados médios superiores a 10.000 boed de petróleo ou gás natural, a alíquota originalmente prevista nos contratos de concessão foi reestabelecida.

Oportunamente a Companhia acompanha a evolução da regulamentação da Resolução da ANP nº 877, de 16 de maio de 2022, que dispõe sobre o enquadramento de campos marginais para campos terrestes que obedeçam os seguintes critérios: (a) produção total de até 900 barris de óleo equivalente por dia (boed); (b) produção total de até 1.800 boed para campos de gás natural; (c) produção total de até 1.350 boed e grau API inferior a 22; ou, (d) BSW superior a noventa e oito por cento. Com basenessa resolução, em 5 de agosto de 2022, a Reunião de Diretoria Colegiada da ANP nº 1097 aprovou o resultado da primeira análise de enquadramento de campos de petróleo e gás natural que apresentam economicidade ou produção marginal. Também foi estabelecido que a alíquota de royalties a ser aplicada sobre campos marginais será a alíquota mínima prevista por lei.

O ano de 2022 foi marcado pela abertura do Novo Mercado do Gás Brasileiro. Neste contexto, em 2021, a Companhia firmou três contratos com distribuidoras estaduais para fornecimento de gás natural processado a partir de janeiro de 2022, incluindo acordos com Potigás, PBGás, ambos copm duração de até 2 anos. Além destes, foi firmado contrato com a Bahiagás, com prazo de cinco anos e volumes crescentes, marcando o início da estratégia de comercialização independente de gás.

Para viabilizar essa operação, a Companhia celebrou contrato de swap com a Petrobras, permitindo acesso antecipado à infraestrutura de processamento e escoamento na Bahia, especialmente à UTG Catu. Também foram firmados contratos de transporte com a TAG e obtidas as autorizações regulatórias necessárias, possibilitando o início do fornecimento em janeiro de 2022.

Ao longo de 2022, a Companhia ampliou sua atuação, firmando novos contratos com distribuidoras do Nordeste e clientes do mercado livre, incluindo acordos com Bahiagás, Cegás, Sergas, além de empresas como Galp, Shell e Unigel. Paralelamente, iniciou a comercialização de derivados de gás natural, como GLP e C5+.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Em 2023, a Companhia substituiu o modelo transitório de swap por contratos definitivos de escoamento, processamento e venda de líquidos de gás natural com a Petrobras, encerrando os acordos provisórios utilizados desde 2022. No mesmo período, também expandiu sua base de contratos, incluindo acordo com a Copergás.

Em 2024, a Companhia concluiu a construção e iniciou a operação de sua primeira unidade de processamento de gás natural, a UTG São Roque, ampliando a capacidade e diversificando as alternativas de processamento na Bahia. Localizada em Mata de São João (BA), a unidade recebeu autorização de operação em julho de 2024, nos termos da Resolução ANP nº 852/2021, e possui capacidade de até 400 mil m³/dia, passando a viabilizar a entrega de gás no ponto da Bahiagás nas proximidades da Estação São Roque. Adicionalmente, a Companhia celebrou aditivo com a Petrobras para extensão do contrato de processamento na UTG Catu por mais 3,5 anos, até o final de 2027.

Em 30 de setembro de 2025, a PetroReconcavo concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte. A operação é estruturada por um Joint Operating Agreement, com gestão compartilhada por meio de Comitê Operacional. A transação visa otimizar custos e ampliar a segurança e eficiência no escoamento e processamento de gás natural.

Em 26 de novembro de 2025, em parceria com a GNLink, foi inaugurada a primeira unidade de liquefação e compressão de gás natural no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade de 100 mil m³/dia. Estruturado sob contrato de 10 anos, o projeto amplia a flexibilidade logística e o escoamento da produção, viabilizando o fornecimento por modal rodoviário a municípios e clientes livres em distâncias superiores a 1.000 km, fortalecendo a diversificação de mercados

Em 2025, a Companhia manteve contratos de demanda firme para fornecimento de gás natural com distribuidoras estaduais da região Nordeste, incluindo Bahiagás, Potigás, Sergás e Copergás, além do atendimento a outros clientes privados, totalizando uma demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.480 mil m³/dia. Além disso, ao longo do ano, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Copa Energia, Supergasbras e Nacional Gás Butano, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guamaré. Cabe destacar que no dia 1 de julho de 2025, passou a vigorar um novo contrato com a Copa Energia, passando a abranger cerca de 75% da produção da GLP da Companhia, com impacto positivo no preço médio de comercialização do produto. Já o volume do C3+ produzido na Bahia foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

Modelo de Negócios

Nós focamos na operação e desenvolvimento de projetos, visando o aumento na recuperação de reservas de campos maduros de petróleo e gás, que possam ser implementados de forma eficaz em termos de custos e retornos. O nosso objetivo é gerar novas reservas e aumentar a produção, otimizando a recuperação final dos cmpos, de forma lucrativa, através da implementação de técnicas de recuperação secundária e/ou avançadas.

Durante os nossos mais de 26 anos de operação, buscamos aprimorar uma metodologia operacional para a revitalização de campos maduros. Essa consiste principalmente na reativação de poços, na implementação de vários projetos de intervenção em poços já em produção (*workovers*), visando o aumento da produção, a perfuração de novos poços em áreas de reservas provadas e prováveis (*infill drilling*) e o aprimoramento de suas facilidades, processos e técnicas de produção. Em paralelo, buscamos alocar recursos significativos dos nossos profissionais no estudo da geologia e nas propriedades estruturais, físico-químicas dos vários reservatórios, que objetivam subsidiar as intervenções e perfurações, bem como avaliar a viabilidade da implementação de projetos de recuperação secundária. Acreditamos que a implementação bem-sucedida desses projetos de recuperação secundária e/ou avançada, inicialmente na forma de piloto de modo a mitigar riscos, e posteriormente através da ampliação/execução destes em escala integral no futuro, nos permitirá ampliar nosso volume de reservas, incrementar a produção e otimizar a recuperação dos campos, aumentando o retorno sobre o capital aplicado e, por consequência, o retorno de nossos acionistas.

Embora cada campo e reservatório, com suas características próprias, possa requerer estratégias de desenvolvimento e ações/intervenções específicas, nós buscamos aplicar nossa metodologia de forma

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

consistente, como um diferencial competitivo, aprimorando os processos e técnicas que subsidiam a sua implementação e sobretudo, buscando de forma contínua ganhos de produtividade que nos permitam reduzir nossos custos de desenvolvimento e operação e ampliar a nossa capacidade de execução. O controle e redução destes custos, em conjunto com uma disciplina na avaliação de projetos e alocação de capital, permitem a ampliação do número de projetos que se mostram viáveis, o que acreditamos levar a um consistente aumento do volume de reservas, mesmo com produção crescente, alcançando uma otimização do fator de recuperação dos campos.

Nós realizamos, majoritariamente com equipamentos e equipes próprias, as atividades de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo *workovers*, acidificações, estimulações, cimentações, abandonos, dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento de nossos campos. Acreditamos que nossa estratégia de verticalização nos permite uma maior independência e autonomia na execução de nossos programas de desenvolvimento dos campos e traz uma maior segurança e menores custos, principalmente pela expertise e ganhos de produtividade conquistados ao longo dos anos e pelos investimentos em capacitação das equipes. Além disso, esta estrutura verticalizada propícia maiores sinergias e alinhamento de interesses, além de ser um enorme diferencial competitivo, dadas as características e o momento atual da indústria de óleo e gás *onshore* no Brasil.

Estamos constantemente avaliando as diversas oportunidades advindas das medidas de alteração do modelo regulatório da indústria, sobretudo decorrentes do Programa de revitalização da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres (REATE) e a Lei do Gás, do Governo Federal. No caso específico do gás, além dos contratos firmados com distribuidoras estaduais de gás, avaliamos diversas alternativas de monetização que variam desde a venda direta para empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL) e companhias que operam no modelo “gas-to-wire”. Embora nosso foco esteja nas operações de “*upstream*” em Campos Maduros, mantemos uma avaliação permanente de alternativas e oportunidades na área de “*midstream*” e de comercialização, dada a abertura do mercado em vários elos da cadeia produtiva de hidrocarbonetos contidas entre o produtor e o consumidor final. Acreditamos que desta forma, teremos oportunidades de ampliação do nosso escopo de atividades e de captura de margem adicional.

Em termos da nossa produção, apresentamos crescimento da proporção da produção de gás em relação ao total ao longo dos últimos anos. Vale ressaltar aqui, que esses contratos de venda da gás, em geral, possuem cláusulas com preços mínimo e máximo ou de preço fixo do gás vendido, funcionando, por tanto, como *hedges* naturais, garantindo maior previsibilidade de receita, independentemente das variações do preço do petróleo.

Além disso, após o processamento da sua produção de gás, a Companhia detém os direitos de comercialização sobre os líquidos de gás natural (C3+ ou GLP e C5+) correspondentes a sua produção. Em 2025, a Companhia comercializou esta produção com a Copa Energia, Nacional Gás Butano, Supergasbras, Brava Energia e Petrobras.

Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos

Em Dezembro de 2025, operávamos, éramos concessionária ou estávamos em processo de aquisição dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

ATIVO BAHIA:

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia operava 24 Campos de Petróleo e Gás Natural no Estado da Bahia. O portfólio foi construído a partir das 11 (onze) aquisições do Polo Remanso, 8 (oito) em Miranga junto a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, concretizadas em dezembro de 2021 e 5 (cinco) do Polo BTREC, adquirido através da 4ª, 6ª e 9ª rodada de Licitação da ANP.

Com a conclusão, em 28 de fevereiro de 2023, da aquisição da totalidade da quotas de emissão da Maha Energy Brasil nos tornamos operadores do Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios REC-T-117, REC-T-118, REC-T-129, REC-T-142 e REC-T155 localizados na Bacia do

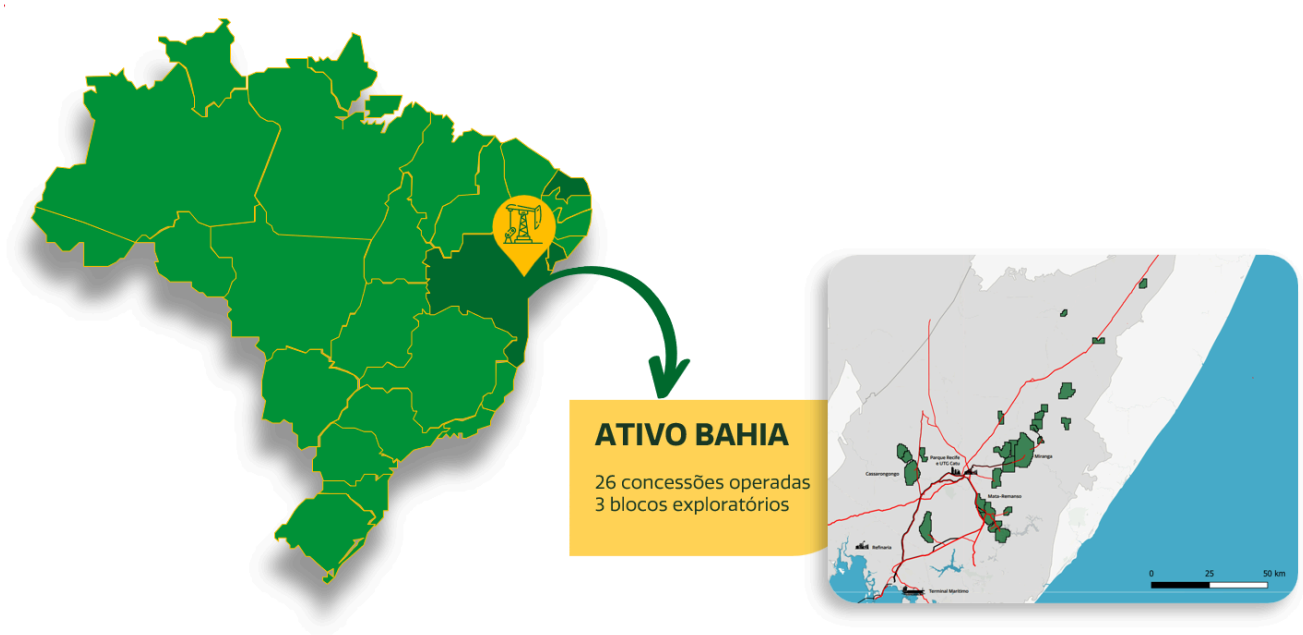
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Recôncavo. Por consequência, a Companhia passou a operar, à época, 26 concessões e 5 blocos exploratórios, os quais compões o Ativo Bahia.

Em 31 de dezembro de 2025, o Ativo Bahia operava 26 concessões e três blocos exploratórios. Este Ativo é gerenciado de forma integrada das sinergias operacionais e financeiras, através da otimização de equipes, da cadeia de fornecedores e prestadores de serviços.

A nossa produção média nesse ativo, em 2025, foi de 6.204 barris de petróleo por dia (bopd) e 986 mil m³ de gás por dia. De acordo com a Certificação de Reservas na data base 31 de dezembro de 2025, a Companhia detém, no Ativo Bahia, aproximadamente 108,4 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas brutas 2P (working interest). O esquema e mapa abaixo representam estrutura e a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nas 26 concessões operadas pela PetroReconcavo.

Imagem 1 – Ativo Bahia



POLO REMANSO + BTREC:

A bacia foi descoberta em 1952. Os campos do Polo Remanso + BTREC possuem estimativa de óleo no local original (VOOIP – Volume Original Oil in Place) de aproximadamente 625 Mmboe, produção histórica acumulada de 129 Mmboe. O Petróleo produzido no polo possui nível de enxofre de aproximadamente 0,056%. Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (onshore) de Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro ,Sesmaria e Brejinho e Canabrava, os quais os dois ultimos citados foram anexados passando a se chamar apenas Canabrava, constituindo o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição foi de US$ 30,0 milhões. Desse montante: (i) US$ 4,0 milhões, equivalentes a R$ 20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US$ 21,0 milhões, que, abatidos da geração de caixa do ativo desde julho de 2020 até a data de fechamento, totalizaram US$ 7,6 milhões, equivalentes a R$ 41,5 milhões, foram pagos no 22 de dezembro de 2021, data do fechamento da transação. Como parte do ajuste de preço, a Companhia reclassificou contas a receber da Petrobras no montante de R$ 9.947 referentes a receitas contratuais não recebidas entre a data da assinatura do contrato e a conclusão da transação; e (iii) US$ 5,0 milhões foram pagos em dezembro de 2022. O valor total registrado no ativo referente a compra, após todos os ajustes contratuais, desse ativo foi de R$ 95.629.

Os 11 campos do Polo Remanso passaram então a ser operados como concessões da Companhia, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.

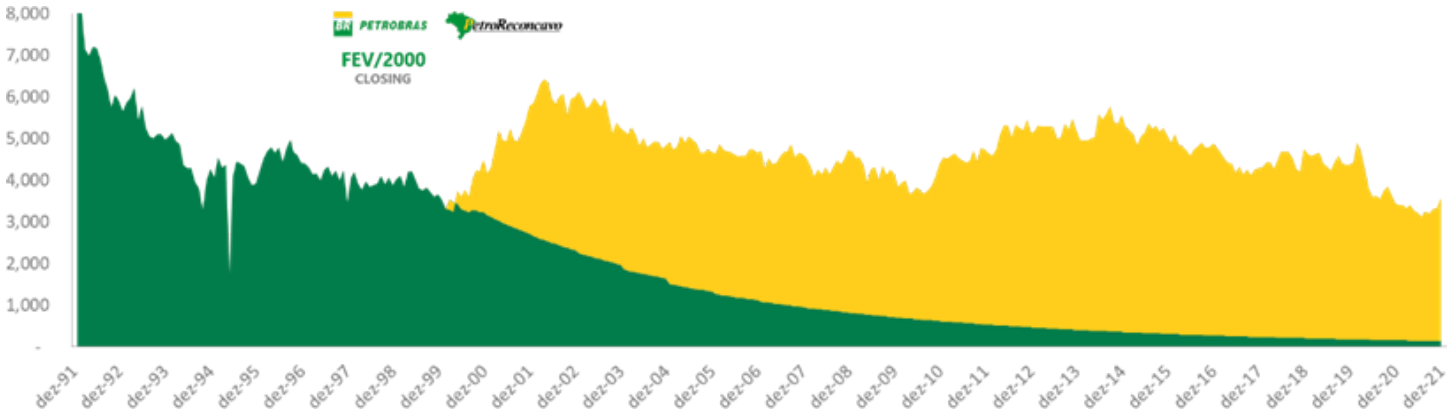
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Entre 1º de fevereiro de 2000 e 22 de dezembro de 2021, estes campos foram operados através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária desses. Nos termos do CPCR, todo o petróleo e o gás natural produzidos por nós nos 12 campos de concessão da Petrobras pertencia à Petrobras e deviam ser entregues a ela. Recebíamos uma taxa de serviço, por certos volumes de petróleo e gás natural produzidos dentro de uma curva de produção pré-negociada e declinante designada "Curva Básica", a qual pressupunha níveis de produção decrescentes em tais campos, presumindo-se a ausência de investimento para revitalizá-los. Contudo, como a premissa do Contrato de Produção era de que a produção desses campos tivessem um aumento significativo com os investimentos efetuados para aprimorar e otimizar sua produção, o CPCR também estabelecia que os volumes produzidos acima da Curva Básica, designados "Produção Incremental", seriam compartilhados entre nós e a Petrobras na proporção de 85% e 15%, respectivamente. Ademais, a Petrobras era obrigada a contribuir com 15% dos gastos de capital do plano de investimento que apresentavamos para sua revisão e aprovação anualmente, enquanto a PetroReconcavo investia os 85% remanescentes.

O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que nós entregávamos à Petrobras nos termos do CPCR tomava por base o benchmark estabelecido pelo mercado de petróleo cru Brent, ou Brent, que é utilizado para precificar aproximadamente dois terços do fornecimento de petróleo cru negociado internacionalmente.

Desde a celebração do CPCR com a Petrobras em 2000 e até a extinção do contrato em dezembro de 2021, aumentamos com sucesso a Produção Incremental bruta nos 12 campos de concessão da Petrobras, conforme demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico 4 - Fev/2000 Transição das Operações



Fonte: informações públicas da Agência Natural de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) e sistema interma de controle de produção.

Ao longo dos anos de vigencia do contrato, elevamos a participação deste conjunto de campos de 4,6% para 10,9% da produção total da Bacia em boed (referência ANP BDEP dez/2021), com fortes resultados operacionais e financeiros, que, acreditamos, validam a nossa estratégia de desenvolvimento e modelo de negócios.

Além disso, entre os anos de 2003 e 2007, a Reconcavo E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco concessões do Polo BTREC na parte norte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti, que teve seu processo de devolução para União iniciado em fevereiro de 2026, e Acará-Burizinho.

As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2031 e 2033 e que também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão. Vale destacar que o campo de Juriti teve seu processo de devolução à União iniciado em fevereiro de 2026.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

POLO MIRANGA:

Em 24 de fevereiro de 2021, a Companhia, através SPE Miranga, àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., firmou um contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras em nove campos terrestres: Apraiús, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana. Os campos de Biriba e Rio Pipiri foram unificados sob o nome Biriba, constituindo o Polo Miranga, localizado na Bacia do Recôncavo, na Bahia.

Com a cessão dos contratos de concessão à subsidiária integral, àquela data, SPE Miranga S.A. atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., a Companhia assumiu, a partir de 07 de dezembro de 2021, as operações dos campos que compõem o ativo.

O valor da aquisição foi de até US$ 220,1 milhões, considerando as parcelas contingentes previstas em contrato. Foram pagos: (i) US$ 11,0 milhões no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US$ 44,0 milhões na data de fechamento da transação, 06 de dezembro de 2021; (iii) US$ 20,3 milhões foram pagos em dezembro de 2022;

Ainda foram realizados os pagamentos das seguintes parcelas como pagamentos diferidos: (i) US$ 20,0 milhões (R$ 101,3 milhões) que foram pagos em dezembro de 2023; e (ii) US$ 40,1 milhões (R$ 254,3 milhões) que foram pagos em trinta e seis meses contados da data de fechamento da transação.Além disso, foram pagos US$ 27,5 milhões (R$ 141,6 milhões) em março de 2023, US$ 27,5 milhões (R$ 137,1 milhões) em abril de 2024 e US$ 30,0 milhões (R$ 172,4 milhões) em 31 de março de 2025, a título de pagamento final para quitação da última parcela da compra do ativo. Tais valores referem-se a pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas do preço de referência do petróleo (Brent), no período entre os anos-calendário de 2022, 2023 e 2024.

Importante destacar, que houve a extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2052, por 27 anos adicionais. Os pedidos de extensão foram realizados junto à ANP por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados, perante a ANP, nos termos da Resolução CNPE n.º 02/2016.

SPE TIÊTA S.A.:

A Companhia concluiu em 28 de fevereiro de 2023 a aquisição da totalidade da quotas de emissão da Maha Energy Brasil. Com a conclusão desta operação, a Companhia passou a deter a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios REC-T-117, REC-T-118, REC-T-129, REC-T-142 e REC-T-155 localizados na Bacia do Recôncavo. Assim sendo, a Companhia se tornou operadora do Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes, do Campo de Tiê e dos blocos exploratórios com 100% de participação.

A aquisição desses ativos foi estratégica para a Companhia, em especial as concessões na Bahia, pois possibilitará a integração com as nossas operações, visando capturar sinergias operacionais e otimização de recursos.

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, previstas no Quota Purchase Agreement (“QPA”) assinado em 27 de dezembro de 2022, a operação foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US$ 95.883.122,00 (noventa e cinco milhões, oitocentos e oitenta e três mil, cento e vinte e dois dólares norte-americanos), o que corresponde a 60% do preço de aquisição (US$ 82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US$ 3,7 milhões) e capital de giro (US$ 9,3 milhões), conforme apurados na Data Efetiva (*effective date*) de 01 de janeiro de 2023.

A Companhia pagou ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor de R$ 260.776.184,84 (Duzentos e sessenta milhões, setecentos e setenta e seis mil, cento e oitenta e quatro reais e oitenta e quatro centavos) nos meses de agosto, setembro e outubro de 2023. Adicionalmente, o earn-out previsto

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

em contrato totalizava até US$ 36 milhões, vinculado ao preço do Brent entre 2023 e 2025 e a sinergias operacionais. Em 31 de dezembro de 2024, foi reconhecido US$ 4,4 milhões, como parte do custo de aquisição. O montante foi mensurado a valor justo por meio do resultado e integralmente liquidado em março de 2025. Vale ressaltar que, em 2025, não houve reconhecimento de valores de earn-out no resultado, em função do não atingimento das premissas contratuais.

Por fim, os US$ 12.000.000,00 (doze milhões de dólares norte-americanos) restantes estavam relacionados a sinergias com novas aquisições de ativos, que não se concretizaram e, portanto, deixaram de ser aplicáveis.

ATIVO POTIGUAR

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha no Rio Grande do Norte, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras.).

A bacia foi descoberta em 1984. Os campos do Ativo Potiguar possuem estimativa de petróleo no local original (VOOIP – Volume Original Oil in Place) de aproximadamente de 893 MMboe e produção histórica acumulada de 179 MMboe. O petróleo produzido no Ativo Potiguar possui grau API entre 25 e 37 e nível de enxofre de aproximadamente 0,05%.

A Companhia também adquiriu, no dia 28 de junho de 2021, contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, relativo ao bloco exploratório POT-T-702, arrematado no 2° Ciclo da Oferta Permanente realizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O contrato de concessão compreende uma área de 17,178 km², e um Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) composto de 1.000 Unidades de Trabalho, correspondente a um valor de R$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais), que possui um prazo de cinco anos para sua execução.

A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela PetroReconcavo, e seu programa exploratório constará da perfuração de ao menos um poço com objetivo de avaliar a existência de acumulações em reservatórios similares aos existentes nas concessões vizinhas do Bloco. Em 30 de setembro de 2022, a Companhia comunicou o mercado que notificou à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) a descoberta de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório POT-T-702 (“Bloco Exploratório”) localizado na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte. A perfuração do primeiro poço no Bloco Exploratório alcançou a profundidade final de 659 metros, constatando a existência da formação alvo com presença de hidrocarbonetos. .

Importante destacar, que em 04 de junho de 2024, a Companhia assinou um contrato de Farm-out com a Mandacaru Energia Ltda, para a venda de 50% da sua participação em sete concessões localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, até então integralmente detidas pela PetroReconcavo. Em 10 de outubro de 2025, a Companhia concluiu a transação, com a transferência de 50% de participação e da operação dos ativos para a Mandacaru Energia.

Em 31 de dezembro de 2025, o Ativo Potiguar era composto por 32 concessões e três Blocos Exploratórios. Dentre as concessões, 21 são operadas e de titularidade exclusiva da PetroReconcavo S.A., duas são operadas pela Companhia em consórcio com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. e nove operadas pelo parceiro Mandacaru Energia Ltda. (antiga Partex Brasil Ltda.).

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo.

Imagem 3 – Ativo Potiguar

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



As concessões destes campos se encerrão entre os anos de 2029 e 2052 e também poderão estar sujeitos a solicitação de extensão. Além disso, houve a aprovação da redução dos royalties para os campos de Três Marias e Varginha, que fizeram parte da rodada zero da Agência Reguladora.

De acordo com a Certificação de Reservas na data base de 31 de dezembro de 2025, a Companhia detém 73,8 MMboe em reservas brutas 2P (*working interest*).

Estudo de Caso: Campo Mata de São João – Reservatório de Água Grande – Bloco 1

Apresentamos abaixo um estudo de caso que demonstra nossa capacidade de aumentar o fator de recuperação de reservatórios a partir a implementação de projetos de recuperação secundária a partir da injeção de água.

O plano de recuperação do campo de Mata de São João demonstra a capacidade de execução da Companhia, tendo sido capaz de alavancar a produção de petróleo de 111 bopd para 1.714 bopd em 15 anos. A operação do campo, em 2000, contava com 6 poços produtores, 1 injetor, e uma pressão no reservatório de 290 psi. Em 2020 passou-se a ter 9 poços produtores, 11 injetores e uma pressão de reservatório entre 1.200 e 1.400 psi. Com isso, o fator de recuperação das reservas de petróleo foi incrementado em relação à perspectiva que havia quando assumimos a operação do campo.

Gráfico 5 – Produção Histórica (BOPD)

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



Fonte: 1990 a 2000: Petrobras, 2000-2020: Sistema Interno de Controle de Produção.

Diferenciais Competitivos

Nós acreditamos estar estrategicamente posicionados para nos beneficiarmos das oportunidades de crescimento no setor de operação, desenvolvimento e revitalização de Campos Maduros terrestres no Brasil, bem como das oportunidades decorrentes da abertura do setor de gás natural. Acreditamos que nosso histórico, único no setor, aliado aos diversos diferenciais competitivos listados abaixo e ao momento histórico pelo qual passa o setor no Brasil, proporciona uma enorme oportunidade de geração de valor para nossos acionistas.

Modelo de negócio comprovado, escalável e com capacidade de execução diferenciada

Acreditamos ser uma das poucas operadoras independentes que pode demonstrar efetiva experiência, escala e sobretudo um *track record* positivo no desenvolvimento de campos Maduros nas bacias terrestres brasileiras.

Ao longo de mais de 25 anos de operações, desenvolvemos e temos aprimorado um modelo de negócio comprovado, orientado por eficiência operacional, disciplina financeira e capacidade de execução diferenciada. O sucesso deste modelo se demonstra pelos sólidos resultados operacionais e financeiros apresentados ao longo de nossa trajetória, mesmo durante ciclos de baixa dos preços de petróleo e gás natural, inclusive em meio aos eventos geopolíticos disruptivos.

Dentre estes resultados, destacamos a geração de caixa ao longo dos períodos, mesmo com um investimento significativo no desenvolvimento de nossos campos, além de incrementos significativos nos volumes de reservas provadas, mesmo após décadas de produção.

Adicionalmente, a evolução do nosso portfólio, com a expansão das operações para diferentes bacias terrestres e a incorporação de novos ativos ao longo dos últimos anos, reforça a escalabilidade do nosso modelo de negócios. Essa trajetória evidencia nossa capacidade de replicar competências técnicas, operacionais e de gestão em diferentes contextos geológicos e operacionais, mantendo foco na maximização da produtividade dos ativos e na geração de valor de longo prazo.

Nós acreditamos deter uma capacidade de execução diferenciada, sustentada, entre outros fatores, por nossa expertise como operadora, considerando que operamos quase todos os campos nos quais detemos interesse econômico. Apenas nos campos operados na Bacia do Recôncavo, executamos ao longo da nossa trajetória mais de mil projetos de intervenção em poços (*workovers*) e dezenas de perfurações em áreas de reservas provadas ou

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

prováveis, o que contribuiu para ganhos de produtividade e para a redução dos custos de intervenção e perfuração ao longo dos anos.

Acreditamos que esta capacidade nos permite gerenciar melhor nossas atividades e controlar custos, contribuindo para o contínuo aprimoramento do modelo negócio e para a incorporação de novas habilidades e áreas de expertise, o que favorece uma execução mais segura, eficiente e escalável.

Ativos operados já em produção, com volume expressivo de Reservas de hidrocarbonetos de qualidade e baixo risco

Nós nos especializamos na operação de Campos Maduros que, em geral, apresentam infraestrutura bastante desenvolvida e baixo risco exploratório. Os campos nos quais detemos interesse econômico, têm volumes expressivos de Reservas 2P, sendo que as reservas 1P, em 31 de dezembro de 2025, representavam 78,6% do total. As Reservas Provadas (1P) possuem a mais alta probabilidade de sucesso de recuperação dentre as categorias estabelecidas no setor e o mais baixo grau de incerteza, o que se traduz em um menor risco potencial em relação às atividades exploratórias.

Os nossos ativos destacam-se ainda por uma produção de petróleo de altíssima qualidade (°API médio de aproximadamente 35). A produção de gás natural também apresenta boa atratividade comercial, elevado poder calorífico, que se traduz em bom potencial para produção de Líquidos de Gás Natural, tais como o GLP, e sem a presença de contaminantes em valores expressivos ou além dos limites regulatórios vigentes. Os hidrocarbonetos são, em geral, produzidos a partir de reservatórios convencionais, com boas qualidades físico-químicas e características permo-porosas que permitem o desenvolvimento adequado, com métodos e custos compatíveis com os preços atuais de petróleo e gás no mercado, propiciando a atuação no sentido de maximizar os fatores de recuperação, muito além dos volumes até então produzidos.

Administração experiente, com alto comprometimento, e suportada por sócios fundadores comprometidos e focados na indústria

Uma grande parte do nosso time executivo trabalha em conjunto há mais 15 anos, sendo que o Vice Presidente de Desenvolvimento de Portfólio e CFO estiveram envolvidos com a Companhia desde a sua fundação em fevereiro de 2000. A alta administração é composta por diretores e gestores altamente comprometidos, com alinhamento de interesses com os acionistas, sendo alguns deles egressos do programa de trainee desenvolvido pela Companhia ao longo de mais de uma década.

Contamos com uma equipe experiente composta por profissionais técnicos especializados em produção, gestão de reservatórios, perfuração, serviços especializados, manutenção, gestão e administração de projetos, entre outros, com atuação direcionada especificamente a operações de campos maduros de petróleo e gás.

Além disso, os acionistas fundadores da Companhia, PetroSantander e Perbras, e que seguem na base de acionistas da Companhia, possuem vasta experiência na operação de campos maduros e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior. A PetroSantander é especializada na operação de campos maduros onshore e na prestação de serviços para o setor de petróleo e gás no Brasil e no exterior, conduzindo atividades similares às nossas nos Estados Unidos, Colômbia e Romênia. A Perbras é uma empresa brasileira que opera há mais de 56 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P. Acreditamos estar bem posicionados para capturar as melhores oportunidades em nosso setor, uma vez que também contamos com o suporte da expertise técnica de nossos acionistas fundadores.

Operações eficientes, estrutura verticalizada de baixo custo e disciplina financeira elevada

Buscamos operar dentro de um modelo “low cost” que permita a operação lucrativa de campos maduros mesmo em condições adversas de preços. Para tanto, procuramos combinar baixos custos de desenvolvimento, baixos custos de extração, manutenção e “overhead”, com uma elevada disciplina financeira, onde cada projeto a ser executado é rigorosamente avaliado sob a perspectiva de risco/retorno e priorizado/aprovado com base nesta

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

avaliação. Esta combinação nos permite executar mais atividades de desenvolvimento, aumentar a produção e otimizar a recuperação dos campos operados.

As características e história do desenvolvimento da indústria “onshore” no Brasil, sobretudo a longa predominância de um único operador com características de NOC (“National Oil Company”), tem gerado o que acreditamos ser distorções no mercado, principalmente na área de serviços de campo (“oilfield services”). Altos custos de serviços especializados, combinados com baixa disponibilidade de equipamentos, e sobretudo carência de mão de obra capacitada são potenciais obstáculos ao desenvolvimento e operação de campos maduros de forma produtiva e contínua.

Estes fatores se agravaram em decorrência do período relativamente longo de subinvestimento nos campos terrestres pela operadora dominante. Historicamente, tendo enfrentado estes obstáculos por duas décadas, nós optamos por desenvolver uma estrutura operacional verticalizada, onde as principais atividades são constantemente avaliadas quanto a necessidade e viabilidade para internalização, considerando as economias de custo, sinergias e autonomia operacional que podem ser obtidas.

Procuramos internalizar atividades críticas tais como serviços de perfuração, reparo de poços, intervenções diversas em poços incluindo “*workovers*”, operações de estimulação em poços (acidificações e estimulações orgânicas), operações de cimentação e de outras intervenções necessárias durante a construção e durante a vida útil dos poços, operações de abandono de poços, dentre outros inúmeros procedimentos e processos essenciais ao desenvolvimento dos campos que operamos.

Operamos internamente uma expressiva frota de equipamentos de “oilfield services”, tais como sondas de workover, well service e perfuração, unidades de bombeio e estimulação, dentre outros. Em julho de 2024, a Companhia adicionou a sua frota de perfuração a sonda PR-14, somando-se as outras duas sondas de perfuração da Companhia, a PR-04 e PR-21. A chegada da PR-14 representou um marco importante para a PetroReconcavo, abrindo novas pespectivas de expansão dos horizontes de exploração e produção, com a possibilidade de realizar perfurações mais profundas, direcionais, com mais tecnologia e de maneira segura e eficiente.

Além da internalização dos equipamentos, contamos com uma parcela relevante da nossa força de trabalho alocada na execução destes serviços, com estrutura de compensação e benefícios atrativa e continuamente capacitada para exercer suas funções com elevados padrões de segurança e eficiência. A nossa administração identifica este aspecto como um diferencial competitivo, de fundamental relevância para a escalabilidade de nosso modelo de negócios.

Os ganhos de eficiência e redução de custos dos serviços internalizados são evidenciados, por exemplo, por nossa eficiência de sondas de workover e perfuração, além dos baixos custos de operações de estimulação, quando comparados com serviços realizados por terceiros.

Além dos benefícios de uma estrutura verticalizada, a Companhia vem implementando, de forma contínua, iniciativas de transformação digital e inovação, esforço contínuo para modernizar processos e operações, sempre com o olhar voltado à eficiência, segurança e sustentabilidade. No âmbito operacional, a adoção de dashboards integrados e a digitalização de rotinas críticas têm contribuído para a redução de paradas não programadas, por meio de monitoramento contínuo e práticas de manutenção preditiva, além de ampliar o controle e a rastreabilidade dos processos corporativos. Paralelamente, o uso de analytics e automação tem viabilizado ganhos de eficiência energética, enquanto a padronização de sistemas reforça a produtividade e a qualidade do processo decisório.

Alto potencial de crescimento orgânico e através de aquisições potenciais

Os nossos ativos de produção estão localizados nas bacias do Recôncavo, Potiguar e Sergipe-Alagoas, que possuem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos dentre as bacias onshore maduras no Brasil, de acordo com a ANP. As nossas concessões contêm um volume total significativo de Petróleo Original in situ que, em muitos casos, ainda estão longe de alcançar os percentuais de recuperação ótimos, ou mesmo dentro de padrões internacionais, de reservas maduras convencionais.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Em dezembro de 2025, o fator de recuperação médio de petróleo dos campos dos Ativos Bahia e Potiguar, definidos como Percentual do Original Oil in Place (OOIP) estava em cerca de 22%. Somando-se as reservas 2P certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 27%. Baseado em referências internacionais, a expectativa de recuperação final (Estimate Ultimate Recovery – EUR) de petróleo para reservatórios convencionais como os operados pela Companhia seria em torno de 30% a 35%.

Para gás natural, o fator médio de recuperação era de 54%. Somando-se as reservas 2P de gás certificadas pela NSAI dos mesmos campos, alcançaríamos uma recuperação média de 74%, enquanto os benchmarks internacionais para o gás natural situam-se entre 85% a 90%. Estes baixos fatores de recuperação atualmente verificados nos nossos ativos, mesmo considerando-se as reservas certificadas até o momento, indicam que os mesmos oferecem a oportunidade para o desenvolvimento e implementação de inúmeros projetos específicos de otimização do ponto de vista de gestão de reservatório e projetos de recuperação avançada. Tais iniciativas tendem a viabilizar a incorporação de reservas adicionais ao longo dos próximos anos.

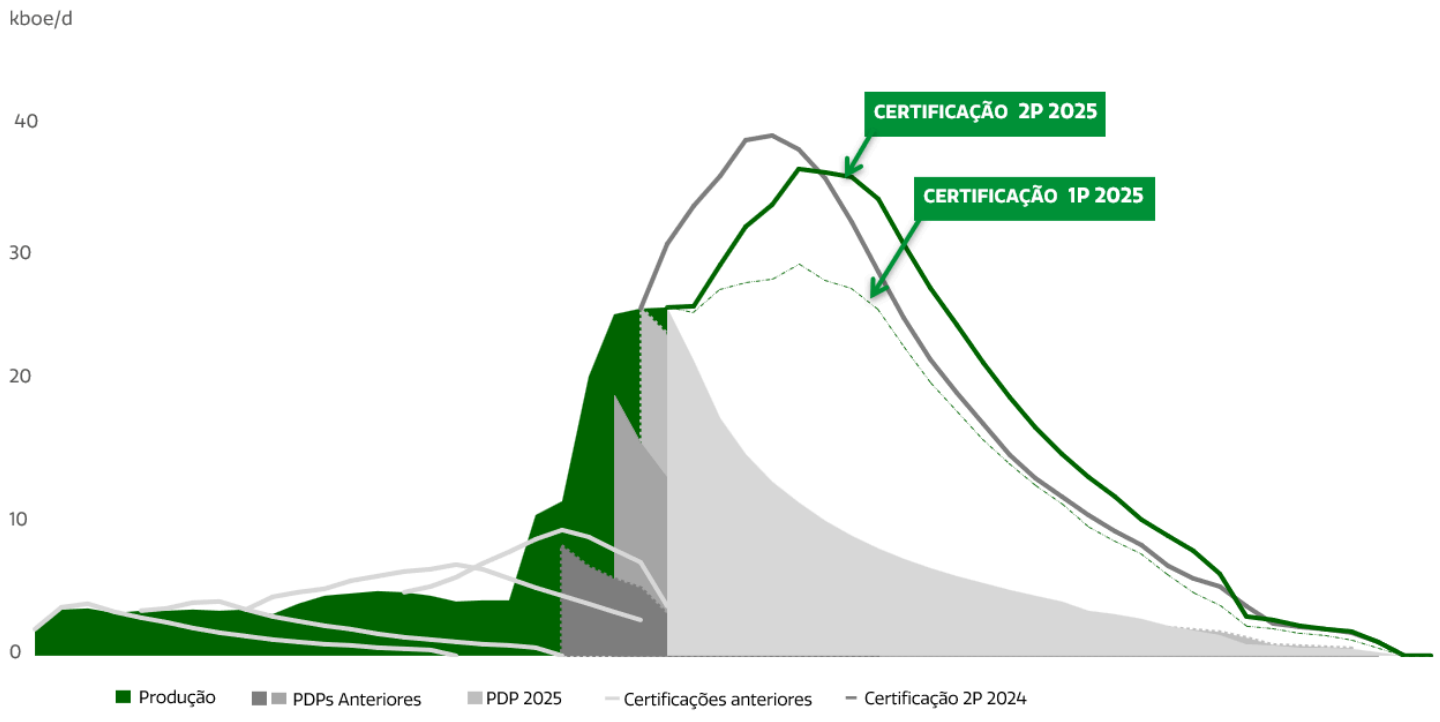
Participamos ativamente do processo de gestão de portfólio e desinvestimento de ativos de exploração e produção da Petrobras. Ao longo deste processo, concluímos, de forma pioneira, a aquisição de Riacho da Forquilha, e posteriormente os polos Remanso e Miranga dentro desse processo.

O êxito nessas aquisições demonstra a nossa capacidade de estruturar projetos complexos e sermos competitivos no processo de aquisição de campos, sobretudo pelo conhecimento da atividade onshore no país e pelos diversos diferenciais competitivos demonstrados.

As aquisições realizadas contemplaram ativos considerados relevantes no contexto do portfólio disponível, tendo sido efetuadas a valores que se mostraram compatíveis com a geração de retornos atrativos para a Companhia e seus acionistas.

Abaixo apresentamos a produção histórica e a projeção (2P) dos campos do Polo Remanso + BTREC, Tiêta, Ativo Potiguar e Polo Miranga.

Gráfico 6 – Produção acumulada anual (boe)



1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

As informações sobre as reservas da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em 18 de março de 2026 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro. Para mais informações vide itens 1.16 e 4.1 deste Formulário de Referência.

Para os objetivos desses relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

Estratégias

A Companhia tem como principal estratégia crescer, de forma sustentável, seja pela aplicação de nosso comprovado modelo de desenvolvimento em ativos existentes, seja avaliando novas oportunidades de aquisição de ativos ou de desenvolvimento de negócios no setor. Dessa forma, nossa estratégia inclui as seguintes diretrizes:

Maximizar valor sobre projetos existentes

Priorizamos o aumento da rentabilidade dos nossos ativos por meio da aplicação de nosso modelo de negócio de exploração e desenvolvimento de reservas com baixos custos, disciplina na alocação de capital, da captura de sinergias e ganhos de escala, e da otimização da estrutura de capital. Por meio de nossas aquisições, ampliamos consideravelmente a nossa escala, incorporando ativos maduros com alto potencial de desenvolvimento e significativo volume de reservas de petróleo e gás de alta qualidade. Além disso, tais aquisições foram realizadas por preços competitivos e bons termos.

Explorar oportunidades de crescimento selecionadas por meio de aquisições de ativos de produção no Brasil e no exterior

A Companhia pode avaliar aquisições seletivas de ativos que permitam crescimento de forma oportunística, mantendo o foco em campos maduros, especialmente em áreas com potencial para ampliação dos volumes de novas reservas a baixo custo. Nosso modelo de negócio permite a replicação de processos e tecnologias em outras áreas geográficas, em especial onde podemos encontrar oportunidades que permitam a aplicação de nossa expertise a fim de agregar valor à ativos de produção sub-explotados.

No entanto, é importante destacar que as aquisições de ativos podem ser complexas e envolvem vários fatores a serem considerados. Alguns desses fatores incluem a avaliação do valor da empresa-alvo, a análise das reservas de petróleo e gás, a avaliação de riscos e passivos, a negociação de termos e condições, bem como a obtenção de aprovações regulatórias, quando necessário.

Conduzir operações com vistas a maximizar retornos e minimizar riscos

Temos como objetivo desenvolver os campos operados de forma seletiva, implementando projetos de acordo com análises e expectativas de risco/retorno a fim de minimizar os riscos inerentes ao nosso negócio. Pretendemos utilizar os resultados dos projetos de menor risco como fonte de informação para validar ou ajustar as análises técnicas relativas a geologia, características de reservatórios e outros aspectos dos ativos operados, permitindo-nos gradativamente assumir projetos potencialmente de maior risco com um grau mais elevado de confiança visando obter retornos globais mais altos.

Disseminar nossas políticas de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade

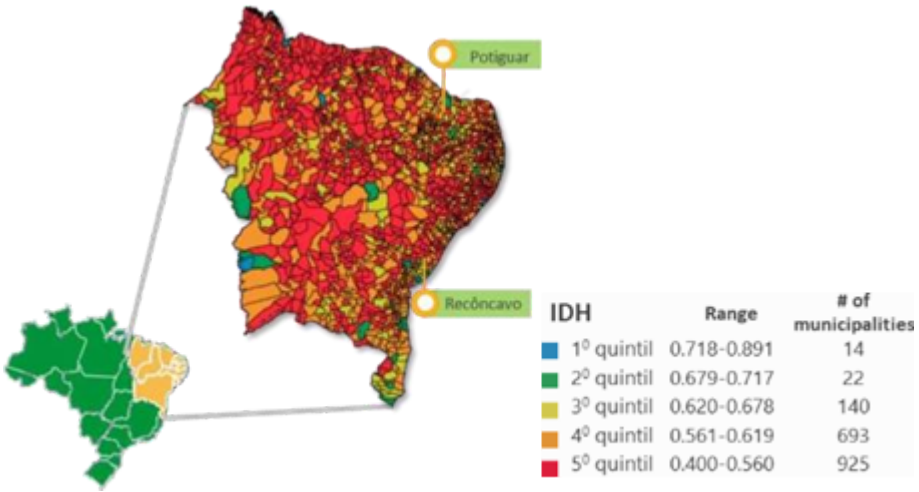
Investimos e continuaremos a investir na melhoria contínua de nossas políticas e processos de gestão de qualidade, segurança, saúde, meio ambiente e sustentabilidade, entendendo estes como valores indissociáveis do negócio e elementos críticos para a redução de riscos e custos operacionais no longo prazo.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Por conseguinte, pretendemos continuar a disseminar nossas políticas de gestão nessas áreas por meio de iniciativas que incluam: (1) a disseminação da visão de que a qualidade dos produtos e serviços da PetroReconcavo e a melhoria contínua dos seus processos são de responsabilidade de todos os integrantes da organização; (2) promover o desenvolvimento e capacitação dos nossos empregados, visando ao aprimoramento contínuo da qualidade, da sustentabilidade e da produtividade, com vistas a alcançar sistemas de gestão eficazes e maior lucratividade; (3) melhorar continuamente os nossos processos, produtos e serviços, estabelecendo metas e objetivos desafiadores, estimulando a inovação e atuando preventivamente (i) na saúde, bem estar e na qualidade de vida das pessoas; (ii) na segurança das pessoas, dos processos, das informações e do patrimônio; (iii) nos aspectos ambientais e no uso racional dos recursos naturais; (iv) na qualidade de produtos e serviços; e (v) na identificação de perigos e controle e gerenciamento dos riscos; e (vi) manter um relacionamento construtivo e sustentável com as comunidades onde atuamos, gerando um impacto positivo nas regiões onde operamos.

Ainda, as áreas nas quais a PetroReconcavo atua possuem IDH relativamente baixo. Sendo assim, o fomento ao emprego e criação de oportunidades diferenciam a companhia no âmbito social.

Gráfico 8 - Mapa de Calor de IDH



Fonte: IBGE,2010

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3 INFORMAÇÕES SOBRE SEGMENTOS OPERACIONAIS:

(a) produtos e serviços comercializados;

O grupo econômico da Companhia tem como atividade a extração de Petróleo e Gás Natural (E&P). Suas receitas são provenientes da comercialização de seus produtos.

As informações reportadas à Administração da Companhia, principal tomador de decisões operacionais, para fins de alocação de recursos e avaliação de desempenho, são revisadas mensalmente por meio de relatórios gerenciais de resultado que apresentam, entre outros aspectos, as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, custos, produção e demais indicadores operacionais para a tomada de suas decisões, com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

A Companhia atua na revitalização de campos maduros localizados em 3 diferentes bacias sedimentares terrestres do Brasil (bacia do Recôncavo, Potiguar e Sergipe). .Iniciou suas operações em 2000 com a revitalização de campos maduros no Recôncavo Baiano, e, desde então, expandiu seu portfólio por meio da aquisição e desenvolvimento de novos ativos. Para mais informações sobre os ativos operados pela Companhia vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor; e

Segmento	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás
	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2025	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2024	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2023
Receita Líquida (R$ milhões)	3.157,6	3.264,5	2.814,4
% em relação à Receita Líquida Consolidada	100%	100%	100%

(c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

Segmento	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás	E&P Petróleo e Gás
	Exercício social findo em 31 de Dezembro de 2024	Exercício social findo em 31 de Dezembro de 2024	Exercício social findo em 31 de Dezembro de 2023
Lucro (Prejuízo) Líquido (R$ milhões)	638,4	437,5	708,9
% em relação ao Lucro Líquido Consolidado	100%	100%	100%

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4 INFORMAÇÕES SOBRE PRODUTOS E SERVIÇOS RELATIVOS AOS SEGMENTOS OPERACIONAIS

(a) características do processo de produção;

As atividades referentes ao processo de produção do petróleo se iniciam na fase de exploração, por meio de pesquisas geológicas e perfuração de poços exploratórios. Após a perfuração do poço exploratório, em caso de descoberta de uma reserva de petróleo, é iniciada a fase de avaliação da descoberta, que pode resultar em declaração de comercialidade ou ser declarada descoberta subcomercial, quando não há volume que possa ser monetizado e a área de exploração é devolvida.

Após o desenvolvimento, é iniciada a fase de produção onde todos os equipamentos já estão instalados e operando. Essa é a fase em que a operadora recupera o investimento feito durante as fases de exploração e faz a gestão dos reservatórios de maneira que se extraia o máximo possível de petróleo e gás de maneira economicamente viável. Os campos maduros de óleo e gás por definição são aqueles em que a produção já passou do pico e está em fase de declínio, mas que podem apresentar oportunidades de redesenvolvimento com a aplicação de técnicas de recuperação secundária ou otimizando a forma de operar os campos.

Até dezembro de 2022, a Companhia desenvolvia a totalidade de suas atividades na Bacia do Recôncavo, localizada no Estado da Bahia e na Bacia Potiguar, localizada no estado do Rio Grande do Norte. Com a conclusão da aquisição da Maha Energy Brasil, em fevereiro de 2023, a Companhia expandiu as suas atividades para a Bacia de Sergipe.

O segmento de produção de petróleo e gás, no qual a Companhia atua tem por base contratos de concessão celebrados com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, via de regra, são constituídos por duas fases: exploração e produção, as quais são descritas abaixo:

a. Exploração:

A fase de exploração precede a fase de produção e tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. O contrato estabelece um prazo, durante o qual o concessionário ou contratado deve desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica, visando ao maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, em especial do bloco adquirido.

As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométicos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

Também é nessa fase que o concessionário ou contratado realiza as avaliações de descobertas e, caso conclua pela viabilidade econômica da descoberta, declara a comercialidade das áreas. Ainda na fase de exploração, caso não haja interesse econômico, o concessionário ou contratado realiza a devolução das áreas para a União.

b. Produção: é a fase que se divide em etapa de desenvolvimento e etapa de produção:

- Etapa de desenvolvimento: quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Neste momento, são realizadas, por exemplo, a perfuração dos poços produtores, a construção das instalações de superfície e dos gasodutos e oleodutos que escoarão a produção.
- Etapa de produção: quando, com toda a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da capacidade produtiva do campo. Nesta etapa, o petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios subterrâneos e transportados para estações de tratamento para serem comercializados.

A ANP adota a seguinte definição para campos maduros, conforme RESOLUÇÃO ANP Nº 749, DE 21.9.2018 - DOU 24.9.2018:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

“Campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: {Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe)}”.

A seguir, apresentamos informações detalhadas acerca de cada uma de tais fases:

a. FASE DE EXPLORAÇÃO

A fase de exploração se inicia com a aquisição de um bloco exploratório terrestre ou marítimo, através de leilão realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). De posse das informações geológicas da região, cedidas pela ANP, após o arremate do bloco, são realizados estudos geológicos avançados sobre o bloco em questão. Após realizados esses estudos, são perfurados poços exploratórios, com o objetivo de confirmar fisicamente as informações obtidas através das análises geológicas.

Uma vez constatada a viabilidade técnico-financeira do campo explorado, é declarada a sua comercialidade, junto à ANP, momento em que é necessária a apresentação de um plano de desenvolvimento da produção, documento no qual é especificada a quantidade e a localização dos poços a serem perfurados, além da estrutura que será montada para a produção de petróleo e gás, dentre outras informações.

b. FASE DE PRODUÇÃO

i. Etapa de Desenvolvimento

A partir da apresentação do plano de desenvolvimento da produção à ANP, inicia-se a fase de desenvolvimento do campo de petróleo e gás, que consiste na perfuração e complementação dos poços de produção, e a instalação dos equipamentos e infraestrutura necessários para a produção.

b.1 Perfuração de Poços de Produção

Tecnicamente, a perfuração consiste no conjunto de várias operações e atividades necessárias para atravessar as formações geológicas que formam a porção superficial da crosta terrestre, com objetivos predeterminados, até atingir-se o objetivo principal, que é a prospecção de hidrocarbonetos.

Nas atividades de perfuração de poços, utilizam-se sondas de perfuração que consistem em um conjunto de equipamentos bastante complexos, existindo grande variedade de tipos. Tais sondas podem ser terrestres ou marítimas, conforme o local de operação. No caso das operações da Companhia, são utilizadas somente sondas terrestres, já que as atividades da Companhia são desenvolvidas exclusivamente no onshore.

b.2 Completação

A completação consiste no conjunto integral de operações de modo a deixá-lo pronto, sob aspecto de subsuperfície, para início de operação.

Para escoamento da produção do poço é necessária a instalação de uma malha de linhas de produção. Essas linhas são conectadas à cabeça dos poços e têm por objetivo levar o óleo e o gás dos poços até as estações coletoras, cujos componentes essenciais são vasos separadores, tanques de armazenamento e bombas. Tais estações coletoras são responsáveis pela coleta e distribuição da produção dos campos de petróleo.

Alguns poços, tanto terrestres como marítimos, não possuem a pressão necessária para uma produção espontânea de petróleo por estarem situados em regiões exploratórias já maduras.

Nestes casos, faz-se necessária a instalação de uma unidade de bombeamento artificial, no caso de poços terrestres, e/ou o aumento induzido da pressão dos reservatórios através da técnica de injeção de gás, água ou vapor por meio de poços injetores.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

ii. Etapa de Produção

É a fase da produção propriamente dita, em que o petróleo e o gás são extraídos dos reservatórios subterrâneos e transportados para estações de coleta e tratamento para serem processados.

No processo de produção da Companhia, foram estabelecidas as seguintes fases: (i) acompanhamento e controle da produção, (ii) armazenamento e tratamento primário da produção; e (iii) transferência de entregas ao comprador. A seguir, apresentaremos uma breve explicação a respeito de cada etapa, assim como as principais atividades nelas desenvolvidas e o resultado esperado em cada uma delas.

c.1 Acompanhamento e Controle da Produção

Uma vez planejado e executado o programa de trabalho, deve-se acompanhar e controlar a produção do poço. Nesta fase, existe uma interação quase que horária para que, em função dos novos e mais recentes dados e informações da produção, as atividades de operação e manutenção sejam sempre ajustadas e priorizadas de forma a maximizar a produção, ou seja, para que cada poço produza o máximo possível dentro do seu potencial.

Diariamente, são verificados as condições e o estado do poço, in loco e/ou por telemonitoramento, e, nesse contexto, os operadores verificam se o poço está produzindo, se existem vazamentos, se os equipamentos necessitam de reparos, e se a área do poço está livre de vegetação. Também são monitorados dados de pressão e vazão de produção, níveis de fluido, amperagem dos motores, entre outros, bem como são realizados testes em poços para avaliar sua performance e para adotar as providências de correção de desvios.

c.2 Armazenamento e Tratamento da Produção

Nas estações coletoras, que são parques de tancagem, é recolhida e armazenada a produção de óleo, gás e água que chegam aos tanques por meio de tubulação (oleodutos ou gasodutos) ou eventualmente por caminhão tanque. Na operação da Companhia existem diversas estações coletoras sendo que algumas delas também dispõe de compressores que permitem a produção e escoamento de gás dos campos em sua vizinhança.

As estações dispõem de vasos tratadores e separadores que, através de tratamentos físicos e químicos, colocam o óleo e o gás nas especificações de venda, uma vez que, no seu estado natural, estes hidrocarbonetos apresentam contaminantes indesejáveis como água, sais e enxofre, entre outros.

Imagem 1 - Tanques de armazenamento da Estação Lagoa de Paulo Norte



Transferência de Entregas

Óleo

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Estando o óleo dentro das especificações de venda, o cliente é então contatado antes de iniciar- se a transferência, de acordo com a programação estabelecida com o cliente, em data e hora determinadas pelas partes. Uma vez acordado sobre a transferência, a operação se dá por oleodutos ou em alguns casos por caminhão tanque.

Gás

O gás é entregue continuamente através de gasodutos. A medição do volume entregue é feita, também de maneira contínua, por registradores que emitem uma carta de medição, ou por registradores eletrônicos de vazão.

i. Reabilitação e revitalização de Campos Maduros - Novos Projetos de Investimento

A Companhia investe em seu processo produtivo com o objetivo de extrair, com segurança, as reservas de petróleo e gás natural, em conformidade com as exigências legais.

A maior parte da produção atual da Companhia ocorre em campos maduros, que são campos de petróleo descobertos há muito tempo e que já produziram pelo menos metade das suas reservas recuperáveis totais. Esses campos têm um histórico significativo de produção.

A maiorias dos campos hoje operados pela Companhia foram recebidos com mais de 20 anos de produção. Durante a fase exploratória, estudos geológicos específicos constataram uma potencial área produtora de petróleo. Foram perfurados poços exploratórios e delimitadas as jazidas, nas quais os hidrocarbonetos acumulados nos reservatórios durante décadas foram produzidos.

Após esse período, na fase madura, estes poços apresentam uma diminuição na produtividade, o que requer novos estudos, utilizando ferramentas e técnicas avançadas. Estes estudam buscam identificar, com maior assertividade, novos potenciais dentro de uma área já conhecida. A partir da análise dos resultados obtidos , é possível aumentar a produção dos campos e/ou poços por meio de modificações nos projetos de equipamentos de elevação artificial e melhorias nas instalações de coleta, de forma a superar as restrições operacionais.

A Companhia tem direcionado parte de seus investimentos e esforços técnicos para o desenvolvimento e a otimização de projetos voltados à recuperação de reservas e à sustentação da produção em campos maduros que opera, com destaque para iniciativas de recuperação secundária e para a intensificação da injeção de água em determinados reservatórios. Esses projetos buscam contribuir para a manutenção ou recuperação da pressão dos reservatórios e, consequentemente, para a sustentação da capacidade de produção e o aumento do fator de recuperação de petróleo. No caso da Companhia, a injeção de água tem sido uma das principais iniciativas nesse contexto, especialmente em projetos de repressurização de reservatórios. Esse método consiste na injeção de água em reservatórios depletados para recuperação ou manutenção da pressão do reservatório e, por consequência, manter a capacidade de produção e aumentar a recuperação de petróleo. Quando o sistema de injeção é adequadamente desenhado, tem-se ainda o efeito de varredura do reservatório, deslocando o petróleo em direção aos poços produtores.

A complexidade dessas atividades e a exigência de alta capacitação da equipe e altos investimentos em equipamentos para que sejam alcançados os resultados, exige que a Companhia mantenha em seu quadro de profissionais um núcleo de engenheiros e geólogos habilitados e capacitados nas diversas áreas da engenharia de petróleo.

Para melhor compreensão do processo acima relatado, apresentam-se a seguir suas diversas etapas, ressalvando que esta divisão não é bem estabelecida na vivência prática das operações, sendo comum, o retrocesso à etapa anterior para reanálise ou redefinições sendo continuamente retroalimentadas a partir de resultados obtidos no decorrer das operações.

d.1 Avaliação e Estudos dos Reservatórios

Nesta primeira fase, avaliam-se os reservatórios a partir de dados geológicos já existentes, uma vez que, conforme explicado anteriormente tratam-se de campos maduros e já explorados. Dentre esses dados estão:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

sísmica, estudos de campo, estudos litológicos de amostras, perfis que foram corridos nos poços e dados de produção obtidos ao longo da vida produtiva dos poços, nos quais foram registrados, ao longo do tempo, os volumes produzidos dos diversos fluidos (água, gás e óleo), bem como os resultados de testes de pressão estática e de fluxo desses poços. Assim, por meio de simulações com uso de software específico, são aprofundadas as informações sobre os reservatórios, tais como sua dimensão (área e altura), tipo de reservatório (bolha de gás, capa de gás, óleo puro, óleo em solução etc.), sua estrutura estratigráfica, nível de porosidade e de saturação de fluidos, sua permeabilidade, grau de compactação, temperatura, entre outros.

Este processo de melhor conhecimento do reservatório norteará todas as ações a serem desenvolvidas para fins de otimização da produção do campo. À medida que novos dados são obtidos, estes são periodicamente reprocessados, normalmente em bases anuais, visando agregar novas informações e aprimorar o entendimento sobre o reservatório. Como resultado final desta fase, é emitido um relatório de reservas, que servirá de base para definição do programa a ser executado naquele campo.

d.2 Elaboração do Programa de Trabalho

A partir dos dados obtidos como resultado dos estudos dos reservatórios, faz-se um planejamento completo do programa de trabalho para o período, que dura normalmente de um a cinco anos, no qual são estabelecidos diferentes grupos de poços, a saber:

a. Poços que irão manter todas as suas características;
b. Poços que estavam fechados e irão retornar à produção;
c. Poços que passarão de produtores para injetores e vice-versa;
d. Poços onde será alterada a zona produtora;
e. Poços onde será alterado o método de elevação;
f. Poços que irão ser estimulados, com operações especiais do tipo fraturamento e acidificação;
g. Poços que serão tratados com aditivos químicos, do tipo n-parafina, óleo diesel, inibidores, entre outros.; e
h. Perfuração de novos poços produtores, injetores ou para captação de água.

Imagem 2 - Ilustração de uma perfuração



Fonte: www.nugeo.ufop.br/joomla/.../PaginasArquivos_22_83.pdf - 30/08/2010

Nesta fase, também se avaliam as capacidades das instalações (estações coletoras, tanques, tratadores, dentre outros.), levando-se em conta as produções esperadas. Caso sejam necessárias ampliações, são programados os investimentos nessas áreas.

A partir disto, começa-se a elaborar os programas técnicos de intervenção no poço, estando nestes documentos claramente definidos todos os parâmetros técnicos da execução do trabalho. Nesta fase, define-se, ainda, o

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

escopo de cada trabalho, tipos de equipamentos a serem utilizados, entre outros aspectos.

Elabora-se, então, o programa anual de trabalho, que deverá nortear todos os trabalhos a serem desenvolvidos no período, observada a flexibilidade exigida pelas boas práticas de gestão do negócio .

Importante ressaltar que os planos de trabalho somente podem ser executados após aprovação pela ANP.

d.3 Execução do Programa de Trabalho

Cabe ao grupo de operações conciliar o programa de trabalho com as intervenções de rotina, de forma a restabelecer a produção dos poços. Ademais, ao longo do período, se fazem necessárias intervenções para substituição bomba de fundo, tubo furado, haste de bombeio partida, entre outras ações relacionadas a eventos que interrompem a produção dos poços.

Para intervenção de menor complexidade, também são preparados programas técnicos, os ditos programas de *well-service* ou limpeza. Nas intervenções em poços, normalmente é requerida a utilização de uma sonda de produção. Para atender tal necessidade, a Companhia aluga sondas de terceiros ou opera sondas próprias, podendo, ainda também, contratar serviços de sonda no mercado.

Abaixo, é apresentada uma descrição dos principais tipos de projetos executados.

d.4 Reabertura de Poço

A reabertura de um poço de petróleo é uma das formas de revitalização e rejuvenescimento que ocorre quando esse poço já serviu anteriormente como produtor, mas sua produção atingiu a inviabilidade na curva de produção e, por isso, foi interrompida. Assim, ao ser equipado com um método de elevação mais adequado ou ao receber uma intervenção que o modernize, esse poço poderá ter sua produtividade restabelecida, voltando a ser produtor e economicamente viável.

d.5 Conversão a Injetor

Esse tipo de investimento converte um poço que anteriormente era produtor de petróleo, isto é, um poço de extração, em um poço injetor de gás, água ou vapor, com o objetivo de manter ou aumentar a pressão dentro do reservatório e, assim, otimizar a produção.

Esta foi uma grande modernização realizada pela Companhia. Primeiramente, porque converteu muitos poços de extração em poços injetores e, em segundo lugar, deixou de realizar injeção de gás e passou a utilizar apenas a técnica de injeção de água, com isso, o gás que antes era utilizado para aumentar a pressão dos reservatórios passou a ser vendido.

Com a recuperação primária, normalmente se retira entre 10 e 20% do óleo do reservatório; já com a injeção de água, a recuperação secundária pode atingir um resultado entre 20 a 40%.

Para converter um poço de extração de petróleo em um poço de injeção de água, retira-se o equipamento de elevação artificial de petróleo, que é substituído por algumas conexões e equipamentos adequados à operação de injeção.

Imagem 3 - Ilustração de vários poços injetores e um produtor

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

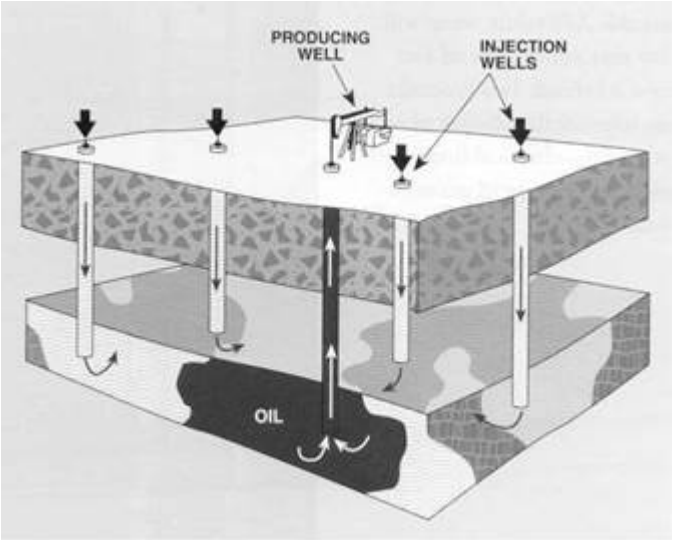


Imagem 4 - Poço de Injeção de Água no Campo de Gomo



Imagem 5 - Bomba de injeção de água tipo HPS



d.6 Estimulação

É um tipo de operação na qual se busca aumentar a produtividade de um poço produtor de óleo e/ou gás, ou aumentar a injetividade dos poços injetores de água para descarte ou recuperação secundária. Neste procedimento, alteram-se as características de permeabilidade original da rocha-reservatório.

Ressalva-se que a permeabilidade é uma das principais características das rochas para a extração de petróleo, pois, caso o óleo não consiga transitar por ela, não poderá chegar à superfície.

A estimulação é realizada quando as gargantas dos poços estão obstruídas por partículas pesadas de óleo, areia, parafina, calcificações, entre outros. Através desse procedimento são injetados fluídos como ácido clorídrico,

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

querosene e diesel, com o objetivo de limpar os túneis canhoneados e dissolver os agentes que estão tampando os furos do poço.

d.7 Fraturamento Convencional

O fraturamento convencional é uma técnica de estimulação na qual, por meio de um fluido, aplicar-se-á uma pressão contra a rocha do reservatório até causar sua ruptura. Essa ruptura, do início da parede, será propagada pelo bombeio do fluido. Ao final da fratura, estabelecer-se- á um canal de alta permeabilidade.

Esse é um procedimento especial utilizado para aumentar a permeabilidade das rochas quando estas têm permeabilidade baixa, aumentando assim sua produtividade. Nas rochas com boa permeabilidade, o procedimento de canhoneio (explicado abaixo) já é suficiente para o reservatório fluir.

O fluido injetado leva um agente de sustentação (geralmente areia ou bauxita), que será injetado a altas pressões para romper a rocha. Quando esta se fecha novamente, a areia ou bauxita que se encontra dentro dela criará um canal poroso de alta permeabilidade, fazendo com que o óleo flua para o poço.

Imagem 6 - Unidade própria de Fraturamento Hidráulico da PetroReconcavo



Imagem 7 – Fraturamento Convencional vs. Não Convencional



d.8 Mudança de Método de Elevação

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A elevação é a chegada do fluido à superfície, podendo acontecer de diferentes maneiras, seja de forma natural ou por diferentes modos de elevação artificial. Cada método de elevação se adequa melhor aos distintos tipos de poços, bem como às distintas etapas ao longo do período de extração.

A Companhia utiliza quatro tipos diferentes de métodos de elevação:

a. Bombeio Mecânico (BM): método de elevação artificial que utiliza uma bomba alternativa de subsuperfície, acionada por uma coluna de hastes que se estende da superfície até o fundo do poço. As hastes são movimentadas a partir da superfície pelo movimento de um “cavalo mecânico”, e esse movimento ativa o pistão da bomba de fundo, criando um fluxo vertical de fluidos do poço para a superfície.

Imagem 8 - Bombeio Mecânico



b. Bombeio de Cavidade Progressiva (BCP): o bombeio por cavidade progressiva é realizado por meio de uma bomba de deslocamento positivo que opera imersa em petróleo. Este tipo de bombeio é muitas vezes aplicado em casos em que o óleo é mais viscoso ou quando há grande quantidade de areia.
c. Bombas Eletro Submergíveis (BCS): método de elevação artificial que utiliza uma bomba centrífuga de subsuperfície, acionada eletricamente. Esses motores são projetados para suportar condições muito severas, pois estão sujeitos a altas pressões e altas temperaturas. Geralmente, se utiliza o bombeamento eletro submergível, que é quando um poço que produz por bombeio mecânico passa a ter um nível de vazão muito alto, e este bombeio não é suficiente para aumentar ou manter a produção. Com esse método, é possível extrair a um nível de vazão significativamente mais alto, aumentando assim a produtividade do poço.

Imagem 9 - Poço equipado com Bomba Eletro Submergível



d. Gás Lift: método de elevação artificial de petróleo no qual gás é injetado continuamente com o objetivo de diminuir a componente hidrostática da perda de carga durante o escoamento do fluido através da coluna de produção, provocando uma diminuição no gradiente de pressão ao longo da tubulação. Outro método é a injeção de gás de forma intermitente, elevando o fluido por meio de golfadas. Como resultado, há um aumento da vazão de produção.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

d.9 Canhoneio

Trata-se de uma operação que utiliza cargas explosivas para perfurar orifícios no revestimento, no cimento e nas formações adjacentes do poço, para estabelecer um canal de fluxo de fluido entre a formação e o interior do poço. Este processo pode ser realizado em poços fechados ou em poços abertos para aumentar a produção por meio da abertura denovas camadas produtoras.

Imagem 10 - Ilustração do processo de canhoneio

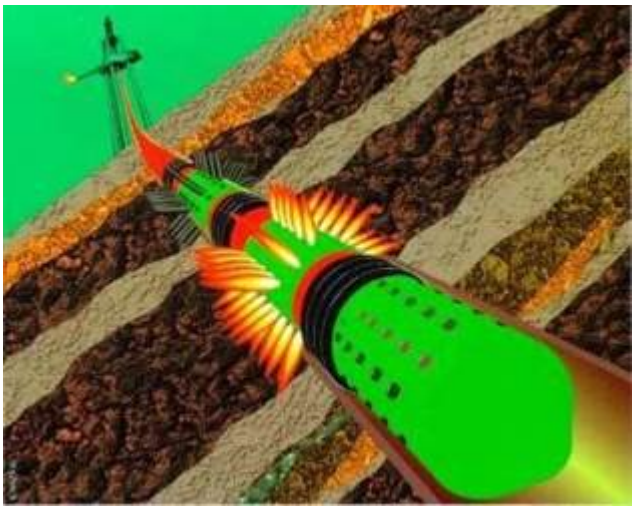


Imagem 11 - Ilustração do canhão

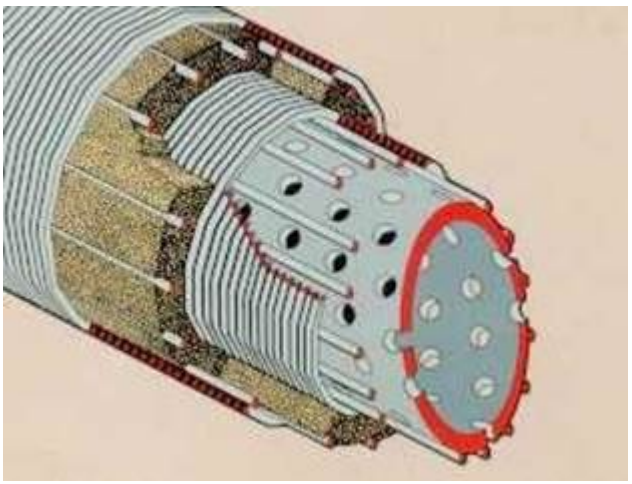
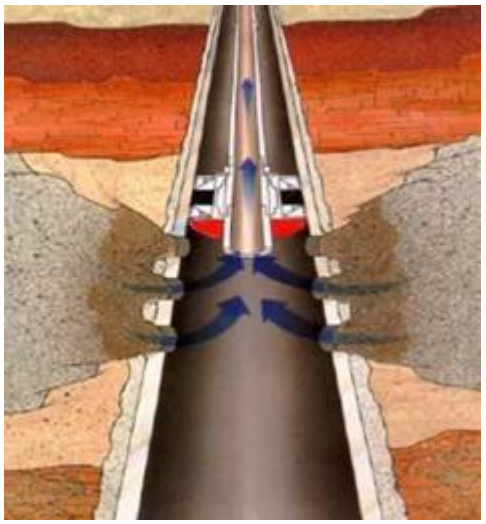


Imagem 12 - Ilustração do processo de canhoneio

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



d.10 Instalações

É o conjunto de instalações e equipamentos de superfície que são utilizados num campo de extração e/ou produção, necessários para produzir hidrocarbonetos, tais como bombas, compressores, linhas, separadores, medidores, equipamentos de segurança, entre outros.

Os principais investimentos em instalações realizados pela Companhia são representados pela construção de estações coletoras e de armazenadoras de água para injeção nos poços. Com a implantação de diversos projetos de injeção de água em larga escala, surgiu a necessidade de se construir maiores instalações para recebimento, separação, armazenamento e bombeamento de água para ser reinjetada nos poços. Como essa água é salobra, não poderá ser lançada na superfície, sendo necessários mais tanques para armazená-la e, posteriormente, reinjetá-la em outros poços, modernizando o modo de elevação e evitando danos ambientais.

Seguros

A Companhia acredita que suas coberturas de seguros apresentam valores e abrangência razoáveis e consistentes com a natureza de suas atividades, os riscos envolvidos em suas operações e o padrão de toda a indústria de petróleo e gás.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil, D&O, entre outros. Os principais ativos, responsabilidades ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidade	Moeda	Valor em Risco		Valor máximo indenizável	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2023
Riscos Ambientais	US$	N/A	N/A	10.000	10.000
Danos Materiais	US$	464.881	409.743	45.000	45.000
Responsabilidade Civil	US$	N/A	N/A	6.000	6.000
D&O Empresarial	R$	150.000	130.000	150.000	130.000
Seguro de Descomissionamento	R$	N/A	23.325	N/A	23.325
Risco de Crédito	R$	2.191.468	2.350.000	320.000	320.000
Total		2.806.349	2.913.068	531.000	534.325

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

(b) características do processo de distribuição;

A indústria de petróleo e gás natural é dividida nos segmentos de exploração e produção (*upstream*) e de transporte e refino (*downstream*). A Companhia atua no segmento de *upstream*, o que inclui o escoamento do óleo e/ou gás natural do poço produtor até estações coletoras e, por conseguinte, para pontos de entrega previamente acordados com os compradores destes produtos.

A produção de petróleo dos diversos campos é escoada, em sua grande maioria, via oleodutos até pontos de entrega contratualmente acordados com a Petrobras e Brava Energia. Em alguns casos, a entrega de petróleo bruto ao comprador ocorre via carro tanque.

1) Polo Riacho da Forquilha: a produção do Polo é escoada via oleodutos e gasodutos até a Estação Coletora Upanema, onde é fiscalizada e transferida para o comprador. Especificamente para as Jazidas Upanema e Alagamar, que produzem dos campos Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Janduí e Angico, a produção é escoada via carretas, após medição fiscal realizada nas Estações CNB e PRR.

Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Brava Energia, a Companhia assume o compromisso de vender e a Brava Energia de comprar a maior parte do volume de petróleo produzido nesses campos. O Local de Medição do petróleo é a Estação de Medição de Petróleo e Gás Natural composta de sistema de circulação de petróleo para verificação do BSW, medidor de vazão do Tipo Turbina e analisador de BSW em linha de petróleo instalado na Estação Coletora de Upanema de propriedade da PetroReconcavo, localizada no Município de Upanema, localizado a 60 km da Cidade de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte.

Por sua vez, toda a produção do campo não-operado pela PetroReconcavo é escoada por carretas para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos da UO-RNCE, de propriedade da Brava Energia, localizada no Município de Guamaré, Estado do Rio Grande do Norte. O Local de Medição é a Plataforma de Recebimento de Petróleo da Brava Energia, instalada na Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos da UO-RNCE, de propriedade da Brava Energia, localizada no Município de Guamaré, Estado do Rio Grande do Norte.

A produção da Companhia no Ativo Potiguar, localizado no estado do Rio Grande do Norte, em 2025 foi de 13.093 boed.

2) Polo Remanso + BT-REC e Polo Miranga:

Para os 11 campos do Polo Remanso cuja concessão foi adquirida junto a Petrobras em 22 de dezembro de 2021, o contrato respectivo prevê que a Petrobras receberá a produção de petróleo deles decorrente, sendo definido contratualmente um ponto de entrega para cada campo ou complexo, onde verifica-se a medição de volumes para efeito de faturamento e transferência de responsabilidade. De um modo geral, a produção dos campos do Complexo Centro, Sul e Norte é centralizada via dutos ou via carros tanque em estações centralizadoras de tratamento e transferência operadas pela Companhia, onde é efetuada a separação do petróleo, da água e do gás, sendo o petróleo e o gás tratados transferidos conforme programações mutuamente acordadas com os parceiros. A água produzida é reinjetada nos campos.

A produção de gás natural da Companhia é escoada via gasodutos até as unidades de processamento e gás natural (UPGNs) da Brava Energia em parceria com a PetroReconcavo localizada em Guamaré, Rio Grande do Norte. Na Bahia, o gás é processado na UTG São Roque da Companhia e na UTG Catu da Petrobras.

Para os campos do complexo BT-REC, o escoamento de petróleo se dá com base em contrato de compra e venda celebrado com a Petrobras. A produção dos campos do Complexo BT-REC-10 converge para uma estação central de tratamento de petróleo no campo de Lagoa do Paulo, sendo o petróleo tratado destinado para a Estação Ouro Preto. Essa estação está localizada junto à Estação São Roque e, consequentemente, junto à rede de oleodutos no Recôncavo Baiano. Com a sua construção concluída em 2010, a Estação Ouro Preto possui uma capacidade inicial de armazenamento de 8.000 barris, com capacidade para duplicar este volume. A produção do Campo de Juriti é também entregue na Estação Ouro Preto.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Os volumes de petróleo tratados oriundos dos campos do Complexo BT-REC-10 e do campo de Juriti são então vendidos para a Petrobras, conforme contrato de compra e venda celebrado entre as partes. Conforme contrato de compra e venda de petróleo em vigor com a Petrobras, a PetroReconcavo concorda em vender e a Petrobras em comprar, todo o volume de petróleo objeto deste contrato. O Local de Medição é o Tanque TQ-OP-01, a depender de onde esteja o petróleo a ser transferido, existentes na Estação Ouro Preto de propriedade da vendedora, localizada no Município de Mata de São João, Estado da Bahia.

Para os campos do Polo Miranga, o escoamento se dá com base em contrato de compra e venda celebrado com clientes, incluindo a Petrobras e outros clientes, em caso de vendas spot. A produção do Polo Miranga converge para a estação Miranga e é escoada para o Parque Recife via óleoduto para Petrobras ou por baia de carregamento de carreta (ECOL A) para outros clientes. Os pontos de medição fiscal são os tanques fiscais localizados na Estação Miranga A e Miranga B.

3) SPE Tiêta (Campos Tiê e Tartaruga):

O campo de Tiê, atualmente, está subdividido em três regiões: Norte, Centro e Sul. Toda a produção desses poços são destinadas a Estação de Tiê para o tratamento e posterior comercialização. A distribuição do óleo do campo de Tiê se dá por meio de carretas para os clientes como Petrobras, entre outros clientes.

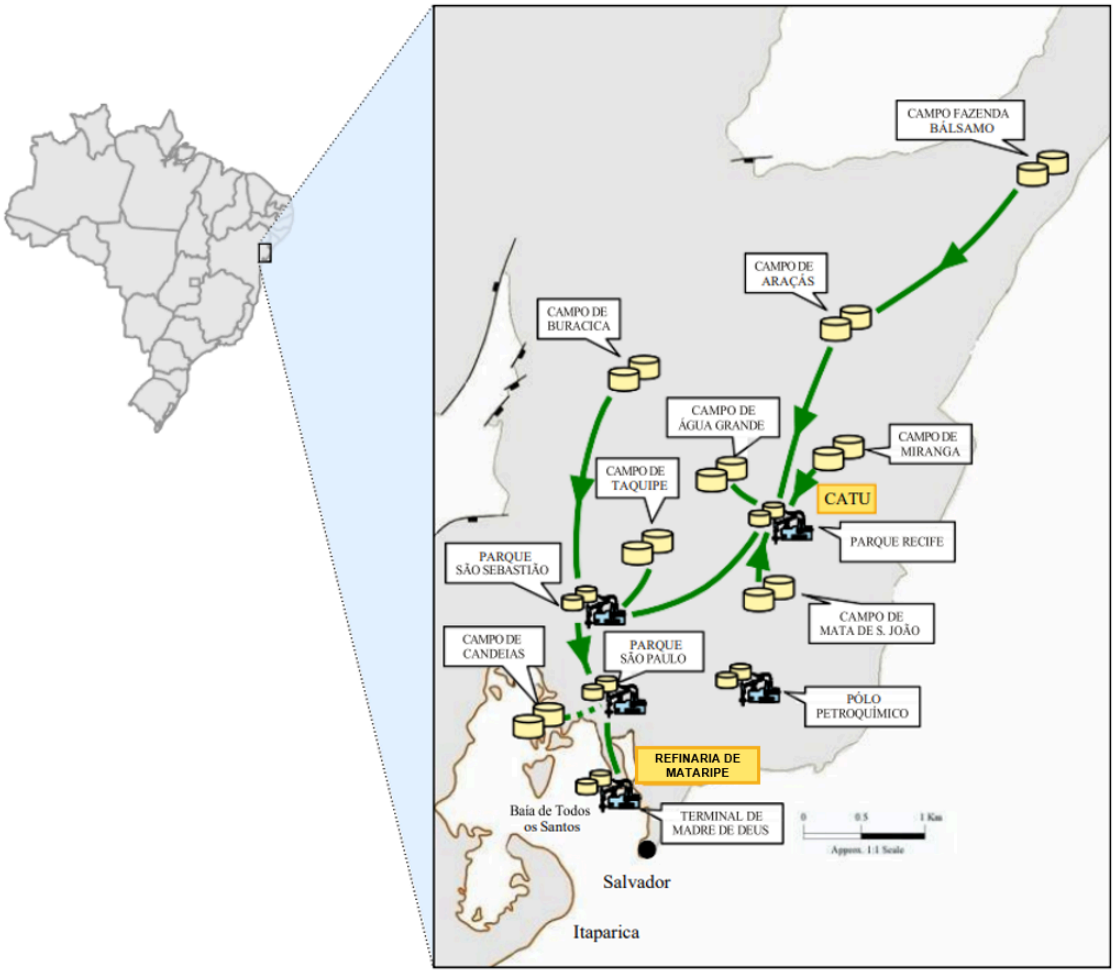
O óleo produzido pelo campo de Tartaruga é transportado por carretas tendo como destino a Bahia.

O campo de Tartaruga exporta seu gás para a GTW. Já o gás extraído de Tiê é exportado parte para a GTW e parte para a UPGN Catu através de gasoduto.

O mapa abaixo ilustra o escoamento da produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano:

Imagem 13 – Produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



No setor petrolífero, a distribuição de produtos acabados derivados do petróleo e gás está sujeita a regulamentação específica e abrange as atividades de comercialização de derivados de petróleo (gasolina, óleo combustível, diesel, querosene de aviação, GLP, gás natural, dentre outros).

A produção da Companhia no Ativo Bahia no ano de 2025 foi de 13.413 boed.

A produção total da Companhia, incluindo o Ativo Potiguar e o Ativo Bahia, referentes ao ano de 2025, distribuída em mais de 700 poços ativos, incluindo poços produtores e injetores, foi de 26.506 boed, sendo 15.654 bopd de petróleo e 10.853 boed de gás natural.

(c) características dos mercados de atuação, em especial: i. participação em cada um dos mercados; e ii. condições de competição nos mercados;

Produção e Exploração de Óleo e Gás Mundial

A indústria de óleo e gás mantém papel estratégico na economia brasileira, tanto pela sua relevância para a segurança energética quanto pela sua contribuição para o desenvolvimento econômico. Segundo o Outlook IBP 2025-2029, o setor responde por aproximadamente 17% do PIB industrial brasileiro, 45% da oferta interna de energia e mais de 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos.

No segmento de exploração e produção, o pré-sal permanece como um dos principais vetores da produção nacional, concentrando parcela relevante do volume produzido. As principais áreas produtoras seguem localizadas nas bacias de Santos, Campos, Potiguar e Recôncavo, com destaque para a expansão da infraestrutura offshore e para a maior diversificação de operadores, fatores que reforçam o potencial de crescimento sustentado do setor nos próximos anos.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

No cenário internacional, a Agência Internacional de Energia (“IEA”) indica que os investimentos globais em upstream de óleo e gás apresentam um ambiente de maior cautela, refletindo, entre outros fatores, incertezas macroeconômicas e aumento de custos. Ainda assim, os investimentos em gás natural permanecem resilientes, com destaque para o segmento de GNL, que segue em trajetória de expansão. Segundo a IEA, o período entre 2026 e 2028 deve concentrar algumas das maiores expansões anuais já observadas na capacidade global de GNL, com novos projetos nos Estados Unidos, Qatar, Canadá e outros mercados, reforçando a relevância do gás natural para a segurança energética global.

O crescimento da demanda global de energia desacelerou em 2025, refletindo menor expansão econômica, avanços em eficiência energética e efeitos climáticos que reduziram a necessidade de resfriamento em diversas regiões. De acordo com o *Global Energy Review 2026* da International Energy Agency (IEA), a demanda global de energia cresceu 1,3% no período, abaixo do observado em 2024.

As fontes de baixa emissão, incluindo solar, eólica, nuclear e demais renováveis, responderam por aproximadamente 60% do crescimento da demanda energética global. A energia solar fotovoltaica destacou-se como a principal fonte incremental de expansão da demanda mundial pela primeira vez.

A demanda global por eletricidade continuou crescendo em ritmo superior ao da demanda total de energia, avançando cerca de 3% em 2025. Esse movimento reflete a expansão de diferentes usos finais, com destaque para o crescimento de data centers, veículos elétricos e digitalização, ainda que esses vetores representem parcela relativamente menor do aumento total da demanda.

No mercado de petróleo, o crescimento da demanda global permaneceu moderado em 2025, avançando cerca de 0,7%, abaixo da média histórica observada antes da pandemia. Segundo a IEA, esse movimento refletiu principalmente a desaceleração da demanda petroquímica, especialmente na China, além do avanço da eletrificação da frota global e do aumento da participação de biocombustíveis no setor de transportes.

No mercado de gás natural, a demanda global desacelerou para aproximadamente 1% em 2025, impactada por preços mais elevados do GNL no período e menor atividade industrial em determinadas regiões. Ainda assim, Estados Unidos, União Europeia e Oriente Médio registraram crescimento do consumo, especialmente associado à geração elétrica e a condições climáticas mais frias.

Demanda de Óleo e Gás Mundial e cenário macroeconômico

O aumento das tensões comerciais e o ambiente de incerteza geopolítica continuaram exercendo pressão sobre a economia global, refletindo-se na demanda por petróleo ao longo de 2025. A desaceleração sincronizada das principais economias, especialmente na Europa e na China, reduziu o ritmo de expansão do consumo global de energia, enquanto os Estados Unidos apresentaram crescimento de 2,8%, abaixo da média histórica recente de 3% ao ano

Do lado da oferta, a decisão da OPEP+ de acelerar a retirada das restrições voluntárias à produção, que vigoravam há vários anos como mecanismo de sustentação de preços, aumentou a disponibilidade de barris no mercado internacional. Paralelamente, a produção norte-americana manteve-se resiliente, com destaque para o shale oil, contribuindo para um ambiente de maior oferta estrutural. Além disso, houve crescimento significativo na produção de petróleo no Brasil, Guiana e Canadá. Esse conjunto de fatores levou a cotação internacional do petróleo a atingir, em abril e início de maio, o menor nível em quatro anos.

Em meados de junho, os preços voltaram a subir em decorrência da escalada do conflito entre Israel e Irã, reacendendo preocupações quanto à estabilidade da oferta no Oriente Médio e ao risco de interrupções logísticas em rotas estratégicas. Ainda assim, o movimento de alta foi parcialmente limitado pelas revisões para baixo das projeções de crescimento global. Os principais organismos internacionais reduziram suas estimativas para o crescimento do PIB mundial em 2025 em aproximadamente 0,5 p.p., para cerca de 2,8%, indicando um ritmo inferior à tendência histórica de aproximadamente 3% ao ano ao longo da década.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Dessa forma, o mercado global de petróleo enfrentou um ano marcado por elevada volatilidade, alternando períodos de pressão baixista associados ao aumento de oferta e à desaceleração econômica, com momentos de prêmio geopolítico no preço. Ao longo de 2025, o Brent atingiu mínima anual de aproximadamente US$ 58 por barril, registrada em abril, refletindo o ambiente de maior oferta e revisões negativas para o crescimento global. Impulsionado pelas tensões no Oriente Médio, o preço alcançou máxima anual próxima de US$ 74 por barril, em junho, incorporando prêmio de risco geopolítico.

Em relação ao mercado de gás natural no cenário internacional, o aumento da oferta de GNL tem influenciado o mercado, em especial a partir dos Estados Unidos, que vem contrabalanceando a redução dos fluxos provenientes da Rússia nos últimos anos. A expansão da capacidade americana de liquefação ampliou a disponibilidade global de gás e reforçou a integração entre os mercados regionais. Apesar desse reequilíbrio pelo lado da oferta, o gás natural permanece altamente demandado por economias europeias e do Oriente, tanto como fonte de segurança energética quanto como combustível de transição. Nesse contexto, o GNL consolida-se como o principal mecanismo de ajuste do mercado global, conectando oferta excedente e centros de consumo e sustentando os fundamentos de preço observados internacionalmente.

No mercado cambial, a cotação do dólar norte-americano frente ao Real brasileiro apresentou elevada volatilidade ao longo do ano. Embora tenha ocorrido apreciação do Real na maior parte do período, impulsionada por diferencial de juros favorável e ingresso de capital estrangeiro, o ambiente externo adverso e episódios de aversão ao risco global geraram oscilações relevantes. O dólar passou de R$ 6,19 ao final de 2024 para R$ 5,50 ao final de 2025, representando apreciação de 11% do Real no período. Ainda assim, o valor médio do dólar em 2025 foi de R$ 5,59, 4% acima da média observada em 2024.

No âmbito doméstico, a política monetária brasileira desempenhou papel central na dinâmica cambial e no fluxo de capitais. Ao longo de 2025, o Banco Central do Brasil manteve postura monetária restritiva, com a taxa Selic em patamar elevado por período prolongado, buscando consolidar a convergência da inflação para a meta e ancorar expectativas. O diferencial de juros em relação às economias desenvolvidas permaneceu expressivo, favorecendo operações de trade financeiro e estimulando a entrada de recursos estrangeiros tanto para renda fixa quanto para renda variável.

O fluxo de capital estrangeiro apresentou comportamento heterogêneo ao longo do ano. Houve ingresso líquido relevante em títulos públicos e instrumentos de renda fixa, atraídos pelo elevado retorno real, enquanto o fluxo para a bolsa foi mais sensível ao cenário externo e às revisões nas perspectivas de crescimento global. Nos momentos de maior estresse geopolítico e fortalecimento do dólar globalmente, observou-se saída pontual de recursos de mercados emergentes, incluindo o Brasil, ampliando a volatilidade cambial.

Desempenho do setor no Brasil

Em 2025, a produção média anual de petróleo e gás natural no Brasil alcançou 4,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), superando a marca de 4,3 milhões de boe/dia registrada em 2023 e estabelecendo novo recorde histórico. No ano, a produção acumulada totalizou 1,8 bilhão de barris de óleo equivalente, representando aumento de 13% em relação a 2024.

Em relação ao petróleo, a produção média anual foi de 3,8 milhões de barris por dia, enquanto a produção acumulada somou 1,4 bilhão de barris, correspondendo a um crescimento de 12% frente ao ano anterior. Já a produção de gás natural atingiu média anual de 179 milhões de metros cúbicos por dia, com volume acumulado de 65,4 bilhões de metros cúbicos, o que representa aumento de 17% na comparação anual.

O pré-sal manteve sua relevância na matriz produtiva nacional, respondendo por cerca de 80% do total produzido em óleo equivalente em 2025. Em termos de evolução, a produção nesse ambiente foi 15% superior à de 2024 e aproximadamente quatro vezes maior do que a registrada em 2015, mantendo-se como o principal componente da produção nacional. O pós-sal representou 15% da produção total em 2025, com produção 7% superior à de 2024. A produção terrestre correspondeu a cerca de 5% da produção nacional em óleo equivalente em 2025, com crescimento de 5% frente a 2024.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Com relação ao panorama de gás natural no Brasil, observa-se um aumento gradual da oferta doméstica de gás natural, associado ao avanço da produção nacional. Esse crescimento, no entanto, tem em grande medida compensado a redução da oferta de gás importado da Bolívia e o declínio natural de alguns campos produtores maduros, limitando uma expansão estrutural mais significativa do excedente interno. Dentro dessa relação entre oferta e demanda, o GNL segue exercendo papel central como instrumento de equilíbrio do sistema, sobretudo em momentos de maior consumo, incluindo a geração termelétrica. Os custos de liquefação e logística do GNL acabam por sustentar os fundamentos históricos de preço do gás no país, funcionando como referência econômica marginal para o atendimento da demanda adicional.

Nesse contexto, a demanda por petróleo e gás natural no Brasil manteve-se sólida ao longo do exercício, apoiada pelo desempenho da atividade econômica, pela expansão da infraestrutura energética e pela evolução do ambiente regulatório do setor.

(d) Principais insumos e matérias primas, informando:

i. Descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

A Companhia é parte em diversos contratos por meio das quais contrata bens e serviços diversos necessários à sua principal atividade, bem como aqueles destinados a suportar suas atividades administrativas.

Esses contratos, quando considerados em conjunto, são relevantes para os negócios da Companhia.

Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) energia elétrica; (ii) serviços de cimentação, canhoneio, fraturamento e teste de poços; (iii) serviços de transporte de óleo por carretas; (iv) serviços de caldeiraria e construção e montagem; (v) aluguel de equipamentos diversos, tais como caminhões, guindastes, tratores, etc; (vi) preparação de acessos e bases de perfuração; (vii) preparação de bases de perfuração; e (viii) aquisição e processamento de dados de geologia e geofísica.

Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira, e são contratados em condições competitivas. Dentre tais materiais e equipamentos destacam-se: (i) insumos para as atividades de perfuração, como produtos químicos para lama de perfuração, cimento e aditivos, entre outros; (ii) tubos de revestimento e tubos de perfuração e produção; (iii) hastes de bombeio; (iv) equipamentos de bombeio artificial, tais como bombeio mecânico, bombas de cavidade progressivas, bombeio centrífugo submerso; (v) peças de reposição de bombas e compressores; (vi) aditivos químicos diversos, tais como inibidores de corrosão e parafina, sequestrantes de H2S, etc; (vii) combustíveis para as sondas e veículos; e (viii) materiais elétricos em geral.

Todos os investimentos conduzidos nas atividades de exploração e produção no Brasil devem atender às ofertas feitas pela Companhia nos leilões da ANP, quanto ao “conteúdo local” e aos “investimentos mínimos” comprometidos quando da aquisição dos blocos de exploração.

Os principais fornecedores de serviços, insumos e materiais da Companhia são:

- Enel Trading, Eneva, Neoenergia COSERN, Neoenergia Coeba, Santander Energia, Focus Energia Ltda, entre outros, para energia elétrica;
- Halliburton e Schlumberger para perfilagem, cimentação e canhoneio, incluindo o fornecimento de insumos como os produtos químicos utilizados;
- Baker Hughes, Netzch, Schlumberger e National Oil Well Varco (NOV) para fornecimento de equipamentos de bombeio artificial;
- Precision Drilling, National Oilwell Varco, Doby, Falcon Rigs e Reimpet, para aquisição de sondas de perfuração;

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- Perbras, Braserv e, Geopetro para serviços de sonda;
- Halliburton para gerenciamento de fluidos e resíduos de perfuração;
- Tenaris Confab, V&M, Apolo Tubulars para o fornecimento de hastes de bombeio e tubos de revestimento e de produção;
- B&S Oil Tools e D&L Oil Tools para ferramentas de poço;
- Oilequip, Web Nordeste e Perpec para equipamentos de superfície;
- Curimbaba e Aquatrat para fornecimento de propantes utilizados nas atividade de *workover*;
- Sulamericana, Agroquimica e Lucas Pires para fornecimento de HCL aplicáveis nas operações de acidificação;
- Morais de Castro e Vitas para fornecimento de KCL aplicáveis para amortecimento de poços;
- Benel e Transparana para transporte rodoviário de flúidos;
- Enerflex, Hoerbiger e Security Fire para instalações, locações e manutenção de compressores / bombas;
- Enerflex, Howden Thomassen e SSE do Brasil para fornecimentos de sobressalentes rotativos de compressores;
- Norteng para projetos de instalaçao de novos compressores;
- Metalesp, Iturri Coimpar, Implementos Rodoviários São Paulo e Unitécnica para fornecimento de reboques, semireboques e demais implementos rodoviários;
- Makro, Millenium e Perbras para movimentação de equipamentos e materiais dentro das diversas operações;
- Makro, Iberia e FE intermodal para elevação de equipamentos e através guindastes diversos;
- Emerson Process, Yokogawa, Nova Smar e Altus para equipamentos de medição, transmissores de pressão e automação;
- Tubasa, Aço Tubo e InoxTech para fornecimento de tubulações e válvulas diversas;
- Danfoss do Brasil para fornecimento de painéis e inversores de frequência;
- TRP Indústria e Comércio e Comtrafo para fornecimento de transformadores;
- RCS Tecnologia Ltda , Saloc e Austral para serviços de manutenção em geral;
- Grupo GPS referentes a serviços de vigilância patrimonial e facilities;
- Localiza Rent a Car referente a aluguel de veículos;
- Prevenfor para implantação e projetos de prevenção e combate a incêndio;
- Ambipar para plano de emergencia ambiental e gerenciamento e execução do plano de destinação de residuos sólidos;
- Bradesco e Bradesco Odonto, referentes a seguro saúde dos colaboradores da Companhia.

ii. Eventual dependência de poucos fornecedores

Alguns dos equipamentos, materiais e serviços utilizados nas operações da Companhia acima descritos não são oferecidos de forma abundante no Brasil, sujeitando as atividades da Companhia ao risco de falta momentânea ou elevação significativa de custos destes equipamentos, materiais e serviços particularmente em momentos de aumento repentino nas atividades do setor de petróleo e gás. No entanto, a Companhia adquiriu grande parte dos principais equipamentos (sondas, unidades de acidificação e faturamento, etc.) que utiliza, o que a torna menos vulnerável a escassez desses.

iii. Eventual volatilidade em seus preços

Tem-se observado que os custos das atividades de exploração e produção apresentam certa correlação com os preços do petróleo no mercado internacional. Sendo esta uma indústria internacional, os prestadores de serviço tendem a ser influenciados pelos preços do mercado do petróleo. Assim, alterações nos preços da *commodity* podem implicar alterações nos custos da Companhia. A volatilidade dos preços de petróleo no curto prazo não impacta imediatamente os custos, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos no médio prazo.

1.5 Principais clientes

1.5 Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

(a) montante total de receitas provenientes do cliente; e

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, as receitas operacionais líquidas auferidas pela Companhia foram de R$ 3.157.609 mil. Os clientes com mais de 10% da receita estão listados abaixo:

Cliente	% da Receita Líquida
Brava Energia	32%
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	29%
Companhia de Gás da Bahia - BahiaGás	22%

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

As receitas operacionais da Companhia, ainda que obtidas de forma indireta, são integralmente provenientes do segmento de exploração e produção de petróleo e gás, que constitui sua única área de atuação.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6 EFEITOS RELEVANTES DA REGULAÇÃO ESTATAL NAS ATIVIDADES

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Ambiente Regulatório

Todas os normativos mencionados abaixo são aplicáveis às atividades desenvolvidas pela Companhia no âmbito dos contratos de concessão e produção dos quais a Companhia é parte.

Constituição Federal

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 (“CF/88”), em seu artigo 177, reservou à União o monopólio sobre a prospecção, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, recursos de gás natural e demais depósitos de hidrocarbonetos fluidos, assim como sobre o refino, a importação, a exportação e o transporte marítimo ou por dutos de petróleo cru, produtos derivados do petróleo e gás natural. Quando da sua promulgação, o parágrafo primeiro do artigo 177 da CF/88 proibia a cessão ou a concessão para a iniciativa privada de qualquer tipo de atividade envolvendo a exploração de petróleo ou gás natural.

Em 9 de novembro de 1995, contudo, o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional nº 9, que alterou o referido parágrafo primeiro do artigo 177, de modo a permitir que o Governo Federal contratasse com sociedades privadas ou estatais para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (upstream), bem como do refino, distribuição e venda de derivados (downstream), observadas as condições estabelecidas na legislação.

Lei do Petróleo

A Lei Federal nº 9.478, promulgada no dia 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), estabeleceu as regras e princípios relativos à contratação das atividades de upstream e downstream no Brasil.
Dentre outras medidas, a Lei do Petróleo:

- Confirmou o monopólio da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e, ainda, dispôs que a exploração e a produção de tais hidrocarbonetos seriam regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal;
- Criou (i) o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), órgão subordinado à Presidência da República e responsável pelo estabelecimento de políticas públicas relativas ao setor de energia, e (ii) a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia e responsável pela edição de normas relativas às atividades de upstream e downstream; e
- Revogou a Lei Federal nº 2.004/53, que designava a Petrobras e suas subsidiárias como veículos exclusivos para o exercício do monopólio da União;
- Estabeleceu os principais termos e condições aplicáveis aos contratos de concessão, instrumentos por meio dos quais o Governo Federal formaliza a contratação de sociedades privadas ou estatais que pretendam atuar na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos; e
- Ratificou as atividades desenvolvidas pela Petrobras antes da sua promulgação, conferindo a essa, sem necessidade de procedimento licitatório, o direito de produzir com exclusividade nos campos em que já iniciara a produção e explorar as áreas nas quais pudesse demonstrar indícios da realização de investimentos e trabalhos prévios

CNPE

O CNPE, criado pela Lei do Petróleo, é um órgão vinculado à Presidência da República, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Cabe ao CNPE elaborar políticas energéticas nacionais, definir políticas de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

produção de petróleo e gás natural, bem como estabelecer as diretrizes relativas aos procedimentos licitatórios de blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida, de acordo com as disposições da Lei do Petróleo.

ANP

Conforme mencionado acima, a Lei do Petróleo criou a ANP, autarquia especial integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A função da ANP é autorizar, regular e fiscalizar o setor brasileiro de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Um dos principais objetivos da ANP é criar um ambiente competitivo para as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural no Brasil, que resulte em menores preços e melhores serviços para os consumidores, incluindo a garantia de fornecimento de combustível. Suas principais responsabilidades incluem: (i) promover e exigir o cumprimento da regulação do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis do país; (ii) realizar procedimentos licitatórios para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis, além de celebrar, em nome do Governo Federal, os respectivos contratos de concessão; (iii) autorizar o transporte, a importação e a exportação, o refino e o processamento de produtos derivados do petróleo, gás natural e biocombustíveis; e (iv) fiscalizar as atividades econômicas integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis, em conformidade com os interesses do Brasil.

Concessões

A Lei do Petróleo, a fim de atrair investimentos privados para o setor, definiu os principais termos e condições a serem utilizados pelo Governo Federal na concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.

A ANP, representando o Governo Federal, tem a responsabilidade de outorgar contratos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, por meio de um processo licitatório transparente e competitivo. A única exceção à necessidade de licitação foi a chamada Rodada Zero, quando foram outorgados contratos de concessão diretamente à Petrobras, relativos aos blocos de exploração e produção nos quais a estatal já realizava atividades e/ou já havia assumido compromissos financeiros anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo. A concessão direta de tais blocos à Petrobras na Rodada Zero foi um reconhecimento das atividades prévias desenvolvidas pela empresa nessas áreas, na qualidade de única executora do monopólio da União então existente, preservando os seus direitos já adquiridos. De 1999 a 2023, a ANP conduziu 17 rodadas de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão; seis do pré-sal, sob o regime de partilha de produção; seis ciclos de Oferta Permanente, sendo quatro sob o regime de concessão e duas sob o regime de partilha; e duas rodadas de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, também sob o regime de partilha.

A definição dos blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitação é feita com base em dados geológicos e geofísicos que indiquem a presença de hidrocarbonetos. Ainda, a fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) e as agências estaduais responsáveis analisam previamente todas as áreas que pretendem ser ofertadas. Após tais análises, as respectivas exigências relativas ao licenciamento ambiental para os blocos oferecidos são então publicadas, permitindo aos futuros concessionários considerar os aspectos ambientais na escolha das áreas que pretendem arrematar.

As sociedades devem se habilitar individualmente para participar das rodadas de licitações promovidas pela ANP. No entanto, no âmbito do certame, elas podem apresentar ofertas tanto individualmente quanto por meio de consórcios. No caso de opção pela oferta em consórcio, a ANP exige a indicação da empresa líder, que será responsável pelo consórcio e pela condução das operações (operadora), sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, ainda que não operadoras, pelo cumprimento das disposições previstas no respectivo contrato de concessão.

O processo de habilitação se inicia com a apresentação de um conjunto de documentos obrigatórios, configurando a “manifestação de interesse”. As companhias que apresentarem manifestação de interesse devem pagar uma taxa de participação, que varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, antes da apresentação

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

de sua habilitação técnica, legal e financeira. Ao realizarem tal pagamento, recebem um pacote com todos os dados relevantes das áreas em licitação, contendo informações técnicas e sumários geológicos.

Caso decida continuar no processo licitatório, a sociedade participará de uma segunda rodada de habilitação, na qual questões de ordem técnica, legal e financeira serão avaliadas.

Habilitação técnica. A habilitação técnica das sociedades participantes baseia-se na sua experiência em atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos (E&P). As sociedades que buscam habilitação como operadoras devem apresentar um sumário técnico com informações que comprovem sua capacidade operacional. Por outro lado, as sociedades que pretendam habilitação como não-operadoras somente podem participar de rodadas de licitação como membros de consórcios que possuam uma operadora devidamente habilitada para operar o bloco em questão.

Habilitação Jurídica. A habilitação jurídica das sociedades exige a apresentação à ANP da documentação societária pertinente, incluindo o contrato/estatuto social da sociedade e a descrição da sua estrutura societária. As sociedades estrangeiras participantes devem apresentar documentos que comprovem terem sido legalmente constituídas de acordo com as leis de seus países de origem e o compromisso de, na hipótese êxito na licitação, constituir sociedade com sede e administração no Brasil.

Habilitação financeira. A habilitação financeira depende da verificação de um patrimônio líquido mínimo exigido, com valores próprios para cada nível de habilitação. As sociedades com patrimônio líquido inferior ao exigido pela ANP não podem participar das licitações, a menos que o façam na qualidade de membro de um consórcio (não-operador). A habilitação financeira é realizada com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da sociedade, referências bancárias e/ou outros documentos financeiros.

Caso todas as exigências acima elencadas sejam satisfeitas, a sociedade está habilitada a participar da licitação e apresentar propostas para as áreas licitadas de sua categoria.

Análise das Propostas

A ANP, ao analisar as propostas apresentadas pelas sociedades interessadas, seleciona a proposta mais vantajosa de acordo com critérios objetivos definidos no respectivo edital de licitação. A pontuação de cada proposta é definida com base na soma ponderada dos pontos determinados para cada fator de avaliação. Nas últimas rodadas de licitação realizadas pela ANP, a fórmula utilizada pela ANP incluiu os seguintes fatores de avaliação: (i) bônus de assinatura, com peso relativo de 80%; e (ii) o Programa Exploratório Mínimo (“PEM”), com peso relativo de 20%.

Participações Governamentais

Com o advento da Lei do Petróleo e demais regulamentações aplicáveis emitidas pela ANP, os concessionários são obrigados a pagar à União as seguintes compensações financeiras:

- Bônus de assinatura;
- Pagamento por ocupação e retenção da área;
- Participação especial; e
- Royalties.

O valor mínimo dos bônus de assinatura é estabelecido no edital de licitação, sendo que o valor final para pagamento está baseado no valor da proposta vencedora. Os bônus de assinatura devem ser pagos no ato da assinatura do contrato de concessão com a ANP.

O pagamento a título de ocupação e retenção das áreas sob concessão é determinado no edital de licitação e deve ser pago anualmente. Para fins do cálculo desse pagamento, a ANP leva em consideração diversos fatores, tais como a localização e o tamanho do bloco concedido, a bacia sedimentar e as suas características geológicas. Não obstante, o artigo 28 do Decreto nº 2.705/98 estabelece requisitos mínimos e máximos para a cobrança desse

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

valor, que podem variar de acordo com a fase em que o bloco concedido se encontra. Para esse fim, as fases de exploração, desenvolvimento e produção, respectivamente, possuem requisitos crescentes.

A participação especial será devida caso as concessionárias obtenham elevados volumes de produção a partir dos campos de petróleo e gás, em conformidade com critérios estabelecidos pela regulamentação aplicável. A participação especial relativa a cada campo será paga trimestralmente a partir da data em que ocorrer a produção extraordinária. A participação especial é calculada com base na receita líquida trimestral de cada campo, subtraindo-se: (i) royalties pagos; (ii) investimento na exploração; (iii) custos operacionais; e (iv) depreciação e tributos incidentes.

A ANP também é responsável pela determinação dos royalties mensais a serem pagos com relação à produção. Os royalties correspondem a uma porcentagem entre 5% e 10% aplicada à receita bruta da produção. Ao determinar a porcentagem dos royalties aplicáveis a um bloco específico objeto de concessão, a ANP considera, entre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos e os níveis de produção esperados.

A Lei do Petróleo também exige que as concessionárias de campos terrestres paguem ao proprietário das terras uma participação especial, que varia entre 0,5% e 1,0% da receita bruta de produção (a mesma utilizada para apuração de royalties) em cada poço localizado em terras do proprietário.

Contrato de Concessão

Os contratos de concessão assinados com a ANP regem os direitos e as responsabilidades dos licitantes vencedores sobre determinados blocos exploratórios, sendo divididos em duas fases: (i) a de exploração; e (ii) a de produção. A fase de exploração pode durar de 2 a 8 anos, ao passo que a fase de produção pode durar até 27 anos a partir da data de apresentação da declaração de comercialidade, sendo permitida a prorrogação mediante aprovação da ANP.

Desde a 5ª Rodada de Licitações do Regime de Concessão, a fase de exploração dos contratos de concessão passou a poder contar com dois períodos exploratórios subsequentes, sendo o prazo de duração de cada período previsto no próprio contrato de concessão. Na prática, cada rodada terá uma regra própria (um ou dois períodos exploratórios).

Cada período exploratório possuirá um Programa Exploratório Mínimo (“PEM”), no qual a concessionária irá se comprometer com determinadas obrigações, prazos e condições para o desenvolvimento de suas atividades. O cumprimento do PEM é condição necessária para que a concessionária possa prosseguir para a fase seguinte, seja ela ainda de exploração ou de produção, conforme previsto no contrato de concessão.

Usualmente, no primeiro período exploratório, as atividades exploratórias da concessionária irão consistir no levantamento de dados geofísicos, geoquímicos e reprocessamento de dados sísmicos com relação à área concedida. Caso a Companhia decida ingressar no segundo período exploratório e tiver cumprido com as obrigações do PEM, a exploração irá evoluir para a perfuração de um poço exploratório. As atividades a serem desenvolvidas ao longo da fase de exploração são anexadas aos contratos de concessão.

A fase de exploração terá fim quando houver a Declaração de Comercialidade. Essa declaração significa que após a exploração daquela área concedida, a concessionária identificou ser possível o desenvolvimento da produção. Com a apresentação e protocolo da Declaração de Comercialidade na ANP, inicia-se a fase de produção. Nesta, a concessionária irá implantar a infraestrutura necessária e, por fim, irá produzir petróleo ou gás. Caso a concessionária entenda não ser possível a comercialidade daquela área, ela apresentará notificação para sua devolução, sem adentrar, portanto, na fase de produção.

Nos termos do artigo 43 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deve conter: (I) a definição do bloco objeto da concessão; (II) o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; (III) o programa de trabalho e o volume do investimento previsto; (IV) as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI; (V) a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

para cada fase; (VI) a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; (VII) os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; (VIII) a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas; (IX) os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; (X) as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; (XI) os casos de rescisão e extinção do contrato; e (XII) as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais. Dentre os direitos das concessionárias estão: (i) exclusividade de exploração, desenvolvimento e produção na área sob concessão; (ii) propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos; (iii) direito de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (iv) direito de exportar os hidrocarbonetos, desde que em observância às obrigações de fornecimento doméstico no caso de declaração de estado de emergência.

As principais obrigações das concessionárias incluem: (i) assunção de todos os custos e riscos relativos à exploração, desenvolvimento e produção dos hidrocarbonetos, incluindo responsabilidades relativas a danos ambientais; (ii) cumprimento das exigências relativas à aquisição de ativos e serviços de fornecedores internos (conteúdo local); (iii) cumprimento das exigências relativas à execução do Programa Exploratório Mínimo (PEM) indicado na proposta vencedora; (iv) atividades de conservação de depósitos petrolíferos; (v) apresentação periódica à ANP de relatórios, dados e informações relevantes; (vi) pagamentos de participações governamentais; e (vii) responsabilidade pelos custos relativos à desativação das instalações, nos termos da legislação brasileira e das melhores práticas da indústria petrolífera nacional.

Consórcios e *Joint Operating Agreements*

Com o objetivo de mitigar os riscos exploratórios e permitir a construção de um portfólio mais diversificado, muitas sociedades do setor de petróleo e gás natural apresentam propostas por meio de consórcios. O processo envolve, previamente à licitação, a celebração de um contrato vinculante entre as sociedades para apresentação de proposta conjunta, o qual estabelece, dentre outros termos e condições, o cronograma para o estudo conjunto da área em questão e as participações a serem detidas por cada um dos membros. Em geral, as partes arcam com oscustos relativos à área sob concessão proporcionalmente à sua participação em tal área. A legislação brasileira também estabelece responsabilidade solidária entre os membros dos consórcios e, tendo em vista que o consórcio não possui personalidade jurídica própria, os seus membros devem manter contabilidade própria e independente.

Finalizada a rodada de licitação, prévia ou posteriormente à assinatura do contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio muitas vezes optam por celebrar um contrato de operação conjunta ("*Joint Operating Agreement*") para, dentre outras coisas, estabelecer as responsabilidades e investimentos necessários para exploração e produção do bloco licitado.

Tais acordos particulares geralmente se baseiam no modelo padrão preparado pela Association of International Energy Negotiators – AIEN. Em regra, os consórcios são administrados por um comitê operacional, responsável pela supervisão e pelas orientações gerais das operações conjuntas, representando o órgão máximo do consórcio.

Atualmente, a Companhia é parte de 11 Joint Operating Agreements: (i) sendo 9 deles celebrados com a Mandacaru Energia Ltda. S.A., referente aos consórcios dos campos de Cardeal, Colibri, Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias; (i) um celebrado com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda., referente ao consórcio dos campos de Sabiá-da-Mata e Sabiá Bico-de-Osso; e (iii) outro celebrado com a 3R Potiguar S.A., subsidiária da Brava Energia S.A., referente ao consórcio das Unidades de Processamento de Gás de Guamaré .

Contratos de *Farm-in / Farm-out*

As sociedades que atuam no setor de petróleo e gás natural podem ceder suas participações em determinado bloco de exploração e/ou contratos de concessão, no todo ou em parte, por meio de instrumentos conhecidos como contratos de farm-in e farm-out, espécies de contratos de participação. Os termos e condições definem o

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

percentual de participação no bloco de exploração/campo acordado na cessão. Os referidos contratos de farm in / farm-out dependem de aprovação da ANP, condicionada ao cumprimento dos requisitos técnicos, econômicos e regulatórios necessários.

Acreditamos que oportunidades significativas de farm-in e farm-out nos ativos que se encontram em produção continuarão disponíveis nos próximos anos. Além disso, a Companhia prevê que uma estratégia bem concebida de farm-in e farm-out nos ativos em produção e exploração, permitirá redução de risco por meio da diversificação do portfólio, dos custos de desenvolvimento compartilhados e das necessidades de capital adicional para financiar esforços de exploração e/ou custos de desenvolvimento subsequentes. Esta abordagem é comum no setor de petróleo e gás natural e a crescente participação de investidores privados internos e estrangeiros aumenta as possibilidades de parcerias futuras.

Em linha com essa estratégia, a Companhia concluiu com êxito seu primeiro processo de farm-out , referente à cessão de 50% de participação para a Mandacaru Energia S.A. em sete concessões do Ativo Potiguar. A operação foi formalizada com a assinatura dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão pelo Diretor-Geral da ANP em 10 de outubro de 2025, data que marcou o início da vigência e eficácia da cessão, conforme previsto na Resolução ANP nº 785/2019. A transação representa um marco relevante na execução da estratégia de gestão ativa de portfólio da Companhia, fortalecendo sua disciplina de capital, promovendo compartilhamento de riscos e investimentos e ampliando a capacidade de captura de valor por meio de parcerias estratégicas, especialmente considerando a expertise da Mandacaru na operação de campos marginais e a bem-sucedida colaboração prévia em campos como Cardeal e Colibri.

Rodadas de Licitação

Dentre as rodadas mais recentes no regime de concessão, destacam-se (i) a 17ª Rodada de Licitações, realizada em 2021, na qual foram ofertados 92 blocos nas bacias sedimentares de Campos, Pelotas, Potiguar e Santos, totalizando aproximadamente 54 mil km² de área e (ii) a 16ª Rodada de Licitações, realizada em 2019, na qual foram ofertados 36 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos, totalizando 29,3 mil km² de área .

No regime de partilha de produção (detalhado abaixo), a última rodada realizada foi a 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, realizada em 2019, na qual foram ofertados os blocos denominados Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava.

Além disso, o processo de oferta permanente de áreas foi sancionado por meio do artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017, consistindo na oferta contínua de campos devolvidos ou em processo de devolução e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. A realização da sessão de apresentação de ofertas depende do recebimento pela ANP de, ao menos, uma declaração com o aporte da garantia de oferta para cada área de interesse. Após o recebimento da declaração, a ANP disporá de até 90 dias para a realização da sessão.

O 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão ocorreu em dezembro de 2023 e foram arrematados 192 blocos localizados nas bacias Pelotas, Potiguar, Santos, Paraná, Espírito Santo, Tucano, Amazonas, Recôncavo e Sergipe-Alagoas, totalizando uma área de 47.143,86 km². Neste certame, a Companhia arrematou 2 blocos na Bacia Potiguar, ambos na fase de exploração e totalizam uma área de 55,88 km².

O 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão teve início em fevereiro de 2025, com sessão pública realizada em junho de 2025, ocasião em que foram arrematados 34 blocos exploratórios localizados nas bacias do Parecis, Foz do Amazonas, Santos e Pelotas, totalizando uma área de 26.834,52 km². Após a conclusão da sessão, permanecem disponíveis 332 blocos exploratórios situados nas bacias de Campos, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Paraná, Parecis, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Santos e Tucano, os quais poderão compor os próximos ciclos da Oferta Permanente, a serem convocados pela ANP. Até a presente data, não há novo ciclo formalmente aberto, sendo aguardadas atualizações quanto à realização do 6º Ciclo.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Pré-Sal e Áreas Estratégicas

As descobertas de petróleo e gás natural na área do pré-sal levaram à introdução de um novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e outras áreas também consideradas estratégicas. Novas leis foram promulgadas, a saber: (i) Lei 12.276/10 que autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, até o limite de 5 (cinco) bilhões de barris equivalentes de petróleo, o que foi realizado em setembro de 2010; (ii) Lei 12.351/10 que instituiu o regime de partilha de produção a ser adotado em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; (iii) Lei 12.304/10 que autorizou a criação da empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), cujo objeto é a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia; e (iv) MP nº 8110/17 que permitiu a PPSA a execução direta das atividades de comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. No regime de partilha de produção, empresas do setor privado serão contratadas pelo Estado para explorarem e produzirem petróleo e gás natural e terão direito a uma parcela da produção.

Isso difere do regime de concessão, em que a concessionária é proprietária de toda produção que obtiver em troca de pagamentos das participações governamentais ao Estado nos termos da Lei do Petróleo e dos contratos de concessão que vierem a ser firmados.

No contrato de partilha, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, recebe, como ressarcimento, volumes da produção correspondentes a suas despesas na exploração (o chamado óleo-custo). Além do óleo-custo, recebe também os volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e o óleo-lucro, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

Em processos de licitação, os contratos serão concedidos àqueles que oferecem o maior percentual de óleo de lucro ao governo (acima do limite percentual a ser estipulado no processo de licitação). O papel do governo brasileiro na parceria de partilha de produção será exercido através de companhia estatal especialmente criada para esse fim.

Cumpre ressaltar que, recentemente, com o advento da Lei nº 13.365/16 que alterou a Lei 12.351/10 (“Lei da Partilha”), houve a exclusão da obrigatoriedade da Petrobras como Operadora de todos os blocos contratados sob o Regime de Partilha. Com a nova redação da Lei de Partilha, o CNPE oferecerá à estatal a preferência para operar os blocos a serem contratados.

A parceria entre o Estado e o consórcio incluindo a Petrobras e parceiros privados será gerida por um conselho operacional, através do qual metade dos membros (inclusive o presidente, que terá voto de qualidade e os direitos de veto) será eleita pelo Estado. O conselho operacional será responsável por todas as decisões importantes de gestão/operacionais relacionadas à parceria, inclusive as decisões de investimento e acordos sobre arranjos de segregação da produção (unitização). Por fim, cumpre destacar que a primeira rodada sob o regime de partilha de produção, ocorreu em 2013, ofertando o Campo de Libra, na Bacia de Campos. Nesse leilão, 11 empresas confirmaram interesse no negócio, contudo um único consórcio apresentou oferta e foi o vencedor do Bid, sendo formado por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC. Atualmente, encontram-se autorizadas pelo CNPE a 7ª e a 8ª Rodadas de Partilha de Produção, a 18ªRodada de Licitação de Blocos, além do 2º Ciclo da Oferta Permanente – Partilha, que teve início em setembro de 2023 e possui data prevista de finalização em maio de 2024.

Exploração de petróleo na Margem Equatorial

A Margem Equatorial brasileira compreende a faixa offshore que se estende do Amapá ao Rio Grande do Norte, englobando bacias como Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. A região é considerada uma das novas fronteiras exploratórias do país, com potencial geológico associado a sistemas petrolíferos análogos aos desenvolvidos na Guiana e no Suriname nos últimos anos.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A evolução das atividades exploratórias na região depende do atendimento aos requisitos técnicos e ambientais estabelecidos pelos órgãos competentes, especialmente no que se refere ao licenciamento ambiental conduzido pelo Ibama. O tema tem sido objeto de amplo debate institucional e ambiental, dada a sensibilidade socioambiental da área.

Em 2025, a Petrobras obteve licença ambiental para a perfuração de um poço exploratório no bloco FZA-M-059, localizado na Bacia da Foz do Amazonas, etapa que representa avanço relevante no processo de avaliação do potencial da Margem Equatorial. A perfuração exploratória tem como objetivo verificar a existência de sistemas petrolíferos ativos e avaliar a viabilidade técnica e econômica de eventual desenvolvimento futuro, estando os resultados condicionados às conclusões técnicas dos estudos e às autorizações regulatórias aplicáveis.

Aspectos Concorrenciais

Algumas operações de aquisição de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de farm-in/farm-out, podem sujeitar-se às regras do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, conforme previsto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

Lei do Gás

A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) deteve o monopólio sobre as atividades das indústrias de petróleo, seus derivados e gás natural no Brasil até 1995, quando foi aprovada a Emenda Constitucional nº 9 que flexibilizou esse monopólio da União.

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) regulamentou o disposto constitucional e representou grande avanço na abertura dos mercados, atraindo investimentos de agentes privados. Entretanto, no caso do setor de gás natural, não promoveu significativa alteração da estrutura do mercado, permanecendo a Petrobras como agente dominante, quando não monopolista de fato.

A Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) foi publicada 04 de março de 2009 para tratar as especificidades da indústria do gás natural e promover a atração de novos agentes para o mercado. Contudo, novamente, não foi suficiente para atingir os objetivos desejados.

Diante disso, em junho de 2016, foi lançada a iniciativa Gás para Crescer, que contou com a participação de agentes da indústria do gás natural, órgãos governamentais, sociedade civil e universidades nas discussões.

Nesse âmbito, foi publicada a Resolução CNPE nº 10/2016, estabelecendo as diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural, visando à formação de um mercado líquido, competitivo e que contribuísse para o desenvolvimento do País. Essa Resolução criou também o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), com o objetivo de propor medidas que garantissem a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição.

Em 2018, foi publicado o Decreto nº 9.616/2018, adotando aquelas medidas da iniciativa Gás para Crescer passíveis de implementação por meio da regulamentação. Dessa forma, as alterações foram feitas no Decreto nº 7.382/2010, que regulamenta a Lei do Gás.

Em 2019, com uma nova estratégia, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, por meio da Resolução CNPE nº 4/2019, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias. Resultado das propostas apresentadas por este Comitê, o CNPE aprovou a Resolução nº 16/2019.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Essa Resolução estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, definindo como deve ser a transição para um mercado concorrencial e até estabelecendo como de interesse da Política Energética Nacional medidas estruturais e comportamentais para serem observadas pelo agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural.

Nova Lei do Gás

A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás”), instituiu um novo marco regulatório para o setor de gás natural no Brasil, com o objetivo de promover a abertura do mercado, ampliar a concorrência e estimular investimentos ao longo da cadeia de valor. A norma disciplina as atividades de escoamento, tratamento, processamento, transporte, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, nos termos do art. 177 da Constituição Federal.

A nova legislação substituiu o modelo anterior previsto na Lei nº 11.909/2009 e introduziu mudanças estruturais relevantes, dentre as quais se destacam: (i) a adoção do regime de autorização para a construção e operação de gasodutos de transporte, em substituição ao regime de concessão; (ii) o fortalecimento das regras de acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais; e (iii) o estímulo à desverticalização e à formação de um mercado mais competitivo e líquido.

Nesse contexto, a Companhia acompanha de forma ativa a evolução regulatória do setor e vem amadurecendo sua atuação na cadeia de midstream de gás natural, avaliando e estruturando projetos alinhados ao novo ambiente de mercado. A consolidação de um marco regulatório mais previsível e orientado à competição cria oportunidades para otimização da monetização do gás produzido, diversificação de receitas e captura de valor por meio de soluções integradas de escoamento, processamento e comercialização.

Publicação do Decreto n° 12.153, de 26 de agosto de 2024

O Decreto nº 12.153/2024 promoveu alterações relevantes no Decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), consolidando avanços na estrutura regulatória aplicável às atividades de transporte, escoamento, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural no Brasil.

Entre os principais pontos, destacam-se: (i) o fortalecimento da coordenação entre regulamentações federais e estaduais, com vistas à maior harmonização normativa; (ii) o detalhamento das atribuições da ANP na supervisão das infraestruturas essenciais de gás natural; (iii) a definição de diretrizes para tratamento regulatório de infraestruturas nacionais de escoamento, processamento e transporte; (iv) o incentivo à inserção de biogás e biometano na matriz energética; e (v) dispositivos voltados à otimização do aproveitamento do gás natural produzido, inclusive com reflexos sobre políticas de reinjeção.

O novo decreto reforça a agenda de abertura e desenvolvimento do mercado de gás natural, ampliando a previsibilidade regulatória e criando condições para maior eficiência operacional e expansão da oferta ao mercado. Nesse contexto, a Companhia acompanha de forma próxima a regulamentação infralegal a ser editada pela ANP, avaliando seus potenciais impactos sobre projetos e iniciativas em curso na cadeia de midstream.

A atuação da Companhia permanece orientada à conformidade regulatória, à participação técnica nas discussões institucionais e à adaptação tempestiva de seus processos e investimentos às diretrizes estabelecidas pelos órgãos competentes. A Administração entende que o aprimoramento do arcabouço regulatório do gás natural contribui para fortalecer o ambiente de negócios, ampliar oportunidades de monetização e sustentar o crescimento estratégico da Companhia nesse segmento.

Adicionalmente, a ANP conduz consultas públicas relacionadas à implementação do Certificado de Garantia de Origem do Biometano e do Gás Natural (CGOB), iniciativa que poderá estabelecer novas obrigações para produtores, importadores e comercializadores quanto à rastreabilidade e certificação da origem do gás natural. A

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Companhia acompanha atentamente a evolução dessas discussões regulatórias e avalia seus potenciais impactos operacionais e comerciais, mantendo postura proativa na adaptação a eventuais novos requisitos normativos.

Privacidade e Proteção de Dados

As leis sobre privacidade e proteção de dados têm evoluído nos últimos anos, de modo a estabelecer regras mais objetivas sobre como os dados pessoais (informações relacionadas a indivíduos) podem ser utilizados pelas organizações. Os direitos à intimidade e à vida privada são genericamente assegurados pela Constituição Federal Brasileira (1988) e pelo Código Civil (2002), mas, na ausência de regras mais específicas sobre o tema, a legitimidade das práticas envolvendo o uso de Dados Pessoais foi, historicamente, avaliada de forma casuística pelo judiciário. O Código de Defesa do Consumidor ("Lei nº 8.078/90"), na década de 90 procurou trazer contornos mais objetivos para a abertura de bancos de dados de consumidores e cadastro de maus pagadores. Com a evolução da tecnologia de processamento de dados, a Lei nº 12.414/11 (Lei do Cadastro Positivo), aprovada em 2011, também teve como objetivo estabelecer regras específicas para a criação de bancos de dados de bons pagadores. A Lei do Cadastro Positivo foi recentemente alterada, em abril de 2019, para determinar a adesão automática de indivíduos aos bancos de dados do sistema do Cadastro Positivo, com opção de solicitar sua exclusão. O Marco Civil da Internet (Lei nº 12.965/14), aprovado em 2014, também teve como objetivo regular o uso e tratamento de dados coletados por meio da internet. Assim, até agosto de 2018, quando foi aprovada a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/18 - "LGPD"), as práticas relacionadas ao uso de Dados Pessoais eram reguladas por algumas normas esparsas e setoriais.

A LGPD tem uma ampla gama de aplicações e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que (i) a atividade de tratamento seja realizada no território nacional; (ii) a atividade de tratamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços ou tratar dados de indivíduos localizados no território nacional; ou (iii) dados pessoais objeto do tratamento tenham sido coletados no território nacional. A LGPD será aplicada independentemente da indústria ou negócio ao lidar com dados pessoais e não está restrita a atividades de processamento de dados realizadas através de mídia digital e/ou na internet. Tendo em vista o grande volume de dados pessoais tratados, podemos ser alvos de sanções caso não consigamos demonstrar conformidade com a LGPD e outras leis aplicáveis, sujeitando-nos a perdas financeiras e de reputação o que pode afetar significativamente os nossos resultados financeiros. Em caso de infrações às normas da LGPD, estaremos sujeitos, além da responsabilidade civil, às seguintes penalidades: (a) advertência, com indicação de prazo para adoção de medidas corretivas; (b) multa de até 2% do faturamento da empresa ou do grupo limitada, no total, a R$50,0 milhões por infração; (c) publicitação da infração após devidamente apurada e confirmada a sua ocorrência; (d) bloqueio dos dados pessoais correspondentes à infração até a sua regularização; (e) eliminação dos dados pessoais correspondentes à infração; (f) suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de seis meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador, em caso de reincidência; (g) suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de seis meses, prorrogável por igual período, em caso de reincidência; (h) proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados, em caso de reincidência.

Além disso, a Lei 13.853/2019 criou a Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("ANPD"), órgão da administração pública que será responsável por zelar, implementar e fiscalizar o cumprimento da LGPD, exercendo um triplo papel de (i) investigação, compreendendo o poder de emitir normas e procedimentos, deliberar sobre a interpretação da LGPD e solicitar informações de controladores e operadores; (ii) execução, nos casos de descumprimento da lei, por meio de processo administrativo; e (iii) educação, com a responsabilidade de disseminar informações e fomentar o conhecimento da LGPD e medidas de segurança, promovendo padrões de serviços e produtos que facilitem o controle de dados e elaborando estudos sobre práticas nacionais e internacionais para a proteção de dados pessoais e privacidade, entre outros. A ANPD foi criada como órgão da administração pública federal, integrante da Presidência da República e tem assegurada independência técnica, embora esteja subordinada à Presidência da República e sua natureza jurídica é transitória e poderá ser

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

transformada pelo Poder Executivo em entidade da administração pública federal indireta, submetida a regime autárquico especial e vinculada à Presidência da República.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

Licenciamento Ambiental

A Política Nacional de Meio Ambiente, instituída pela Lei Federal nº 6.938/1981, estabelece que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.

No bojo do licenciamento, o empreendedor deve apresentar estudo ambiental compatível com os riscos e impactos da atividade que pretende ser licenciada. No caso das atividades cujos impactos ambientais sejam considerados significativos, é necessária a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental – EIA e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, assim como a implementação de medidas mitigadoras e compensatórias dos impactos ambientais causados pelo empreendimento. No caso das medidas compensatórias, a legislação ambiental impõe ao empreendedor, entre outras obrigações, o dever de destinar recursos à implantação e manutenção de unidades de conservação de proteção integral, conforme percentual a ser fixado pelo órgão ambiental licenciador, de acordo com o grau de impacto ambiental causado pelo empreendimento, e com base no valor total do empreendimento, excluídos, dentre outros, os investimentos referentes aos planos, projetos e programas exigidos no procedimento de licenciamento ambiental para mitigação de impactos, conforme disposto na Lei n° 9.985, de 18 de julho de 2000.

A instalação e operação de empreendimentos em zonas de amortecimento ou no interior de unidades de conservação deve observar regras legais específicas e, também, previstas nos respectivos zoneamentos e/ou planos de manejo das unidades de conservação, conforme disposto na Lei Federal nº 9.985/2000.

A Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, fixou as regras gerais para definição quanto à competência dos órgãos integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente – SISNAMA para receber e processar os pedidos de licença ambiental e conduzir o licenciamento ambiental. Em geral, com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente, como o Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos - INEMA , o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – IDEMA e a Administração Estadual do Meio Ambiente - ADEMA, são competentes para conduzir o licenciamento ambiental. A referida lei complementar previu, ainda, a possibilidade de os municípios promoverem o licenciamento ambiental de atividades de impacto local, desde que preenchidas as exigências pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental, na maioria dos casos, se dá por etapas e compreende a emissão de três licenças, todas com prazos de validade determinados (passíveis de renovação periódica) e condicionantes/obrigações específicas: (i) Licença Prévia, concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação; (ii) Licença de Instalação, autoriza a instalação do empreendimento ou atividade, depois de cumpridas as condicionantes da Licença Prévia e de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes; e (iii) Licença de Operação, autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento das condicionantes das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e determinados condicionantes para o funcionamento do empreendimento. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o desenvolvimento do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das exigências estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A ausência de licença ambiental ou a operação em desacordo com as licenças ambientais emitidas, independentemente de a atividade estar causando danos efetivos ao meio ambiente, caracteriza a prática de ilícito penal e administrativo, sujeitando o infrator a sanções criminais e administrativas, além da obrigação de recuperar e/ou indenizar eventuais danos causados ao meio ambiente e a terceiros, e de expor a Companhia a riscos reputacionais. No âmbito administrativo, além das outras sanções, as multas, de acordo com o art. 66 do Decreto Federal nº 6.514/2008, podem chegar a R$ 50 milhões de reaisA Companhia, possui aproximadamente 3.000 licenças ambientais válidas junto aos órgãos ambientais licenciadores da operação, com um custo anual de, aproximadamente R$ 21 milhões.

A Companhia acompanha o trâmite da ação direta de inconstitucionalidade nº 0103625-63.2020.1.00.0000 (ADI 6566) proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP, a qual requer a suspensão e posterior declaração de inconstitucionalidade do artigo 47 da Lei Complementar do Estado do Rio Grande do Norte nº 272, de 03.03.2004, que instituiu as taxas devidas no processo de licenciamento para a perfuração de poços para a identificação ou exploração de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural, uma vez que eventual resultado favorável poderia ensejar a revisão dos valores gastos pela Companhia para viabilizar o licenciamento ambiental.

Responsabilidade Ambiental

As atividades desenvolvidas pela Companhia estão sujeitas à abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, bem como pelo Ministério Público.

A responsabilidade ambiental pode ocorrer em três esferas distintas e independentes: civil, criminal e administrativa. Caso a Companhia cause ou contribua para a causa de algum dano ambiental, poderão ser verificados efeitos adversos em seus resultados e negócios, inclusive sob o ponto de vista reputacional. As três esferas de responsabilidade mencionadas são distintas e independentes porque, por um lado, uma única ação do agente econômico pode lhe gerar responsabilidade ambiental nos três níveis, com a aplicação de três sanções diversas. Por outro lado, a ausência de responsabilidade em uma de tais esferas não isentas, necessariamente, o agente da responsabilidade nas demais.

Na esfera administrativa, é necessária a ocorrência de ação ou omissão que importe violação de qualquer norma de preservação, proteção ou regulamentação do meio ambiente, dependendo, portanto, da verificação de culpa ou dolo para sua caracterização da responsabilidade, conforme jurisprudência do Superior Tribunal de Justiça. O Decreto Federal nº 6.514/2008 prevê, dentre outras, as seguintes sanções administrativas: multa simples de até R$ 50.000.000,00, multa diária, advertências, interdição temporária ou permanente das atividades, embargo, demolição, suspensão de licenças, perda de benefícios fiscais e fechamento temporário ou permanente.

A responsabilidade ambiental na esfera penal, assim como a administrativa à luz da jurisprudência do STJ é subjetiva, tendo fundamento na culpabilidade, sendo necessária a demonstração do seu elemento subjetivo (dolo ou culpa). Nos termos da Lei Federal nº 9.605/1998 (Lei de Crimes Ambientais), podem ser impostas às pessoas jurídicas pena de multa, suspensão das atividades, interdição do estabelecimento e proibição de contratar com o Poder Público. A responsabilização criminal pode, ainda, atingir gerentes, diretores e administradores da Companhia, na medida da sua culpabilidade, desde que tenham concorrido para a prática dos crimes.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva. Ou seja, a obrigação de indenizar ou de reparar os danos ambientais causados e indenizar a terceiros poderá afetar a todos, direta ou indiretamente envolvidos na ocorrência do dano ambiental, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, bastando que haja comprovação do dano e do nexo de causalidade entre esse e a atividade de uma companhia. É possível o ajuizamento de ação de regresso contra eventuais demais causadores do dano. Na esfera civil, o entendimento atual é de que o dever de reparar o dano ambiental é imprescritível. Os deveres associados à recuperação de uma área degradada são considerados, ainda, obrigações propter rem (obrigação que está sempre atrelada a um bem), de modo que novos proprietários de imóveis são responsáveis pela recuperação dos danos ambientais ocorridos em sua propriedade, independentemente de quem efetivamente os tenha causado. No caso de atividades onshore, os passivos ambientais oriundos das atividades desempenhadas

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

nos campos podem recair sobre o novo operador, ainda que tenham ocorrido em momento anterior à transferência da concessão.

Resíduos Sólidos

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (“PNRS”), instituída pela Lei Federal n.º 12.305/2010, tem por objetivo reunir o conjunto de princípios, instrumentos, diretrizes, metas e ações para viabilizar a gestão integrada e o gerenciamento ambientalmente adequado dos resíduos sólidos e rejeitos, exceto os rejeitos radioativos, que são regulados por legislação própria e específica.

A PNRS dispõe acerca da (i) prevenção e redução na geração de resíduos, com um conjunto de instrumentos para propiciar o aumento da reciclagem e da reutilização dos resíduos sólidos e a destinação ambientalmente adequada dos rejeitos; (ii) instituição de instrumentos de planejamento; e (iii) imposição que os particulares elaborem seus Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos ("PGRS").

Por meio da responsabilidade compartilhada, instituída pela PNRS, as tarefas e custos envolvidos nas diferentes etapas de gerenciamento de resíduos sólidos são pulverizados por toda a cadeia, na medida de responsabilização de cada uma das partes envolvidas, onde o responsável pela geração de resíduos sólidos é também responsável pela sua segregação, armazenamento, transporte e destinação final ambientalmente adequada, podendo ser obrigado a reparar os danos ambientais decorrentes da má gestão dos resíduos sólidos.

Nesse sentido, a contratação de terceiros para consecução de qualquer das fases do gerenciamento de resíduos sólidos, a exemplo da destinação final ambientalmente adequada, não exime a responsabilidade da Companhia por eventuais danos ambientais causados por terceiros contratados. A disposição inadequada, a ausência de PGRS, bem como os acidentes decorrentes do manuseio inadequado desses resíduos e rejeitos, além de poder resultar na contaminação de solo e de águas subterrâneas, podem ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa(multas que podem variar de R$5.000,00 a R$50.000.000,00) e penal, bem como responsabilização no âmbito civil pela reparação de danos causados ao meio ambiente, sendo que, neste último caso, independe de comprovação de culpa.

Recursos Hídricos

A Lei Federal n° 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos (“PNRH”), estabelece que o uso de tais recursos está sujeito à emissão de Outorga de Direito de Uso dos Recursos Hídricos pelo Poder Público, seja para a captação de água subterrânea ou superficial, seja para o lançamento de efluentes e de demais resíduos líquidos ou gasosos em um corpo d'agua, respeitando normas e padrões de lançamentos,, com o fim de sua diluição, de transporte ou de disposição final. Estão dispensados da outorga os usos de proporções insignificantes e quando a captação/lançamento se dá por meio da rede pública, desde que essa possua sistema de tratamento adequado.

A PNRH dispõe que a captação ou o lançamento realizado sem outorga de direito de uso de recursos hídricos sujeita a pessoa física ou jurídica a penalidades como, por exemplo, advertência, embargo provisório ou definitivo, interdição e multa, simples ou diária, que pode variar de R$100,00 a R$50.000.000,00.

Caso a Companhia utilize a rede pública de esgoto para o despejo de efluentes, a concessionária do serviço é responsável pela obtenção da outorga e o interessado (por exemplo, a Companhia) deve solicitar à concessionária a ligação à rede pública.

Por fim, considera-se infração administrativa a utilização de recursos hídricos para qualquer finalidade sem a respectiva outorga ou em desacordo com as condições estabelecidas, bem como a perfuração de poços tubulares sem a devida autorização ou o lançamento de efluentes de forma irregular.

Áreas Contaminadas

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Em âmbito federal, a Resolução nº 420 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (“CONAMA”), de 28 de dezembro de 2009, dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas em decorrência de atividades antrópicas. Nos termos da norma, uma contaminação consiste na “presença de substância(s) química(s) no ar, água ou solo, decorrentes de atividades antrópicas, em concentrações tais que restrinjam a utilização desse recurso ambiental para os usos atual ou pretendido, definidas com base em avaliação de risco à saúde humana, assim como aos bens a proteger, em cenário de exposição padronizado ou específico”.

Os órgãos ambientais têm adotado posturas cada vez mais severas com relação ao gerenciamento de áreas contaminadas, inclusive com o estabelecimento de padrões ambientais orientadores para a qualidade do solo e águas subterrâneas.

A adoção de medidas de investigação, remediação e monitoramento pode acarretar gastos significativos e a falta dessas ações pode desencadear responsabilização nas esferas administrativa, criminal e civil.

Ademais, a remediação de contaminações não está sujeita a limite de valores. Da mesma forma, a responsabilidade por danos ambientais não está sujeita a prazos de prescrição, ou seja, não são extintas no decorrer do tempo. No caso de existência de áreas contaminadas e de descumprimento de diretrizes estabelecidas pelos órgãos ambientais e de saúde, poderemos estar sujeitos a sanções penais, civis, bem como administrativas, inclusive multas de até R$ 50.000.000,00, conforme art. 61 do Decreto Federal nº 6.514/98.

Com relação aos passivos de natureza ambiental existentes nos ativos adquiridos, estudos ambientais realizados apontaram a necessidade de intervenções, como remediação de áreas contaminadas e reposição florestal em áreas degradadas.

A Companhia atende à regulamentação e legislação de saúde, segurança e meio ambiente, bem como possui políticas e planos de segurança internos, os quais são elaborados com base em padrões internacionais de proteção ambiental.

Nesse contexto, a Companhia possui um SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA, SAÚDE, MEIO AMBIENTE e SUSTENTABILIDADE (SG-SSMS), estruturado com base nas Normas com base nas Normas ISO 45001:2018 (Segurança, Saúde no Trabalho) e ISO 14001:2015 (Meio Ambiente) e formalizado através do documento “Manual do Sistema de Gestão de SSMS” interno, o qual estabelece diretrizes e procedimentos gerais relativos a Gestão Ambiental de modo que o processo produtivo seja desenvolvido de forma sustentável e com cuidados com o meio ambiente. A Companhia identifica e analisa os riscos que podem resultar em incidentes por meio da utilização de ferramentas reconhecidas e com resultados devidamente documentados, com o propósito de estabelecer ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional, ocupacional e impactos ao meio ambiente.

Ainda, a Companhia estabelece programas, objetivos e metas, levando em conta requisitos legais, aspectos ambientais significativos, opções tecnológicas, requisitos financeiros, entre outros. A eficácia do sistema de gestão de SSMS conta com o comprometimento das partes envolvidas, sendo que todas as atividades devem ser realizadas da forma mais segura possível e condizente com normas aplicáveis. A Companhia acredita na relevância da prevenção de impactos ambientais e de danos as pessoas e, por isso, busca garantir que as características essenciais de suas operações, que possam ter impacto ambiental significativo ou provocar acidentes ocupacionais, de processo ou danos à saúde dos seus colaboradores.

A Companhia tem diretrizes aplicáveis a todas as áreas, de modo que o processo produtivo seja desenvolvido em harmonia com o meio ambiente e proporcione a todos os conhecimentos dos aspectos e impactos ambientais em suas atividades. A Companhia se compromete com os princípios do desenvolvimento sustentável, assegurando a condução íntegra, ética, transparente e responsável de seus negócios, identificando e mitigando riscos, aprimorando a gestão de processos e competências em todos os níveis, incluindo o controle operacional e atendimento a emergências e no foco na prevenção da poluição e de incidentes. A Companhia mantém um programa de auditoria, incluindo a frequência, métodos, responsabilidades, requisitos para planejar e relatar questões ambientais.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP)

Nos termos da Instrução Normativa nº 13/2021 do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (“IBAMA”), além do licenciamento ambiental, as atividades potencialmente poluidoras e/ou utilizadoras de recursos ambientais elencadas nas normas mencionadas estão sujeitas à realização de seus cadastros junto ao Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras (“CTF”). Caso haja autuações, os valores podem variar de R$50,00, se pessoa física, ou R$150,00, se microempresa, e R$9.000,00, se empresa de grande porte, conforme previsto no artigo 76, do Decreto Federal nº 6.514/2008.A inscrição da pessoa jurídica no CTF acarreta as seguintes obrigações acessórias, nos termos da Lei Federal nº 6.938 de 31 de agosto de 1981:

(i) o pagamento da TCFA – Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental; e (ii) a entrega de Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (“RAPP”).

A TCFA é prevista no artigo 17-B da Lei Federal nº 6.938/1981, incluído pela Lei Federal nº 10.165/2000. De acordo com o mencionado dispositivo, a TCFA tem como fato gerador o “exercício regular do poder de polícia conferido ao IBAMA para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais”.

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Patentes

A Companhia não é dependente de forma relevante de seus ativos de patentes.

Marcas

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), órgão responsável pelo registro de marcas, sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca registrada em relação aos produtos ou serviços identificados pelo registro, em todo o território nacional por um prazo determinado de dez anos, passível de sucessivas renovações, mediante o pagamento de retribuições ao INPI.

A Companhia é titular de 3 registros perante o INPI para as marcas “CIRANDA VIVA RECÔNCAVO”, “PETRORECONCAVO” e “RECONCAVO E&P”.

A manutenção dos direitos atinentes aos registros marcários dependem de renovação, de modo que esses direitos podem ser extintos caso a Companhia não tome as medidas necessárias para prorrogar seus registros tempestivamente.

Além disso a Companhia possui os domínios petroreconcavo.com.br, pepsa.com.br e potiguarep.com.br registrados no Brasil.

Licenças

A Companhia possui as licenças Software AspenTech, Software Sophos, Software SoftExpert (Módulos SE Document), Software TOTVS / RM, Software Fluig TOTVS para o auxílio ao desenvolvimento de suas atividades.

Concessões

A Companhia detém atualmente 57 concessões, sendo 32 localizadas na Bacia Potiguar, 24 na Bacia do Recôncavo e 1 na Bacia Sergipe-Alagoas. Parte relevante desses ativos é operada em parceria, em linha com a estratégia de otimização de portfólio e compartilhamento de riscos.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Adicionalmente, a Companhia possui 6 blocos exploratórios, dos quais 3 estão localizados na Bacia Potiguar e 3 na Bacia do Recôncavo, reforçando seu posicionamento como uma das principais operadoras independentes em atividade *onshore* no Brasil.

Franquias

A Companhia não é dependente de Franquias para o desenvolvimento de suas atividades.

Contratos de Royalties

Corresponde a participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios nas Bacias do Recôncavo e Potiguar, em que a Companhia possui contratos de concessão celebrados com a ANP, à alíquota de 5% a 10%, a depender do campo produtor, mais 1% referente a participação dos proprietários de terra, da produção mensal de petróleo e gás natural multiplicado, no caso do petróleo, pelo preço de referência na forma da Resolução 703/2017 da ANP e, no caso do gás natural, pelo preço de venda estabelecido nos contratos de comercialização da produção, nos termos do Decreto Presidencial nº 2705/1998. Os percentuais específicos de cada concessão são estabelecidos conforme previsto nos respectivos Contratos de Concessão com a ANP (os royalties relativos à produção do Contrato de Produção não constam dos custos de serviços prestados e de vendas da Companhia, posto que a Petrobras, na qualidade de concessionária dos campos operados, é o sujeito passivo da obrigação de pagamento de tais royalties, sendo que as receitas oriundas do Contrato de Produção são auferidas pela Companhia líquidas de royalties);

A Resolução da ANP nº 877, de 16 de maio de 2022, dispõe sobre o enquadramento de campos marginais para campos terrestres que obedeçam a um ou mais dos seguintes critérios: a) produção total de até 900 barris de óleo equivalente por dia (boed); b) produção total de até 1.800 boed para campos de gás natural; c) produção total de até 1.350 boed e grau API inferior a 22; ou d) BSW superior a noventa e oito por cento.

Em 5 de agosto de 2022, a Reunião de Diretoria Colegiada da ANP nº 1097 aprovou o resultado da primeira análise de enquadramento de campos de petróleo e gás natural que apresentam economicidade ou produção marginal com base na Resolução ANP nº 877/2022, que classifica concessões como campos marginais. O CNPE, então, divulgou uma orientação no sentido de conceder, com base em critérios preestabelecidos, redução de royalties para o mínimo legal de 5%, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

A Companhia pleiteou junto à ANP, a assinatura imediata dos aditivos dos contratos de concessões no sentido de reduzir para 5% os royalties das concessões caracterizadas como campos marginais, entretanto a ANP ainda não se posicionou sobre o tema.

Auto Diagnóstico – Ofício Circular n° 10/2023/SSO-CSO-SSO/ANP-RJ-e

O Ofício Circular teve como objetivo notificar os operadores de campos terrestres de produção de petróleo e gás natural sobre as ações necessárias para atender às exigências da Resolução de Diretoria nº 630/2023, com base nas auditorias realizadas em 2022. Os principais pontos e responsabilidades destacadas para os operadores onshore são:

1. Autodiagnóstico de Não Conformidades:

- Os operadores onshore devem realizar um autodiagnóstico para identificar não conformidades críticas e graves observadas nas auditorias de 2022 nos campos terrestres.
- O diagnóstico deve seguir as recomendações da Nota Técnica nº 6/2023 (referência [2]) e verificar os desvios apontados.

2. Implementação de Ações Corretivas:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- Após o autodiagnóstico, os operadores devem implementar ações corretivas para corrigir e prevenir a recorrência dos desvios em suas instalações.

3. Abrangência da Recomendação R038:

- A recomendação R038, que proíbe a exposição de pessoas a atmosferas explosivas, deve ser aplicada nas instalações dos campos terrestres.
- Essa recomendação foi emitida por meio do Ofício Circular nº 004/SSM/2016 (referência [3]) e deve ser cumprida integralmente.

4. Prazo para Cumprimento:

- Os operadores têm o prazo de 90 dias após o recebimento do ofício para realizar o autodiagnóstico e implementar as medidas corretivas e preventivas.

5. Ação Imediata em Caso de Desvios Críticos:

- Caso sejam identificados desvios críticos, as atividades nas áreas afetadas devem ser interrompidas imediatamente de forma segura.
- Planos de ação só podem ser elaborados após a eliminação de riscos graves e iminentes.

6. Penalidades por Descumprimento:

- O não cumprimento das exigências poderá resultar em penalidades, conforme a Lei nº 9.847/1999 e outras disposições aplicáveis.

Sendo assim, a Companhia vem implementando diversas ações com o objetivo de atender às solicitações e exigências estabelecidas no autodiagnóstico, conforme descrito no Ofício Circular nº 10/2023. Dentre essas ações, destacam-se a revisão e adequação de processos operacionais, a realização de treinamentos para as equipes envolvidas e a implementação de melhorias nas instalações dos nossos campos. Além disso, está sendo realizada uma monitoramento constante das não conformidades identificadas, com a aplicação de medidas corretivas imediatas, quando necessário, para garantir a segurança e a conformidade das nossas atividades. O compromisso da companhia com a segurança operacional é fundamental para a mitigação de riscos e o cumprimento das exigências regulamentares.

(d) contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

Não se aplica. A Companhia conforme estabelecido na Política de Doações e Patrocínios, aprovada em reunião do Conselho de Administração da PetroReconcavo S.A. em 16 de setembro de 2021, e pelo seu Código de Ética e Conduta, em está impedida de realizar doações a partidos políticos o qualquer candidato a cargo eletivo.

ii. em favor de partidos políticos

Não se aplica.

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

Não se aplica.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

1.7 RECEITAS RELEVANTES PROVENIENTES DO EXTERIOR

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não aufere receitas relevantes fora do Brasil.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor; e

Não aplicável, uma vez que a Companhia não aufere receitas relevantes fora do Brasil.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8 EFEITOS DA REGULAÇÃO ESTRANGEIRA NAS ATIVIDADES

Não aplicável, uma vez que a Companhia não aufere receitas relevantes fora do Brasil.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9 INFORMAÇÕES AMBIENTAIS, SOCIAIS E DE GOVERNANÇA (ASG)

(a) Se a companhia divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

Com foco em aprimorar a consolidação de sua estratégia de promover um desenvolvimento mais sustentável, desde 2022 a companhia publica seu Relatório de Sustentabilidade, elencando e comunicando as informações que compreendem os aspectos ambientais, sociais e de governança das operações da PetroReconcavo no Brasil. A partir dessa publicação, a Companhia almeja construir um caminho de diagnóstico e crescimento perene, estratégico e sustentável, desenhando iniciativas para potencializar os impactos positivos e mitigar os impactos negativos em toda a cadeia de valor. Em 2026, lançaremos a quinta edição desse documento, que compreende dados relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2025.

(b) A metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

A Companhia publica o seu Relatório de Sustentabilidade em conformidade com a metodologia da *Global Reporting Initiative* (GRI) e com os indicadores da *Sustainability Accouting Standards Board* (SASB). Além disso, é realizada uma correlação do GRI com a diretriz da *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (Ipieca), bem como a inclusão de dados setoriais pertinentes ao nosso negócio.

A Norma GRI 2 foi aplicada pela Companhia na elaboração do Relatório de Sustentabilidade para o fornecimento de informações relacionadas às nossas atividades, aspectos estratégicos e de governança, além de relatar informações sobre as nossas políticas, práticas e engajamento com *stakeholders*, com o intuito de esclarecer o perfil e o porte da Companhia e o contexto para entendimento de nossos impactos.

Em 2024, houve o processo de atualização dos temas materiais com base na metodologia de dupla materialidade. Este processo considera a Norma GRI 3, que representa os impactos mais significativos na economia, no meio ambiente, nas pessoas e nos direitos humanos. Além disso, a metodologia considera outras diretrizes internacionais, como SASB for Oil and Gas – Exploration & Production, SASB for Oil and Gas – Midstream, bem como outras fontes relevantes consideradas pela Taxonomia Report[1]. Como a Companhia é especializada na operação, desenvolvimento e revitalização de campos maduros em bacias terrestres de óleo e gás, também foi considerado a Norma GRI 11: Setor de Petróleo e Gás. Esta norma contribuiu para o aprofundamento das informações sobre os temas materiais da Companhia, bem como para a descrição dos impactos significativos das nossas operações.

O processo de materialidade consistiu em cinco etapas, na qual a Companhia: (i) compreendeu o seu contexto; (ii) identificou os impactos socioambientais reais e potenciais, riscos e efeitos financeiros; (iii) avaliou a importância dos impactos e riscos; e, (iv) engajou suas partes interessadas para o processo de priorização de temas; (v) priorizou os impactos e riscos mais significativos para o Relatório de Sustentabilidade.

A introdução de indicadores da SASB desde o relatório de 2024 teve como objetivo ampliar a amostragem destes indicadores à medida em que formos evoluindo em nossos pontos de controle e gestão.

[1]Fontes: CDP GRI Ethos ODS WDI SASB CDSB IIRC SBTi SBTN TCFD TCU TNFD DJSI ICO2 B3 ISE Bloomberg Barclays MSCI Emerging Markets ESG Index Índices de Gov da B3 ESG PACTO GLOBAL EUROPEAN COMMISSION IFC WEF IBC IFRS Bloomberg CSRHub ECOVADIS FitchRatings FTSE4Good ISS Moody's MSCI S&P Global Sustainalytics VigeoEiris B Impact Assessment ROSITM

(c) Se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade

A Companhia ainda não dispõe de uma entidade independente para realizar a auditoria do seu Relatório de Sustentabilidade.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

(d) Página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

O Relatório de Sustentabilidade de 2025 estará disponível para acesso em nossa página de Relações com Investidores, por meio do link https://www.petroreconcavo.com.br/relatorios-de-sustentabilidade, onde também podem ser encontradas as edições anteriores.

(e) Se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O Relatório de Sustentabilidade da Companhia considera a divulgação da matriz de materialidade, a qual foi elaborada conforme descrito anteriormente no item 1.9 (b) deste Formulário de Referência.

De acordo com as normas da GRI Standard, em sua versão 2021, o relatório de referente ao ano-base de 2025 contempla todos os indicadores-chave de desempenho relacionados aos conteúdos gerais (GRI 2) e aos temas materiais (GRI 3), em linha com os princípios que orientam a qualidade e a transparência das informações reportadas. Adicionalmente, conforme mencionado no item 1.9 (b), foram incorporados indicadores da SASB, que passam a integrar o conjunto de 74 indicadores-chave de desempenho da Companhia.

Os indicadores-chave de desempenho e os indicadores materiais da Companhia estão relacionados na tabela a seguir:

Indicador	Descrição
GRI 2-1	Entidades incluídas no relato de sustentabilidade da organização
GRI 2-2	Período de relato, frequência e ponto de contato
GRI 2-3	Reformulações de informações
GRI 2-4	Reformulações de informações
GRI 2-5	Verificação externa
GRI 2-6	Atividades, cadeia de valor e outras relações de negócios
GRI 2-7	Empregados
GRI 2-8	Trabalhadores que não são empregados
GRI 2-9	Estrutura de governança e sua composição
GRI 2-10	Nomeação e seleção para o mais alto órgão de governança
GRI 2-11	Presidente do mais alto órgão de governança
GRI 2-12	Papel desempenhado pelo mais alto órgão de governança na supervisão da gestão dos impactos

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

GRI 2-13	Delegação de responsabilidade pela gestão de impactos
GRI 2-14	Papel desempenhado pelo mais alto órgão de governança no relato de sustentabilidade
GRI 2-15	Conflitos de interesse
GRI 2-16	Comunicação de preocupações cruciais
GRI 2-17	Conhecimento coletivo do mais alto órgão de governança
GRI 2-18	Avaliação do desempenho do mais alto órgão de governança
GRI 2-19	Políticas de remuneração
GRI 2-20	Processo para determinação da remuneração
GRI 2-21	Proporção da remuneração total anual
GRI 2-22	Declaração sobre estratégia de desenvolvimento sustentável
GRI 2-23	Compromissos de política
GRI 2-24	Incorporação de compromissos de política
GRI 2-25	Processos para reparar impactos negativos
GRI 2-26	Mecanismos para aconselhamento e apresentação de preocupações
GRI 2-27	Conformidade com leis e regulamentos
GRI 2-28	Participação em associações
GRI 2-29	Abordagem para engajamento de stakeholders
GRI 2-30	Acordos de negociação coletiva
GRI 3-1	Processo de definição de temas materiais
GRI 3-2	Lista de temas materiais
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais Segurança das pessoas e integridade de ativos
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais Impacto socioeconômico, relacionamento com comunidades e desenvolvimento local
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais Gestão e desenvolvimento de pessoas
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

	Cultura de inovação
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais Ética, integridade e compliance
GRI 201-1	Valor econômico direto gerado e distribuído
GRI 201-2	Implicações financeiras e outros riscos e oportunidades decorrentes de mudanças climáticas
GRI 201-4	Apoio financeiro recebido do governo
GRI 202-2	Proporção de membros da diretoria contratados na comunidade local
GRI 203-1	Investimentos em infraestrutura e apoio a serviços
GRI 203-2	Impactos econômicos indiretos significativos
GRI 204-1	Proporção de gastos com fornecedores locais
GRI 205-1	Operações avaliadas quanto a riscos relacionados à corrupção
GRI 205-2	Comunicação e capacitação em políticas e procedimentos de combate à corrupção
GRI 205-3	Casos confirmados de corrupção e medidas tomadas
GRI 206-1	Ações judiciais por concorrência desleal, práticas de truste e monopólio
GRI 207-1	Abordagem tributária
GRI 207-2	Governança, controle e gestão de risco fiscal
GRI 207-3	Engajamento de stakeholders e gestão de suas preocupações quanto a tributos
GRI 207-4	Relato país-a-país
GRI 302-1	Consumo de energia dentro da organização
GRI 302-2	Consumo de energia fora da organização
GRI 302-3	Intensidade energética
GRI 302-4	Redução do consumo de energia
GRI 302-5	Reduções nos requisitos energéticos de produtos e serviços
GRI 303-1	Interações com a água como um recurso compartilhado
GRI 303-2	Gestão dos impactos relacionados ao descarte de água
GRI 303-3	Captação de água
GRI 303-4	Descarte de água
GRI 303-5	Consumo de água

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

GRI 304-1	Unidades operacionais próprias, arrendadas ou geridas dentro ou nas adjacências de áreas de proteção ambiental e áreas de alto valor de biodiversidade situadas fora de áreas de proteção ambiental
GRI 304-2	Impactos significativos de atividades, produtos e serviços na biodiversidade
GRI 304-3	Habitats protegidos ou restaurados
GRI 304-4	Espécies incluídas na lista vermelha da IUCN e em listas nacionais de conservação com habitats em áreas afetadas por operações da organização
GRI 305-1	Emissões diretas (Escopo 1) de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 305-2	Emissões indiretas (Escopo 2) de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da aquisição de energia
GRI 305-3	Outras emissões indiretas (Escopo 3) de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 305-4	Intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 305-5	Redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 305-6	Emissões de substâncias que destroem a camada de ozônio (SDO)
GRI 305-7	Emissões de NOx, SOx e outras emissões atmosféricas significativas
GRI 306-1	Geração de resíduos e impactos significativos relacionados a resíduos
GRI 306-2	Gestão de impactos significativos relacionados a resíduos
GRI 306-3	Resíduos gerados
GRI 306-4	Resíduos não destinados para disposição final
GRI 306-5	Resíduos destinados a disposição final
GRI 401-1	Novas contratações e rotatividade de empregados
GRI 401-2	Benefícios oferecidos a empregados em tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de período parcial
GRI 401-3	Licença maternidade/paternidade
GRI 402-1	Prazo mínimo de aviso sobre mudanças operacionais
GRI 403-1	Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho
GRI 403-2	Identificação de periculosidade, avaliação de riscos e investigação de incidentes
GRI 403-3	Serviços de saúde do trabalho
GRI 403-4	Participação dos trabalhadores, consulta e comunicação aos trabalhadores referentes a saúde e segurança do trabalho

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

GRI 403-5	Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança do trabalho
GRI 403-6	Promoção da saúde do trabalhado
GRI 403-7	Prevenção e mitigação de impactos de saúde e segurança do trabalho diretamente vinculados com relações de negócio
GRI 403-8	Trabalhadores cobertos por um sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho
GRI 403-9	Acidentes de trabalho
GRI 403-10	Doenças profissionais
GRI 404-1	Média de horas de capacitação por ano, por empregado
GRI 404-2	Programas para o aperfeiçoamento de competências dos empregados e de assistência para transição de carreira
GRI 404-3	Percentual de empregados que recebem avaliações regulares de desempenho e de desenvolvimento de carreira
GRI 405-1	Diversidade em órgãos de governança e empregados
GRI 405-2	Proporção entre o salário-base e a remuneração recebidos pelas mulheres e aqueles recebidos pelos homens
GRI 406-1	Casos de discriminação e medidas corretivas tomadas
GRI 407-1	Operações e fornecedores em que o direito à liberdade sindical e à negociação coletiva pode estar em risco
GRI 409-1	Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho forçado ou análogo ao escravo
GRI 410-1	Pessoal de segurança capacitado em políticas ou procedimentos de direitos humanos
GRI 413-1	Operações com engajamento, avaliações de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade loca
GRI 413-2	Operações com impactos negativos significativos – reais ou potenciais – nas comunidades locais
GRI 414-1	Novos fornecedores selecionados com base em critérios sociais
GRI 414-2	Impactos sociais negativos na cadeia de fornecedores e medidas tomadas
GRI 415-1	Contribuições políticas
GRI 416-1	Avaliação dos impactos na saúde e segurança causados por categorias de produtos e serviços
GRI 306-3	Derramamentos significativos

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

EM-EP-110a.1	Emissões globais brutas de Escopo 1, percentual de metano, percentual coberto por regulamentos de limitação de emissões
	Quantidade de emissões globais brutas de Escopo 1 provenientes de: (1) hidrocarbonetos queimados, (2) outras combustões, (3) emissões de processo, (4) outras emissões ventiladas e (5) emissões fugitivas
EM-EP-110a.3	Discussão sobre estratégia de curto e longo prazo para gerenciar emissões de Escopo 1, metas de redução de emissões e análise de desempenho em relação a essas metas
EM-EP-120a.1	Emissões atmosféricas dos seguintes poluentes: (1) NOx (excluindo N_2O), (2) SOx, (3) compostos orgânicos voláteis (VOCs) e (4) material particulado (PM10)
EM-EP-140a.1	(1) Volume total de água retirada, (2) volume total de água consumida; percentual de cada um em regiões com estresse hídrico alto ou extremamente alto
EM-EP-140a.2	Volume de água produzida e fluidos de retorno gerados; percentual (1) descartado, (2) injetado, (3) reciclado; conteúdo de hidrocarbonetos na água descartada
EM-EP-140a.3	Percentual de poços fraturados hidraulicamente para os quais há divulgação pública de todos os produtos químicos utilizados na fratura
EM-EP-140a.4	Percentual de locais de fraturamento hidráulico onde a qualidade da água subterrânea ou superficial se deteriorou em comparação com uma linha de base
EM-EP-160a.1	Descrição das políticas e práticas de gestão ambiental para locais ativos
EM-EP-160a.2	(1) Número e (2) volume agregado de vazamentos de hidrocarbonetos, (3) volume no Ártico, (4) volume impactando costas com classificação de Sensibilidade Ambiental 8-10 e (5) volume recuperado
EM-EP-160a.3	Percentual de (1) reservas provadas e (2) reservas prováveis em ou próximas a locais com status de conservação protegida ou habitat de espécies ameaçadas
EM-EP-210a.1	Percentual de (1) reservas provadas e (2) reservas prováveis em ou próximas a terras indígenas
EM-EP-210a.2	Percentual de (1) reservas provadas e (2) reservas prováveis em ou próximas a terras indígenas
EM-EP-210a.3	Discussão sobre processos de engajamento e práticas de diligência em relação a direitos humanos, direitos indígenas e operações em áreas de conflito
EM-EP-210b.1	Discussão do processo para gerenciar riscos e oportunidades associados aos direitos e interesses das comunidades
EM-EP-210b.2	(1) Número e (2) duração de atrasos não técnicos

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

EM-EP-320a.1	(1) Taxa total de incidentes registráveis (TRIR), (2) taxa de fatalidade, (3) taxa de frequência de quase acidentes (NMFR) e (4) horas médias de treinamento em saúde, segurança e resposta a emergências para (a) funcionários diretos e (b) funcionários terceirizados
EM-EP-320a.2	Discussão sobre sistemas de gestão utilizados para integrar uma cultura de segurança ao longo do ciclo de vida da exploração e produção
EM-EP-420a.1	Sensibilidade dos níveis de reservas de hidrocarbonetos a cenários futuros de projeção de preços que consideram um preço para emissões de carbono
EM-EP-420a.2	Estimativa das emissões de dióxido de carbono incorporadas em reservas provadas de hidrocarbonetos
EM-EP-420a.3	Valor investido em energia renovável, receita gerada por vendas de energia renovável
EM-EP-420a.4	Discussão sobre como o preço e a demanda por hidrocarbonetos ou regulamentos climáticos influenciam a estratégia de despesas de capital para exploração, aquisição e desenvolvimento de ativos

(f) Se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento

A Companhia considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas como referência estratégica em sua agenda ESG e os integra ao seu processo de materialidade, conforme demonstrado em seu último Relatório de Sustentabilidade publicado. A partir desse processo, foram identificados os ODS mais relevantes para o negócio, refletindo os temas prioritários para os nossos stakeholders e os impactos sociais, ambientais e econômicos das nossas operações.

Entre os ODS considerados materiais para a Companhia, destacam-se:

- **ODS 1 – Erradicação da Pobreza e ODS 2 – Fome Zero e Agricultura Sustentável:** por meio da geração de emprego, renda e parcerias com comunidades locais, promovendo o desenvolvimento socioeconômico nas regiões onde atuamos;
- **ODS 3 – Saúde e Bem-estar:** com foco na segurança operacional, promoção da saúde ocupacional e ações de prevenção junto a colaboradores e comunidades;
- **ODS 4 – Educação de Qualidade:** a partir de programas de capacitação técnica, formação profissional e apoio a iniciativas educacionais locais;
- **ODS 5 – Igualdade de Gênero:** por meio de políticas de diversidade e inclusão que visam ampliar a participação feminina e promover a equidade de oportunidades;
- **ODS 6 – Água Potável e Saneamento:** através da gestão responsável dos recursos hídricos e do tratamento adequado de efluentes em nossas operações;
- **ODS 7 – Energia Acessível e Limpa:** por sua contribuição à segurança energética nacional, com foco em eficiência, inovação e redução de impactos ambientais;
- **ODS 8 – Trabalho Decente e Crescimento Econômico:** com a geração de empregos qualificados, respeito aos direitos trabalhistas e fortalecimento da economia local;
- **ODS 10 – Redução das Desigualdades:** por meio da inclusão social e econômica de comunidades do entorno e ações afirmativas na cadeia de valor;
- **ODS 12 – Consumo e Produção Responsáveis:** com foco em práticas sustentáveis, economia circular e gestão eficiente de recursos naturais e resíduos;

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- **ODS 13 – Ação contra a Mudança Global do Clima:** por meio do monitoramento e mitigação das emissões de gases de efeito estufa e iniciativas de descarbonização;
- **ODS 15 – Vida Terrestre:** por meio da conservação da biodiversidade e da gestão ambiental em áreas de influência dos ativos operacionais;
- **ODS 16 – Paz, Justiça e Instituições Eficazes:** por meio da governança corporativa ética, da transparência e do combate à corrupção.

Essa correlação com os ODS reforça o compromisso da Companhia com a Agenda 2030 e orienta a integração da sustentabilidade à estratégia de negócios, contribuindo para uma atuação mais responsável, resiliente e alinhada aos desafios globais de desenvolvimento sustentável.

(g) Se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

A Companhia ainda não considera recomendações da TCFD e de nenhuma entidade reconhecida relacionadas a questões climáticas.

(h) Se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas.

Desde 2021, a Companhia apresenta, em seu Relatório de Sustentabilidade, o inventário de emissão de gases de efeito estufa seguindo os conceitos e diretrizes estabelecidos pelas especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol e em conformidade com a ISO 14064-1. Nesse inventário, os gases de efeito estufa com potencial de aquecimento global foram avaliados e classificados em Escopo 1 e 2. Os indicadores de intensidade carbônica referentes aos Ativos Bahia e Potiguar estão disponíveis através do link https://www.petroreconcavo.com.br/relatorios-de-sustentabilidade

(i) Explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

i. a não divulgação de informações ASG

Não se aplica.

ii. a não adoção de matriz de materialidade

Não se aplica.

iii. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não se aplica.

iv. a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas

A Companhia não realizou a auditoria das informações ASG divulgadas no período, considerando que ainda se encontra em processo de evolução de sua jornada de sustentabilidade e de aprimoramentoda maturidade de seus

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

indicadores. No entanto, a Companhia pretende avançar para a auditoria dessas informações nos próximos ciclos de reporte, no âmbito de seus Relatórios de Sustentabilidade.

v. a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas.

A Companhia ainda não adota as recomendações da TCFD. No entanto, encontra-se em processo de evolução de sua agenda climática, com o objetivo de atender as recomendações do mesmo por meio da adoção do IFRS S2 no próximo ano.

vi. a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

Não se aplica.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10 INFORMAÇÕES DE SOCIEDADE DE ECONOMIA MISTA

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11 AQUISIÇÃO OU ALIENAÇÃO DE ATIVO RELEVANTE

Negócios extraordinários

A Companhia concluiu, em 10 de outubro de 2025, a venda de 50% de sua participação e a transferência da operação de sete concessões, anteriormente detidas em sua totalidade, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a Mandacaru Energia Ltda. Com o fechamento da transação, a Companhia recebeu R$ 6,6 milhões, correspondentes a 20% do valor total. Do valor restante, 15% serão pagos em até seis meses, e os 65% finais serão destinados, ao longo de até dois anos, à contrapartida da Companhia em investimentos voltados ao desenvolvimento da produção das concessões. A operação estabelece um consórcio com gestão compartilhada, fortalecendo a parceria já existente entre as empresas e reforçando a estratégia da Companhia de geração sustentável de valor.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream da Brava Energia no Rio Grande do Norte. Os ativos em questão compreendem duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação (UPGN III) e uma hibernada (UPGN II), além de equipamentos auxiliares à operação, incluindo sistemas de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, bem como um gasoduto que interliga a produção de gás natural da Companhia e de outros campos operados pela Brava às referidas UPGNs. No dia seguinte à conclusão da aquisição, a operação passou a ser regida por um Joint Operating Agreement, com a Brava Energia como operadora e governança compartilhada por meio de um Comitê Operacional. Vale destacar que até 31 de dezembro de 2025, a Companhia já pagou R$ 311 milhões, equivalentes a 95% do valor total da transação.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12 OPERAÇÕES SOCIETÁRIAS /AUMENTO OU REDUÇÃO DE CAPITAL

Em 02 de setembro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia reuniu-se para tomar conhecimento da proposta de reorganização societária envolvendo a incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias SPE Miranga S.A., Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A., bem como a liquidação (por meio de dissolução) da Reconcavo America LLC ("Reorganização"). Em 31 de outubro de 2023, a reorganização societária foi aprovada, em Assembleia Geral de acionistas, contemplando a incorporação dessas subsidiáriaspela PetroReconcavo S.A..

A Companhia concluiu, em 2023, a aquisição da totalidade das cotas (“Aquisição”) de emissão da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), conforme divulgado ao mercado em 28 de fevereiro de 2023. A operação compreende a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. Desta forma através da sua subsidiária SPE Tiêta S.A. passou a operar o Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação. A posição geográfica dos ativos adquiridos, em especial as concessões na Bahia, possibilitaram a integração com as operações da Companhia, proporcionando a captura de sinergias operacionais e otimização de recursos.

1.13 Acordos de acionistas

1.13 ACORDOS DE ACIONISTAS

Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não aplicável.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14 ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS NA CONDUÇÃO DOS NEGÓCIOS

Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Nos três últimos exercícios sociais, bem como no exercício social corrente, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

1.15 CONTRATOS RELEVANTES CELEBRADOS PELO EMISSOR E SUAS CONTROLADAS

Nos três últimos exercícios sociais, bem como no exercício social corrente, não foi celebrado nenhum contrato relevante pela Companhia ou por sua controlada que não fosse diretamente relacionado com as suas atividades operacionais.

1.16 Outras informações relevantes

1.16 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Outras informações relevantes

Em 2019, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu, através da sua subsidiária Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 34 (trinta e quatro) campos em terra na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, denominado Polo Riacho da Forquilha. Exceto: (i) nos campos de Cardeal e Colibri onde a PetroReconcavo S.A. detém 50% (cinquenta por cento) de participação, tendo a Mandacaru Energy (antiga Partex) como operadora com 50% de participação, (ii) bem como as sete concessões de Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias, localizadas no Estado do Rio Grande do Norte, que tiveram sua operação e 50% da participação transferida à Mandacaru Energy em 10 de outubro de 2025 e (iii) nos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, onde a PetroReconcavo S.A. tem 70% de participação e é operadora desde 01 de junho de 2021, tendo como parceira a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (“SHB”) com 30% de participação. O operador é responsável por conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão.

Adicionalmente, em razão da existência de jazidas compartilhadas, os campos de Sabiá da Mata, Janduí e Angico são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 08 de março de 2018 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, a PetroReconcavo S.A. como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários.

Da mesma forma, os campos de Sabiá Bico de Osso e de Sabiá também são objeto de Acordo de Individualização da Produção celebrado em 20 de março de 2017 entre a Sonangol e a Petrobras, e aditado em 09 de dezembro de 2019 para inclusão da Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A. e saída da Petrobras, sendo a Companhia a operadora da área unificada. Em 01 de junho de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., passou a conduzir e executar, na qualidade de Operadora, todas as operações e atividades objeto do Contrato de Concessão e, consequentemente, das áreas unitizadas denominadas de Jazida Alagamar, que se estende pelas concessões Sabiá e Sabiá-Bico-de-Osso, e Jazida Upanema, cuja área se estende pelas concessões Sabiá da Mata, Janduí e Angico.

Em 2020, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 12 (doze) campos em terra na Bacia do Recôncavo, na Bahia, denominado Polo Remanso, sendo que os referidos campos já eram operados pela Companhia no Contrato de Produção com Cláusula de Risco, celebrado com a Petrobras em 1º de fevereiro de 2000. O fechamento da operação com o cumprimento das condições precedentes foi concluído em 22 de dezembro de 2021. Com a cessão dos contratos de concessão, a Companhia assumiu, como concessionária, a partir de 23 de dezembro de 2021 as operações dos campos que compõem o ativo.

Adicionalmente, em razão da existência de jazidas compartilhadas, (i) o campo Gomo será objeto de acordo de individualização da produção entre a Companhia e a SPE 3R Rio Ventura, por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, tendo a SPE 3R Rio Ventura como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários; e (ii) o campo Cassarongongo será objeto de acordo de individualização da produção entre a Companhia e a Petrobras, por meio do qual são definidos: os direitos e obrigações dos Concessionários, a área unificada, tendo a Companhia como operadora da área unificada e as participações de cada um dos Concessionários.

Em 2021, por meio do programa de desinvestimento de ativos da Petrobras, a Companhia adquiriu 100% da participação da Petrobras em um conjunto de 9 (nove) campos em terra na Bacia do Recôncavo, na Bahia, denominado Polo Miranga. O fechamento da operação com o cumprimento das condições precedentes foi concluído em 06 de dezembro de 2021. Com a cessão dos contratos de concessão à subsidiária integral da

1.16 Outras informações relevantes

Companhia, SPE Miranga S.A. (“SPE Miranga”), àquela data, sua subsidiária atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., a Companhia assumiu a partir de 07 de dezembro de 2021 as operações dos campos que compõem o ativo.

Durante a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP realizada no dia 4 de dezembro de 2020, na cidade do Rio de Janeiro, a Companhia arrematou um bloco terrestre na área POT-T-702, apresentando um bônus de assinatura de R$ 75.000,00, com um PEM (Programa Exploratório Mínimo) de 1.000 UT (Unidades de Trabalho), com investimento previsto na fase de exploração de R$6.000.000,00, com duração de 5 anos, em uma área de 17,18 km². A Companhia apresentou os documentos de qualificação no dia 04/01/2021. Adjudicação do objeto e homologação da licitação, qualificação de subsidiária (Potiguar E&P), àquela data, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., pagamento do bônus e envio do comprovante e assinatura do contrato de concessão pela Companhia e assinatura do contrato de concessão já foram concluídos.

A Companhia concluiu em 2023 a aquisição da totalidade das cotas (“Aquisição”) de emissão da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), conforme divulgado ao mercado em 28 de fevereiro de 2023. Esta operação compreende a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. Desta forma através da sua subsidiária SPE Tiêta S.A. passou a operar o Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes, o Campo de Tiê e os blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação. A posição geográfica dos ativos adquiridos, em especial as concessões na Bahia, possibilitarão a futura integração com as operações da Companhia, visando capturar sinergias operacionais e otimização de recursos.

Em junho de 2024, a Companhia concluiu a assinatura dos contratos de concessão dos blocos POT-T-492 e POT-T-793, localizados na Bacia Potiguar, adquiridos no 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP. Os blocos adicionam uma área de 56 km² adjacente às operações atuais, com prazo de 5 anos para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo.

Em 16 de agosto de 2025, a Companhia celebrou contrato de longo prazo com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo no Porto do Pecém. O projeto prevê a implantação de tancagem dedicada, com capacidade de 40 mil m³/mês até agosto de 2028, ampliando a flexibilidade logística, a previsibilidade de resultados e reduzindo descontos no escoamento do petróleo produzido no Ativo Potiguar.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream da Brava Energia no Rio Grande do Norte. Os ativos em questão compreendem duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação (UPGN III) e uma hibernada (UPGN II), além de equipamentos auxiliares à operação, incluindo sistemas de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, bem como um gasoduto que interliga a produção de gás natural da Companhia e de outros campos operados pela Brava às referidas UPGNs.

RESUMO DOS RELATÓRIOS DE RESERVA E DOS RELATÓRIOS DE RECURSOS CONTINGENTES ELABORADOS POR CONSULTOR INDEPENDENTE

Este item contém sumário do relatório de reservas elaborados pela NSAI. Este resumo não inclui todas as informações que os potenciais compradores de valores mobiliários da Companhia devem levar em consideração antes de investir em em qualquer valor mobiliário de nossa emissão. Deve-se avaliar criteriosamente, anteriormente à tomada de decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos nele mencionados e as nossas informações financeiras e respectivas notas explicativas, além de considerar prospectos ou memorandos de ofertas públicas de valores mobiliários.

RELATÓRIOS ELABORADOS PELO CONSULTOR INDEPENDENTE

1.16 Outras informações relevantes

Os relatórios da Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) foram elaborados de modo independente pela NSAI. A Petroreconcavo S.A. (Companhia) e a NSAI não possuem qualquer relacionamento que não a contratação da NSAI pela Companhia especificamente para a elaboração dos Relatórios sobre Recursos Contingentes e dos Relatórios sobre Reservas. Os relatórios sobre reservas foram elaborados de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no PRMS - Petroleum Resources Management System (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) 2018, aprovado pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (Society of Petroleum Engineers – SPE). Os Relatórios de Reservas foram elaborados para dar atendimento específico às normas e regulamentos de qualquer bolsa de valores ou autoridade reguladora de valores mobiliários em qualquer território. Os relatórios da NSAI apresentam estimativas de Reservas de nossas Concessões, com base nos entendimentos da NSAI bem como em seu conhecimento especializado do setor de petróleo e gás natural. As previsões contidas nos Relatórios de Reservas constituem meras estimativas, não devendo ser interpretadas como quantidades exatas. As previsões contidas nos Relatórios de Reservas não garantem desempenho futuro. Os relatórios da NSAI não contêm todas as informações que possam ser relevantes para a decisão dos investidores de investir em nossas ações ordinárias. Em função dessas incertezas, os investidores não deverão se respaldar apenas nestas projeções para tomar sua decisão de investimento, sendo encorajados a analisar cuidadosamente todas as informações contidas em outras seções do presente Formulário de Referência. Os relatórios da NSAI não constituem estudo de viabilidade consoante as normas da CVM.

Os investidores deverão ter em mente que as estimativas de Reservas incluídas no presente Formulário de Referência refletem certas premissas, análises e técnicas elaboradas pela Companhia e pelos técnicos da NSAI, os quais redigiram os relatórios da NSAI. Nossa capacidade de recuperar as estimativas de Reservas depende, entre outros fatores, do êxito de nossos esforços de desenvolvimento e produção. Não podemos garantir que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural não serão prejudicadas de modo relevante por questões políticas, econômicas, operacionais, ambientais ou de outra natureza. Vide a seção “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

Os relatórios da NSAI incluem certas limitações e notas acautelatórias com relação a incertezas inerentes à estimativa de Reservas, bem como à futura produção de petróleo e gás natural. Essas estimativas poderão diferir, talvez de modo significativo, daquelas apresentadas no presente Formulário de Referência e nos relatórios da NSAI. Os investidores deverão conduzir sua própria análise de investimento, avaliando cuidadosamente as notas de isenção de responsabilidade e as notas acautelatórias contidas nos relatórios da NSAI e resumidas no presente Formulário de Referência.

A ERNST & YOUNG Auditores Independentes Ltda. não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da NSAI, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma se manifestou ou forneceu dados para a compilação das informações contidas nos Relatórios da NSAI, motivo pelo qual não assume qualquer responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Nenhum outro auditor independente, nem os Coordenadores da Oferta ou os Agentes de Colocação Internacional, compilaram, examinaram ou adotaram quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da NSAI.

DISCUSSÃO TÉCNICA

Qualificação

A NSAI é empresa de consultoria independente, fundada em 1961, que presta serviços de engenharia, serviços geológicos, geofísicos e petrofísicos para o setor de petróleo e gás natural, nas regiões de produção e de exploração em todo o mundo. A NSAI presta diversos serviços, inclusive relatórios e auditorias de reservas, avaliações de aquisições e alienações, estudos de simulação, avaliações de recursos de exploração, avaliações patrimoniais, bem como serviços de gestão e consultoria. A NSAI emprega uma estratégia de avaliação técnica integrada, que abrange múltiplas disciplinas, inclusive engenharia de reservatórios e operações bem como geologia, geofísica e petrofísica.

1.16 Outras informações relevantes

Os profissionais técnicos responsáveis pela elaboração das estimativas apresentadas nos relatórios da NSAI preenchem os requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade definidos nas Normas da SPE. Esses profissionais compreendem engenheiros, geólogos, geofísicos e petrofísicos independentes, que não têm nenhuma participação em nossos campos, ou que são contratados em regime de taxa de sucesso.

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os relatórios da NSAI foram elaborados com base em análise de nossas Concessões localizados nos Ativos Bahia e Potiguar, em 31 de dezembro de 2025. A avaliação de nossas Reservas foi concluída em 18 de março de 2026 para a PetroReconcavo S.A..

Estes relatórios não incluem nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas. Para os objetivos destes relatórios, a NSAI não realizou nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinou o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigaram possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades e, portanto, suas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

As reservas mostradas nestes relatórios são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos, ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, as estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela Companhia, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário da participação de recuperar os volumes, e que as projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos e custos incorridos podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação destes relatórios.

Para os fins destes relatórios, a NSAI utilizou dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados sísmicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e interesses de propriedade. As reservas destes relatórios foram estimadas usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). A NSAI utilizou métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica, e analogia, que considerou apropriados e necessários para classificar, categorizar, e estimar volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás natural, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, as conclusões da NSAI representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

Os dados utilizados nas estimativas da NSAI foram obtidos da Companhia, de fontes de dados públicas, e dos arquivos não confidenciais da NSAI e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados no escritório da NSAI. Não examinaram os direitos contratuais das propriedades nem confirmaram de forma independente o grau ou tipo de interesse real detido. Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas nos respectivos relatórios.

Reservas provadas são as quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações

1.16 Outras informações relevantes

governamentais definidas. Reservas prováveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, mas mais seguras que as Reservas Possíveis. Reservas possíveis são reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências.

Em 2025, a Companhia e sua subsidiária receberam as extensões de contratos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A receita bruta mostrada neste relatório é a receita bruta ao interesse de trabalho da Companhia (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e, conforme solicitado, foi aumentada para contabilizar certos impostos de receita reembolsados pagos na compra e venda de hidrocarbonetos, bem como taxas de processamento e transporte negociadas para o gás. A receita líquida futura se dá após as deduções o interesse da Companhia desses impostos, royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, assim como créditos de descontos de royalty, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. Companhia e ANP estão atualmente negociando a base de produção e as taxas usadas para calcular os descontos de royalties. Os volumes de base de produção são as projeções do certificador de reservas provadas desenvolvidas em produção. Royalties e descontos de royalties são mostrados aqui como custos de royalties. A receita líquida futura teve o desconto de uma taxa anual de 10 por cento para determinar seu valor presente, o que é mostrado para indicar o efeito do tempo no valor do dinheiro. A receita líquida futura apresentada neste relatório, seja descontada ou não, não deve ser interpretada como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

O relatório de reservas foi preparado utilizando preços de óleo, LGN, gás e C5+ especificados pela Companhia. Para os Polos Remanso, BTREC ,Miranga e Tiêta, todos os preços são baseados nos preços futuros do Brent. Os preços do óleo e do LGN são ajustados por polo ou campo para diferenciais de qualidade e mercado. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades e são ajustados por campo para conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados e diferenciais de mercado.

Para o Polo Riacho da Forquilha, os preços do óleo e C5+ são baseados nos preços futuros do Brent. Os preços do óleo e do C5+ são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. O Preço do GLP se baseia na média ponderada pelo volume dos contratos vigentes em 2025. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades e são ajustados para o conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados e diferenciais de mercado.

Os custos operacionais utilizados nestes relatórios baseiam-se nos registros de despesas operacionais e orçamentos da Companhia, a operadora da maioria das propriedades. Os custos operacionais são limitados aos custos nos níveis de poço, polo, concessão e a estimativa da Companhia da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos a nível de polo, custos de concessão, custos de campo, custos por projetos, custos por poço e custos por unidade de produção e não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados nestes relatórios foram fornecidos pela Companhia e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividades recentes. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento e equipamentos de produção. Com base no entendimento da NSAI sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que lhes foi fornecida, e do conhecimento da NSAI de propriedades similares, a NSAI considerou razoáveis esses custos de capital. Os custos de abandono utilizados nestes relatórios são estimativas realizadas pela Companhia dos custos para abandonar os poços e as instalações de produção, líquidos de qualquer valor residual, e foram programados com base no cronograma fornecido pela Companhia. Os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

RESERVAS

1.16 Outras informações relevantes

Segue abaixo tabela resumida das nossas reservas, com data base de 31 de dezembro de 2025, preparados de acordo com os Relatórios sobre Reservas. As reservas representam as parcelas de propriedade da Companhia nas concessões de sua titularidade, descontadas as participações de eventuais terceiros.

	Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M$)	
Categoria	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás(1) (MMCF)	C_{5+} (MBBL)	Total	Valor Presente Em 10%
Provadas Desenvolvidas em Produção	33.551,6	6.977,1	128.144,1	600,8	753.512,5	777.753,3
Provadas Desenvolvidas a Produzir	20.286,3	6.191,8	120.937,1	339,5	1.470.620,4	657.284,8
Provadas Não Desenvolvidas	26.244,4	2.664,6	47.132,2	206,3	1.161.578,3	497.737,0
Total Provadas	80.082,3	15.833,5	296.213,4	1.146,7	3.385.711,1	1.932.775,0
Prováveis	22.380,2	4.314,5	76.974,7	291,3	1.155.431,0	481.007,3
Possíveis	18.208,6	774,7	20.948,3	135,6	645.723,1	234.344,1

Os totais podem não apresentar uma soma exata devido ao arredondamento.

Notas:
(1) As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso na concessão, queima, perdas e processamento.

Tabela 1: Prognóstico de produção bruta e líquida anual de ativos onde a PetroReconcavo é concessionária e/ou estão em processo de extensão da concessão, conforme relatórios de Reservas certificados pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. A Tabela 1 mostra a soma das reservas 1P mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

RESUMO DE RESERVAS

	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Participação de Trabalho		Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M$)	
ÁREA ATIVO/CATEGORIA	Óleo (MBBL)	Gás(1) (MMCF)	Óleo (MBBL)	Gás(1) (MMCF)	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás(2) (MMCF)	C_{5+} (MBBL)	Total	Valor Presente de 10%
Bahia										
Provadas Desenvolvidas em Produção	15.459,7	102.561,8	15.211,7	102.537,4	15.211,7	4.640,9	87.984,2	0,0	301.642,7	352.004,6
Provadas Desenvolvidas a Produzir	13.667,8	114.797,8	13.548,1	114.740,0	13.548,1	4.871,6	98.365,1	0,0	1.038.295,9	436.705,1
Provadas Não Desenvolvidas	12.732,2	39.900,0	12.694,5	39.900,0	12.694,5	1.862,4	33.408,5	0,0	581.188,5	244.342,5
Total Provadas	41.859,7	257.259,6	41.454,3	257.177,3	41.454,3	11.374,9	219.757,8	0,0	1.921.127,1	1.033.052,1
Prováveis	9.101,1	67.735,2	9.072,0	67.735,2	9.072,0	3.181,8	57.657,3	0,0	614.923,0	226.272,0
Possíveis	9.128,6	14.360,6	8.917,8	14.258,3	8.917,8	247,5	11.944,9	0,0	293.157,1	93.695,2
Potiguar										
Provadas Desenvolvidas em Produção	20.925,0	54.105,2	18.339,8	51.403,5	18.339,8	2.336,2	40.159,9	600,8	451.869,8	425.748,7
Provadas Desenvolvidas a Produzir	7.692,9	29.159,1	6.738,3	28.925,6	6.738,3	1.320,2	22.572,0	339,5	432.324,4	220.579,8
Provadas Não Desenvolvidas	14.908,0	17.832,8	13.549,9	17.584,7	13.549,9	802,2	13.723,7	206,3	580.389,8	253.394,5
Total Provadas	43.525,9	101.097,2	38.628,0	97.913,8	38.628,0	4.458,6	76.455,6	1.146,7	1.464.584,0	899.722,9
Prováveis	15.977,9	25.777,3	13.308,2	24.768,6	13.308,2	1.132,7	19.317,5	291,3	540.508,0	254.735,3
Possíveis	10.564,6	11.987,0	9.290,7	11.539,9	9.290,7	527,2	9.003,3	135,6	352.565,9	140.648,9
Total										
Provadas Desenvolvidas em Produção	36.384,7	156.667,0	33.551,6	153.940,9	33.551,6	6.977,1	128.144,1	600,8	753.512,5	777.753,3
Provadas Desenvolvidas a Produzir	21.360,8	143.957,0	20.286,3	143.665,6	20.286,3	6.191,8	120.937,1	339,5	1.470.620,4	657.284,8
Provadas Não Desenvolvidas	27.640,2	57.732,8	26.244,4	57.484,7	26.244,4	2.664,6	47.132,2	206,3	1.161.578,3	497.737,0
Total Provadas	85.385,6	358.356,8	80.082,3	355.091,2	80.082,3	15.833,5	296.213,4	1.146,7	3.385.711,1	1.932.775,0
Prováveis	25.079,0	93.512,5	22.380,2	92.503,8	22.380,2	4.314,5	76.974,7	291,3	1.155.431,0	481.007,3
Possíveis	19.693,2	26.347,6	18.208,6	25.798,3	18.208,6	774,7	20.948,3	135,6	645.723,1	234.344,1

(1) As reservas brutas de gás são volume de cabeça de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.
(2) As reservas líquidas de gás são após as deduções e uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.
Fonte: Relatório de Reservas com a data-base de 31 de dezembro de 2025.

1.16 Outras informações relevantes

Para mais informações sobre as Reservas Certificadas da Companhia, recomendamos que acessem os relatórios completos disponíveis no site de RI da Companhia em https://ri.petroreconcavo.com.br/relatorio-de-reservas.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.1 CONDIÇÕES FINANCEIRAS E PATRIMONIAIS

(a) condições financeiras e patrimoniais gerais;

Entendemos que as condições financeiras e patrimoniais da Companhia são suficientes para implementar o seu plano de negócios e cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo. A geração de caixa da Companhia, juntamente com as linhas de crédito disponíveis, é suficiente para atender o financiamento de suas atividades e cobrir a necessidade de recursos para execução do seu plano de negócios.

Em 31 de dezembro de 2025, o índice de endividamento total, que corresponde à divisão do total de Capital de Terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) pelo Capital Próprio (patrimônio líquido), foi de 1,0. Na mesma data, a posição de caixa e equivalentes de caixa era de R$ 230 milhões, a posição de aplicações financeiras era de R$ 1.401 milhões, sendo R$ 1.396 milhões no ativo circulante e R$ 5 milhões no ativo não circulante, totalizando R$ 1,6 bilhão. Na mesma data, a dívida bruta, que compreende os saldos de debêntures, instrumentos financeiros derivativos e valores a pagar por aquisições, era de R$ 3,2 bilhões. Dessa forma, a Companhia apresentava dívida líquida de R$ 1,6 bilhão. O cálculo da dívida líquida é realizado diminuindo a dívida bruta a posição de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras de curto prazo.

(b) estrutura de capital;

Acreditamos que a Companhia apresentou, nos períodos indicados, uma estrutura de capital equilibrada entre capital próprio e de terceiros, condizente, em nossa visão, com suas atividades, na proporção apresentada na tabela abaixo:

(em R$ milhares, exceto %)	Exercício social findo em 31 de dezembro de 2025
Capital de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante)	4.337.299
Capital próprio (patrimônio líquido)	4.330.716
Capital total (terceiros + próprio)	**8.668.015**
Parcela de capital de terceiros	50,04%
Parcela de capital próprio	49,96%

(c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos;

Entendemos que a Companhia apresenta condições financeiras suficientes para cumprir com seus compromissos financeiros assumidos. Os índices de liquidez geral e corrente da Companhia em 31 de dezembro de 2025 eram de 2,00 e 3,48, respectivamente. O índice de liquidez geral corresponde à soma dos ativos circulante e não circulante, dividido pela soma dos passivos circulante e não circulante. Já o índice de liquidez corrente corresponde à divisão do ativo circulante pelo passivo circulante.

A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa, considerando que essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações. O EBITDA no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 1,4 bilhão.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentava divida líquida no montante de R$ 1,6 bilhão, conforme mencionado anteriormente. Assim, o índice de dívida líquida sobre EBITDA nessa data foi de 1,1x.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas;

No último exercício social, as principais fontes de financiamento da Companhia foram: (i) fluxo de caixa gerado por suas atividades operacionais; e (ii) emissões de debêntures no mercado de capitais.

- 3ª Emissão de debêntures

Em 4 de julho de 2025, ocorreu a liquidação da terceira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma série, sob o rito de registro automático perante à CVM, com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

No âmbito da Oferta, foram emitidas 500.000 (quinhentas mil) Debêntures, com valor nominal de R$ 1 (mil reais), perfazendo assim o valor total de emissão de R$ 500.000 na data de sua emissão. As Debêntures têm prazo de vencimento de 7 anos da data de sua emissão, com vencimento em 04 de julho de 2032.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures devem ser utilizados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Emissora, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e aquisição de ativos.

Além disso, a Companhia contratou *SWAPS* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão. Dessa forma, a Emissão, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultará em um custo médio dolarizado de 5,66% ao ano e "*duration*" aproximada de 5,2 anos.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R$ 2.263 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

- 4ª Emissão de debêntures

Em 18 de dezembro de 2025, ocorreu a liquidação da quarta emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, para distribuição pública, sob o rito de registro automático de distribuição perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, de 13 de julho de 2022, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

O valor total de emissão foi de R$ 750.000 tendo sido emitidas (i) 525.000 Debêntures da 1ª série; e (ii) 225.500 Debêntures da 2ª série.

As Debêntures da 1ª Série e as Debêntures da 2ª Série têm prazo de vencimento em 15 de dezembro de 2032 e 15 de dezembro de 2035, respectivamente.

O principal da 1ª Série e 2ª Série são atualizados pelo IPCA e tem uma taxa de juros fixa associada de 7,40%. As Debêntures contam com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada, e no Decreto n.º 11.964, de 26 de março de 2024, conforme alterado, ou de normas posteriores que as alterem, substituam ou complementem, tendo em vista o enquadramento automático do projeto de exploração,

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

desenvolvimento e produção de gás natural associado dos campos dos quais a Companhia é concessionária, como projeto prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures serão destinados ao reforço de caixa para pagamento futuro ou no reembolso de gastos, despesas ou dívidas, inclusive das despesas de capital, relacionados ao Projeto, sendo certo que, no caso das despesas já incorridas, referidos recursos serão integralmente alocados no reembolso de despesas, dívidas ou gastos relacionados ao Projeto que ocorreu em prazo igual ou inferior a 36 meses contados da data de encerramento da Oferta.

Além disso, no que se refere à primeira série desta emissão, a Companhia contratou contratos de *SWAP* cambial com o objetivo de dolarizar a emissão. Dessa forma, a primeira série, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultou em um custo médio dolarizado de aproximadamente 4,80% ao ano e *"duration"* aproximado de 6,5 anos.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R$ 20.482 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

(e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez;

A Diretoria não vislumbra necessidades de recursos que não possam ser suportadas com os recursos atuais ou futuros dos quais a Companhia pode dispor. Caso sejam necessários recursos adicionais para cobertura de deficiência de liquidez no curto prazo, a Companhia pretende captar recursos junto ao mercado de capitais brasileiro e/ou instituições financeiras.

No item 2.1(f) abaixo estão descritas as principais linhas de financiamentos contraídas pela Companhia e as características de cada uma.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes;

Os saldos consolidados de debêntures, em milhares de reais, eram os seguintes:

R$ mil	31/12/2025
1ª Debêntures – Série 1	811.874
1ª Debêntures – Série 2	381.973
1ª Debêntures – Custos a amortizar 1	(25.185)
2ª Debêntures	670.449
2ª Debêntures – Custos a amortizar 2	(1.083)
3ª Debêntures	539.217
3ª Debêntures – Custos a amortizar 3	(2.460)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

4ª Debêntures – Série 1	525.492
4ª Debêntures – Série 2	225.208
4ª Debêntures – Custos a amortizar 4	(20.469)
Total	**3.105.016**

ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Não aplicável.

iii) grau de subordinação entre as dívidas

Não aplicável.

iv) eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições;

Abaixo, descrição das principais obrigações ("*covenants")* das debêntures:

a. No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) do Consolidado não deve ser maior que 3,00;
b. No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das Reservas Provadas sobre Dívida Bruta) não deve ser menor que 1,50;
c. Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras, incluindo Fundos Cambiais) Consolidados não deve ser menor que R$100.000 mil.

Adicionalmente, a Companhia possui algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, juros sobre o capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos acionistas, acima dos 25% do lucro líquido do exercício previstas em estatuto listadas abaixo:

- Estar adimplente com qualquer de suas obrigações pecuniárias estabelecidas na Escritura de Emissão; e
- Imediatamente antes e imediatamente depois (neste último caso, considerando o proforma consolidado) do efetivo pagamento de dividendos ou qualquer outra forma de distribuição de recursos aos seus acionistas não houver descumprimento dos Índices Financeiros apurado com relação aos últimos 12 meses relativos às demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, estes contratos possuem obrigações não financeiras divulgadas no prospecto que são acompanhadas trimestralmente e encontram-se plenamente atendidas.

(g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados; e

A Companhia não dispunha de nenhum contrato de financiamento cujo desembolso não tenha sido realizado integralmente.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras e de fluxo de caixa.

As informações financeiras contidas e analisadas a seguir são derivadas das demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024, as quais foram elaboradas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Não ocorreram neste período alterações significativas de práticas e/ou políticas contábeis pela Companhia.

Análise das Demonstrações de Resultados Consolidados

PRINCIPAIS COMPONENTES DOS RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DA COMPANHIA

Abaixo, encontra-se a discussão dos principais componentes de cada item das nossas demonstrações de resultado:

Receita Operacional Bruta

As receitas da Companhia advêm da produção e da comercialização de petróleo, gás natural e seus subprodutos, além de serviços prestados.

Receita com Vendas de Petróleo, Gás e subprodutos e Prestação de Serviços

O reconhecimento das receitas de vendas acontece quando o controle dos produtos é transferido para o cliente, o que normalmente se dá no momento da entrega. É neste ponto que a empresa cumpre com sua obrigação de desempenho.

As receitas de petróleo estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço contratual de venda do gás natural e seus subprodutos.

A receita é mensurada com base no valor da contraprestação à qual a companhia espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo valores cobrados em nome de terceiros. Os preços nas transações são estabelecidos de acordo com os valores especificados nos contratos com os clientes, refletindo as metodologias e políticas de preços da empresa, baseadas em critérios de mercado.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções, descontos comerciais e outras deduções similares, conforme demonstrado abaixo.

Deduções Sobre a Receita Bruta

As deduções sobre a receita bruta referem-se aos impostos e contribuições incidentes sobre as nossas receitas, além de deduções relativas a receitas canceladas, assim divididas:

- *PIS*: contribuição federal que incide à alíquota de 0,65% sobre as receitas auferidas pela Companhia e oriundas do Contrato de Produção (chamado de “PIS cumulativo”) e de 1,65% para as receitas auferidas pelas com a venda de petróleo bruto, gás natural e subprodutos dos campos próprios (chamado de “PIS não cumulativo”);
- *COFINS*: contribuição federal que incide à alíquota de 3% sobre as receitas auferidas pela Companhia e oriundas do Contrato de Produção (chamado de “COFINS cumulativo”) e de 7,6% para as receitas auferidas com venda de petróleo bruto, gás natural e subprodutos dos campos próprios (chamado de “COFINS não cumulativo”);
- *ICMS*: imposto estadual que incide sobre as receitas com venda de petróleo realizadas pela PetroReconcavo S.A. realizadas dentro do estado do Rio Grande do Norte e nas vendas de gás natural e subprodutos efetuadas pela Companhia.
- *ISS*: imposto municipal que incide sobre as receitas com prestação de serviços realizadas pela PetroReconcavo S.A.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Custos de Serviços Prestados e de Vendas

Os custos dos serviços da Companhia referem-se aos custos diretamente relacionados à prestação de serviços no âmbito do Contrato de Produção e à operação dos campos próprios, e são descritos abaixo:

- *Royalties*: corresponde à participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da produção realizada pelos campos próprios e que possuem contratos de concessão celebrados com a ANP, à alíquota de 7,5% a 10%, a depender do campo produtor, mais 1% referente a participação dos proprietários de terra, da produção mensal de petróleo e gás natural multiplicado, no caso do petróleo, pelo preço de referência na forma da Resolução 703/2017 da ANP e, no caso do gás natural, pelo preço de venda estabelecido nos contratos de comercialização da produção, nos termos do Decreto Presidencial nº 2705/1998.
- *Custos de operação, manutenção e com reparo de poços*: correspondem, principalmente, aos gastos com mão-de-obra, energia, transporte da produção, aluguel de equipamentos, manutenção de equipamentos e instalações operacionais e serviços terceirizados diversos relativos à operação da Companhia. Já os custos com reparo de poços correspondem aos gastos com intervenções dentro de poços visando restaurar a produtividade dos mesmos. Constituem-se, principalmente, de serviços de sondas de produção terrestres, e de gastos com a substituição de equipamentos e materiais instalados dentro dos poços, tais como bombas de fundo, tubos de produção, e hastes de bombeio;
- *Custos com escoamento, processamento e transporte do gás*: correspondem aos custos para processamento do gás rico e tarifas pagas pela Companhia para escoamento e processamento do gás natural;
- *Depleção, amortização e depreciação*: corresponde à diminuição parcelada do valor dos elementos dos ativos imobilizados e intangíveis das áreas de produção. A maior parte dos valores apresentados nesta conta refere-se a ativos depletados, particularmente os “investimentos para incremento da produção e perfuração de poços” que corresponde a investimentos em motores, transformadores, equipamentos e gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície, visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços que tiverem sua comerciabilidade provada. A depleção destes gastos e a depreciação destes bens são feitas utilizando-se o método da produção atual em relação às reservas provadas desenvolvidas. A avaliação das reservas em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foi efetuada pela empresa especializada Netherland, Sewell & Associates, Inc.

Receitas (Despesas)

As receitas (despesas) operacionais da Companhia consistem substancialmente em despesas administrativas para abandono de poços, custo de exploração e depreciações, conforme descrito abaixo:

- *Gerais, vendas e administrativas*: correspondem, principalmente, aos gastos com mão-de-obra, despesas administrativas gerais, despesas com advogados e auditores e consultorias dos setores administrativos.
- *Depreciações e amortização*: A despesa de depreciação está relacionada à diminuição do valor dos bens imobilizados como edifícios e instalações administrativas, computadores, e veículos não diretamente relacionados à operação dos campos. A despesa de amortização corresponde a diminuição dos valores de softwares da Companhia.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro corresponde à diferença entre as receitas e despesas financeiras da Companhia, acrescida da variação cambial sobre ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira.

A receita financeira decorre principalmente dos rendimentos das aplicações financeiras feita para o caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia e suas controladas. As despesas financeiras correspondem principalmente a despesas bancárias diversas e despesas com juros sobre empréstimos e financiamentos.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A variação cambial incide sobre os ativos e passivos da Companhia denominados em moeda estrangeira, que incluem, respectivamente, montantes denominados em moeda estrangeira devidos a fornecedores, saldos dos swaps cambiais das debêntures em dólares norte-americanos e valores a pagar por aquisições de ativos pela Companhia, denominados em dólares norte-americanos, bem como sobre rendimentos de fundos cambiais.

Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas com IR e CSLL são classificadas em corrente, diferido e redução em função de incentivo fiscal, da forma como segue:

- *Corrente*: O IR e CSLL no Brasil, são calculados tomando-se por base o lucro tributável à alíquota de 25% (15% mais adicional de 10% sobre lucro excedente a R$240 mil) e 9%, respectivamente. A legislação tributária brasileira permite compensar prejuízos referentes a exercícios passados com lucros de exercícios futuros, sem prazo de prescrição, porém com restrição de utilização limitada a 30% do lucro tributável de cada exercício.
- *Diferido*: O IR e CSLL diferidos incluem os efeitos do reconhecimento de prejuízos fiscais e das diferenças temporárias, que não são dedutíveis ou tributáveis do lucro real e da base de cálculo da contribuição social ao tempo do registro, mas apenas posteriormente, na data de sua realização financeira
- *Redução Incentivo Fiscal*: A Companhia e sua controlada gozam de redução de 75% do imposto de renda a pagar sobre o resultado das suas operações. Com a promulgação da Lei nº 11.638/07, vigente desde 1º de janeiro de 2008, este incentivo passou a ser reconhecido no resultado do exercício, diretamente na rubrica de imposto de renda. Ao final de cada exercício social, a administração da Companhia proporá à Assembleia Geral que a parcela correspondente ao incentivo apurado no exercício seja destinada do lucro do exercício para a reserva de lucros de incentivos fiscais, não podendo a mesma ser distribuída aos acionistas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

(em R$ mil, exceto %)	31/12/2025	AV%	31/12/2024	AV%	2025 x 2024
Receita líquida	3.157.609	100%	3.264.554	100%	-3%
Custos dos produtos vendidos e dos serviços prestados	(2.136.173)	-68%	(2.072.805)	-63%	3%
Lucro bruto	**1.021.436**	**32%**	**1.191.749**	**37%**	**-14%**
Despesas gerais, vendas e administrativas	(239.966)	-8%	(208.715)	-6%	15%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(59.861)	-2%	(34.814)	-1%	72%
Despesas operacionais	**(299.857)**	**-9%**	**(243.529)**	**-7%**	**23%**
Lucro operacional	**721.579**	**23%**	**948.220**	**29%**	**-24%**
Resultado financeiro	54.615	2%	(584.815)	-18%	-109%
Lucro antes dos impostos	**776.194**	**25%**	**363.405**	**11%**	**114%**
Imposto de renda e contribuição social	(137.842)	-4%	74.093	2%	-286%
Lucro líquido do Exercício	638.352	20%	437.498	13%	46%

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Receita líquida

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A Receita líquida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 3,2 bilhões comparativamente a R$ 3,3 bilhões no mesmo período de 2024, o que representou uma variação de R$ 107 milhões.

(Em milhares de Reais)	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
	2025	**AV%**	**AH%**	**2024**	**AV%**
Receita com Venda de Petróleo	2.113.133	67%	-13%	2.440.303	75%
Receita com Venda de Gás e subprodutos	1.554.086	49%	5%	1.480.337	45%
Receita de Serviços	41.583	1%	-4%	43.315	1%
Contrato de hedge	882	0%	-101%	(127.212)	-4%
Total	**3.709.684**	117%	-3%	**3.836.743**	118%
(-) Deduções sobre a receita	(552.075)	-17%	-4%	(572.189)	-18%
Receita Líquida	**3.157.609**	100%	-3%	**3.264.554**	100%

Receita com venda de petróleo

A receita com a venda de petróleo reduziu 13%, passando de R$ 2,4 bilhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 para R$ 2,1 bilhões no mesmo período de 2025. Essa redução deveu-se, principalmente, a redução de 14% no preço médio do Brent e os reajustes contratuais realizados ao longo do período, que resultaram em maiores descontos em relação ao Brent. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela apreciação de 4% do real frente ao dólar e pelo aumento de 2% na produção de petróleo no período. Adicionalmente, os instrumentos financeiros derivativos contribuíram na comparação anual devido ao resultado positivo de aproximadamente R$ 1 milhão em 2025, revertendo o impacto negativo de R$ 127 milhões registrado nessa rubrica em 2024.

Receita com venda de gás natural e subprodutos

A receita com venda de gás natural e subprodutos aumentou 5%, passando de R$ 1,5 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, para R$ 1,6 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, refletindo os preços médios de realização 4% maiores, impulsionados principalmente pela valorização do gás seco processado e do GLP, em função de uma gestão mais eficiente do portfólio e dos contratos. No ano, também houve crescimento de 1% no volume total entregue em comparação ao ano anterior, decorrente da maior compra de gás de terceiros, que compensou a queda de 2% na produção

Receita de serviços

A receita de prestação de serviços iniciada em 2025 é decorrente da prestação de serviços com a sonda de perfuração para terceiros e gerou no exercício uma receita de R$ 42 milhões.

Contratos de hedge

A desvalorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, registramos um ganho de R$882 mil, nessa rubrica, enquanto no mesmo período de 2024, a perda foi de R$ 127,2 milhões

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Deduções da receita bruta

As deduções sobre a receita bruta da Companhia reduziram 4%, passando de R$572,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 para R$552,1 milhões no mesmo período de 2025, refletindo, basicamente, a redução na receita operacional bruta, que foi de 3%.

Receita líquida

Pelos mesmos fatores descritos acima, a receita líquida da Companhia reduziu 3%, passando de R$ 3,3 bilhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, para R$ 3,2 bilhões no mesmo período de 2025.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, que é composto pelos custos de Midstream (Compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural), pessoal, serviços e materiais, energia elétrica, vendas e outros custos e despesas em 2025 foram de R$ 1,5 bilhão, aumento de 6% em relação ao ano anterior.

O cálculo do custo médio de produção (lifting cost) é a soma dos custos totais de produtos vendidos, ajustados pela movimentação dos estoques, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (boe).

O custo médio de produção do ano foi de US$ 14,42/boe, aumento de 6% em relação ao ano anterior.

Custos e despesas com pessoal: Aumento de 4% em relação a 2024, refletindo, principalmente, ajustes inflacionários, o reforço da estrutura organizacional com foco em posições estratégicas, bem como os ajustes em remuneração variável no período.

Custos e despesas com serviços e materiais: Aumento de 30% em relação a 2024, refletindo principalmente os investimentos em iniciativas de fortalecimento da integridade de ativos, reparos de poços e gastos adicionais com licenças de software realizados ao longo do ano. Também contribuíram para essa variação os custos com serviços jurídicos, de tecnologia da informação, elaboração do relatório de reservas, além dos serviços externos relacionados à sonda PR-14.

Custos com eletricidade: Os custos com energia elétrica se mantiveram estáveis frente a 2024, refletindo os novos contratos firmados ao longo do ano, com preços mais competitivos, especialmente nos polos Miranga e Remanso.

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): Redução de 4% em relação a 2024, refletindo principalmente a queda de 22% nos custos de processamento e escoamento, cujo principal fator foi a conclusão da aquisição de 50% da UPGN Guamaré. Com a nova estrutura operacional, a planta passou a operar com rateio de custos proporcional ao volume processado por cada parte. Adicionalmente, as otimizações nos contratos de transporte, implementadas ao longo de 2025, bem como a menor incorrência de penalidades, contribuíram para uma redução de 20% nos custos de transporte. Esses efeitos positivos foram parcialmente compensados pelo aumento das despesas com compras de gás de terceiros em relação a 2024

Outros custos e despesas: Redução de 86% em relação a 2024, refletindo, principalmente, a menor constituição de provisões para perdas em estoques, bem como maior volume de outras receitas não operacionais reconhecidas ao longo do ano. Em 2024, essa linha foi impactada por efeitos não recorrentes, como a provisão de *earn-out* da aquisição do campo de Tiê e maiores despesas com licenciamento ambiental, especialmente no Ativo Potiguar, associadas à renovação trienal de licenças. A ausência desses efeitos no período atual contribuiu para a melhora observada na comparação anual

Lucro bruto

Como resultado da receita líquida e dos custos dos serviços prestados e produtos vendidos, o lucro bruto no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 1 bilhão, representando uma redução de 14% com relação

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

ao lucro bruto de 2024.

Despesas operacionais

As despesas operacionais aumentaram 23% no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, sendo de R$ 299,9 milhões no período, comparado a R$ 243,5 milhões no exercício anterior. A tabela abaixo apresenta a abertura dos principais itens das despesas operacionais no período:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
(Em milhares de Reais)	**2025**	**AV%**	**AH%**	**2024**	**AV%**
Despesas gerais, com vendas e administrativas	(239.996)	80,04%	14,99%	(208.715)	85,70%
Outras receitas (despesas), líquidas	(59.861)	19,96%	71,95%	(34.814)	14,30%
Total das despesas operacionais	**(299.857)**	**100,00%**	**23,13%**	**(243.529)**	**100,00%**

Resultado financeiro

O resultado financeiro líquido foi positivo em R$ 54,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, comparado a um resultado negativo de R$ 584,8 milhões no mesmo período de 2024, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
(Em milhares de Reais)	**2025**	**AV%**	**AH%**	**2024**	**AV%**
Receitas financeiras	55.252	101%	9%	50.552	-8,64%
Despesas financeiras	(313.126)	-573%	30%	(240.844)	41,18%
Variação cambial	(54.307)	-99%	109%	(25.976)	4,44%
Instrumentos financeiros	366.796	672%	-200%	(368.547)	63,02%
Resultado financeiro	**54.615**	**100%**	**-109%**	**(584.815)**	**100,00%**

O resultado financeiro é impactado principalmente pelas receitas de rendimentos das aplicações financeiras, bem como pelas despesas bancárias, juros sobre abandono de poço, empréstimos e debêntures, além da variação cambial que afeta ativos e passivos denominados em moeda estrangeira, como montantes devidos a fornecedores, financiamentos e aquisições de ativos em dólares norte-americanos e os rendimentos de fundos cambiais. Os instrumentos financeiros também resultam das operações de swap cambial contratadas em decorrência da emissão das debêntures. A tabela abaixo demonstra a variação da taxa de câmbio ao final de cada período:

	31/12/2025	**%**	**31/12/2024**	**%**	**31/12/2023**
Taxa de câmbio R$/US$	5,50	-11,11	6,19	27,89%	4,84

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social

O lucro antes do imposto de renda e contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 776,1 milhões comparativamente a R$ 363,4 milhões no mesmo período de 2024, o que representou uma variação positiva de R$ 412,8 milhões ou 114%%. O lucro antes do imposto de renda e contribuição social

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

representou 25% e 11% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, respectivamente. Esta diminuição está explanada pelas variações descritas nos tópicos acima.

Imposto de renda e contribuição social

	Exercícios findos em 31 de dezembro de				
(Em milhares de Reais)	**2025**	**AV%**	**AH%**	**2024**	**AV%**
Impostos correntes	(13.636)	9,89%	21,88%	(11.188)	-15,10%
Impostos diferidos	(124.206)	90,11%	-245,64%	85.281	115,10%
Total	**(137.804)**	**100,00%**	**-286,04%**	**74.093**	**100,00%**

O Imposto de renda e contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 foi negativo em R$ 137,8 milhões, comparativamente a R$ 74,1 milhões positivos no mesmo período de 202, o que representou uma variação de R$ 211,9 milhões. O Imposto de renda e contribuição social representou 4% e 2% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

O Lucro Líquido do exercício no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 638,4,milhões, comparativamente a R$ 437,5 milhões no mesmo período de 2024, o que representou uma variação de R$ 200,9 milhões ou 46%46%%. O Lucro Líquido do exercício representou 20% e 13% da receita líquida nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, respectivamente. As explicações para esse aumento estão explanadas nos tópicos anteriores.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(em R$ mil, exceto %)	31/12/2025	AV%	31/12/2024	AV%	2025 x 2024
ATIVO					
Circulante	**2.158.236**	**25%**	**1.569.425**	**21%**	**38%**
Caixa e equivalentes de caixa	229.508	3%	295.548	4%	-22%
Aplicações financeiras	1.395.510	16%	761.939	10%	83%
Contas a receber de clientes	253.967	3%	361.095	5%	-30%
Estoques	6.139	0%	9.766	0%	-37%
Tributos a recuperar	146.817	2%	96.616	1%	52%
Instrumentos financeiros derivativos	33.771	0%	575	0%	5773%
Outros ativos	92.524	1%	43.886	1%	111%
Não Circulante	**6.509.779**	**75%**	**5.868.146**	**79%**	**11%**
Aplicações financeiras	5.022	0%	15.964	0%	-69%
Contas a receber de clientes	65.231	1%	58.145	1%	12%
Tributos a recuperar	69.109	1%	66.820	1%	3%
Instrumentos financeiros derivativos	1.284	0%	-	n.m.	-
Outros ativos	81.912	1%	46.540	1%	76%
Tributos diferidos	8.113	0%	97.025	1%	-92%
Imobilizado e intangível	6.254.225	72%	5.561.314	75%	12%
Direito de uso em arrendamento	24.883	0%	22.338	0%	11%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Total do Ativo	**8.668.015**	**100%**	**7.437.571**	**100%**	**17%**
PASSIVO					
Circulante	**619.377**	**7%**	**732.356**	**10%**	**-15%**
Fornecedores	265.879	3%	299.110	4%	-11%
Salários e encargos sociais	88.753	1%	93.929	1%	-6%
Tributos a recolher	50.549	1%	74.193	1%	-32%
Debêntures	64.914	1%	20.907	0%	210%
Valores a pagar de arrendamentos	19.173	0%	17.138	0%	12%
Instrumentos financeiros derivativos	-	0%	1.003	0%	-100%
Dividendos a pagar	100.000	1%	-	0%	-
Valores a pagar por aquisições	18.515	0%	213.077	3%	-91%
Provisão para abandono de poços	4.728	0%	342	0%	1282%
Outras contas a pagar	6.866	0%	12.657	0%	-46%
Passivo não circulante	**3.717.922**	**43%**	**2.469.938**	**33%**	**51%**
Fornecedores	130.476	2%	130.476	2%	0%
Debêntures	3.040.102	35%	1.771.414	24%	72%
Dividendos a pagar	200.000	2%	-	24%	-
Valores a pagar de arrendamentos	7.122	0%	5.099	0%	40%
Outras contas a pagar	3.039	0%	10.559	0%	-71%
Instrumentos financeiros derivativos	88.449	1%	367.837	5%	-76%
Tributos diferidos	60.324	1%	-	n.m.	-
Provisão para processos judiciais	47.946	1%	47.923	1%	0%
Provisão para abandono de poços	140.464	2%	136.630	2%	3%
Patrimônio líquido	**4.330.716**	**50%**	**4.235.277**	**57%**	**2%**
Total do passivo e patrimônio líquido	**8.668.015**	**100%**	**7.437.571**	**100%**	**17%**

COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS CONTAS PATRIMONIAIS CONSOLIDADAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Ativo circulante

Em 31 de dezembro de 2025, o ativo circulante era de R$ 2,1 bilhões, em comparação com R$ 1,6 bilhão em 31 de dezembro de 2024. Em relação ao total do ativo, o ativo circulante era de 25% em 31 de dezembro de 2025 e 21% em 31 de dezembro de 2024. Este aumento, de R$ 589 milhões, decorreu, principalmente, de:

a. Aumento de R$ 634 milhões na linha de aplicações financeiras
b. Redução de R$ 107 milhões na linha de contas a receber de clientes;
c. Aumento de R$ 50 milhões na linha de tributos a recuperar.

Os aumentos do ativo circulante são justificados pela forte geração de caixa da Companhia, bem como pela emissão das debêntures durante o exercício de 2025.

Ativo não circulante

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2025, o ativo não circulante era de R$ 6,5 bilhões, em comparação com R$ 5,9 bilhões em 31 de dezembro de 2024. Em relação ao total do ativo, o ativo não circulante era de 75% em 31 de dezembro de 2025 e 79% em 31 de dezembro de 2024. Este aumento de R$ 642 milhões decorreu, principalmente, de:

Quase toda a variação do ativo não circulante é explicada pelo aumento na linha de Imobilizado e Intangível, que cresceu R$ 693 milhões, passando de R$ 5,6 bilhões em 31 de dezembro de 2024 para R$ 6,3 bilhões na mesma data de 2025. O mapa de movimentação, que demonstra as variações do exercício, está apresentado abaixo:

	Consolidado em 31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	UPGN Guamaré	Consolidado em 31/12/2025
Imobilizado						
Máquinas e equipamentos	309.092	1.989	-	122.441	284.999	718.521
UPGN Guamaré	-	312.790	-	36.849	(349.369)	-
Imobilizados em andamento	141.241	88.691	(9.212)	(158.390)	9.841	72.171
Direito de produção de óleo e gás	2.973.528		(42.199)	-	-	2.931.329
Desenvolvimento de campos	4.180.242	1.006.863	(5.545)	5.116	-	5.186.676
Blocos exploratórios	20.037	120	-	-	-	20.157
Abandono de poço	79.091	8.340	(8.128)	-	-	79.303
Almoxarifado para inversões fixas	502.638	223.654	(166.296)	(82.345)	-	477.651
Adiantamentos	46.219	32.906	(8.051)	(52.655)	-	18.419
Outros	105.066	735	(300)	47.594	46.230	199.325
Total	8.357.154	1.676.088	(239.731)	(81.390)	(8.659)	9.703.552
Depreciação, amortização e depleção						
Máquinas e equipamentos - depreciação	(58.930)	(38.884)	-	(1.652)	(4.322)	(103.788)
Direito de produção de óleo e gás - Amortização	(809.360)	(132.263)	17.884	1.325	-	(922.414)
Desenvolvimento de campos -	(1.873.377)	(485.386)	1.830	(65.771)	-	(2.422.704)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Amortização						
Abandono de poços - Amortização	(44.551)	(1.174)	3.875	2	-	(41.848)
Outros	(30.178)	(14.161)	-	3.456	(1.074)	(41.957)
Total	(2.816.396)	(671.868)	23.589	(62.640)	(5.396)	(3.532.711)
Custo - Intangível						
Software	32.955	3.639	-	67.878	8.570	113.042
Amortização						
Software - amortização	(12.399)	(16.802)	-	(4)	(453)	(29.658)
Total do imobilizado e intangível	5.561.314	991.057	(216.142)	(76.156)	(5.848)	6.254.225

Passivo circulante

Em 31 de dezembro de 2025, o passivo circulante era de R$ 619 milhões, em comparação com R$ 732 milhões em 31 de dezembro de 2024. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo circulante era de 7% em 31 de dezembro de 2025 e 10% em 31 de dezembro de 2024. Esta diminuição de R$ 113 milhões decorreu, principalmente, de:

Diminuição de R$ 195 milhões na linha de valores a pagar de aquisições devido ao pagamento de parcelas referente à aquisição do polo Miranga e da SPE Tiêta.

Passivo não circulante

Em 31 de dezembro de 2025, o passivo não circulante era de R$ 3,7 bilhões, em comparação com R$ 2,5 bilhões em 31 de dezembro de 2024. Em relação ao total do passivo e patrimônio líquido, o passivo não circulante era de 43% em 31 de dezembro de 2025 e de 33% em 31 de dezembro de 2024. Este aumento se R$ 1,2 bilhão decorreu, principalmente, de:

a. Aumento de R$ 1,3 bilhão decorrente da emissão de duas debêntures durante o exercício de 2025;
b. Aumento de R$ 200 milhões na linha dividendos a pagar, em virtude da declaração de dividendos a serem pagos nos exercícios de 2027 e 2028.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2025, o patrimônio líquido era de R$ 4,3 bilhões, em comparação com R$ 4,2 bilhões em 31 de dezembro de 2024. Esta variação, de R$ 95 milhões deu-se, basicamente, por:

Aumento do valor constituído de reserva de lucros, em decorrência do lucro líquido do exercício ter sido maior no exercício de 2025 e da destinação da reserva para investimento e expansão que ocorreu no montante de R$ 300 milhões a título de dividendo adicional e constituição de 320 milhões.

FLUXO DE CAIXA

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A tabela a seguir apresenta os valores relativos ao fluxo de caixa consolidado da Companhia para os períodos indicados:

(em R$ mil)	31/12/2025	31/12/2024
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	**1.504.449**	**2.219.127**
Caixa líquido consumido nas atividades de investimento	**(2.282.109)**	**(1.602.586)**
Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de financiamento	**711.620**	**(518.177)**
Variação do saldo de caixa e equivalentes de caixa	**(66.040)**	**98.364**

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R$ 1,5 bilhão no ano de 2025, redução de 32%, ou R$ 715 milhões, em relação a 2024.

Apesar do lucro antes dos impostos sobre o lucro ter aumentado R$ 413 milhões, o resultado no ano de 2025 foi fortemente impactado pelo reconhecimento do valor justo do instrumentos financeiros derivativos no resultado, em R$ 368 milhões, comparado a um resultado negativo de R$ 496 milhões em 2024; uma variação de R$ 863 milhões. Adicionalmente, verificamos uma variação negativa nos saldos das contas de ativo e passivo em R$ 263 milhões, um aumento nos juros pagos de R$ 59 milhões.

Caixa líquido consumido nas atividades de investimento

O caixa aplicado nas atividades de investimento, no ano de 2025, totalizou R$ 2,3 bilhões, devido aos principais fatores apresentados abaixo:

i. Adições ao imobilizado e intangível de R$ 1,6 bilhão, sendo R$ 1,0 bilhão para desenvolvimento de novas reservas e R$ 331 milhões para a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte; e
ii. Resgate de aplicações financeiras de R$ 643 milhões no ano vs. R$ 417 milhões em 2024.

Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento

O caixa gerado pelas atividades de financiamento foi de R$ 712 milhões, impulsionado pelos recursos líquidos captados por meio da 3ª e da 4ª Emissão de Debêntures, deduzidos da distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP), além dos desembolsos referentes ao pagamento de aquisições de ativos.

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2 RESULTADOS OPERACIONAL E FINANCEIRO

(a) resultado das operações da Companhia, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Entendemos que a base de sustentação das receitas da Companhia, consequentemente de suas operações, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025 foi a produção e comercialização de petróleo bruto e gás natural e subprodutos.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os resultados das operações da Companhia foram e continuarão a ser influenciadas pela capacidade da Companhia de produzir hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e comercializar o petróleo bruto, gás natural e seus subprodutos.

A produção de um campo pode ser influenciada por fatores como: (i) declínio natural anual da produção em função do consumo das reservas; (ii) variações na demanda por óleo e gás do mercado; e (iii) quedas de produção provenientes de problemas operacionais. No entanto, não foi observada redução no volume de venda motivada por menor demanda no exercício findo em 31 de dezembro 2025.

Fatores macroeconômicos também têm impacto direto na receita da Companhia. Por ter os preços de venda para petróleo e gás cotados em dólar, o câmbio também é um parâmetro que tem impacto relevante na receita da Companhia. A variação da cotação do petróleo do tipo Brent também é um fator relevante na mensuração da receita.

A tabela abaixo demonstra as médias dos preços médios do Brent e das taxas de câmbio nos últimos três exercícios:

	2025	**2024**	**2023**	**2022**
Brent (US$/bbl)	69,10	80,76	82,62	101,19
Taxa de câmbio (R$/US$)	5,59	5,39	4,99	5,16

(b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Como mencionado anteriormente, a receita da Companhia é impactada pelas variações da taxa de câmbio do dólar norte-americano, além dos preços de petróleo do tipo Brent.

Adicionalmente, até o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia transferia o gás bruto, antes do processamento, também chamado de “gás rico”. A partir do ano de 2022, a Companhia firmou contratos para suprimento de gás natural com diversas distribuidoras estaduais e passou a vender o gás processado, também chamado de “gás seco”. O processamento do gás também gera subprodutos, como o GLP e o C5+, que também são comercializados pela Companhia.

Os efeitos na receita dos impactos de flutuações nos preços, taxas de câmbio e introdução de novos produtos estão explanados no tópico 2.1(h) desse relatório.

2.2 Resultados operacional e financeiro

(c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia

Impactos da taxa de juros

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, vinculadas à variação do CDI. Possui também exposição a variações na taxa de juros nos Estados Unidos para a parcela do caixa investida em moeda estrangeira.

No lado do passivo, a Companhia possui obrigações associadas às Debentures emitidas cujos juros, a depender da série, são atreadas ao CDI, à taxa de inflação (IPCA +) ou são pre-fixadas. Todavia, a Companhia efetuou operações de swap para dolarizar esta emissões, de modo que o resultado financeiro líquido das Debentures mais os swaps cambiais seja equivalente a uma dívida em Dólares a uma taxa fixa em dólar, praticamente anulando o impacto da flutuação da taxa de juros nas suas demonstrações financeiras.

Impactos da taxa de câmbio

Na ponta ativa, a Companhia possui saldos de aplicações financeiras em fundos cambiais cujas variações tendem a acompanhar as variações da taxa de câmbio do dólar norte-americano.

No lado do passivo, a Companhia possui saldos a pagar denominados em dólares norte-americanos, com destaque para os valores decorrentes da aquisição de determinados Ativos de Midstream no Rio Grande do Norte realizada com a Brava Energia e financiamentos no mercado de capitais.

Impactos da inflação

A Companhia tem exposição a inflação, o que impacta os resultados operacionais principalmente em custos dos serviços prestados e produtos vendidos, despesas gerais e administrativas, envolvendo itens de (i) aluguel de imóveis, (ii) folha de pagamento de funcionários, (iii) contratação de serviços terceirizados e (iv) compra de insumos e materiais. Adicionalmente, o custo de produção também pode sofrer variações em função de reajustes aplicados por fornecedores.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3 MUDANÇAS NAS PRÁTICAS CONTÁBEIS/OPINIÕES MODIFICADAS E ÊNFASES

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Não foram registradas mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

(b) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

O relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foram emitidos sem ressalvas e ênfases.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4 EFEITOS RELEVANTES NAS DFS

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, a constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

c) Eventos ou operações não usuais

Não houve, durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

2.5 Medições não contábeis

2.5 MEDIÇÕES NÃO CONTÁBEIS

(a) valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou no último exercício social as seguintes medições não contábeis:

(Em milhões de reais)	31/12/2025
EBITDA	1.442.656
Margem EBITDA	45,69%
EBITDA Ajustado pelo Hedge	1.441.774
Margem EBITDA ajustado	45,66%
Dívida Líquida	1.586.217
Dívida Líquida/ EBITDA	1,10x

EBITDA E EBITDA AJUSTADO PELO HEDGE

O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) ou LAJIDA (Lucros Antes de Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil divulgada pela Companhia em consonância com a Resolução CVM 156.

O EBITDA representa a geração operacional de caixa da Companhia, ou seja, indica a capacidade da empresa em gerar caixa a partir de seus ativos operacionais, consistindo no lucro líquido adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, pelo resultado financeiro líquido e pelas despesas com depreciação e amortização. A margem EBITDA é calculada pela divisão do EBITDA pela receita operacional líquida.

O EBITDA e a margem EBITDA não são medidas de lucro em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e não representam os fluxos de caixa dos períodos apresentados e, portanto, não é uma medida alternativa aos resultados ou fluxos de caixa. A Companhia utiliza o EBITDA e a margem EBITDA como medidas de performance para efeito gerencial e para comparação com empresas similares. Embora o EBITDA possua um significado padrão, nos termos do artigo 3º, inciso I, da Resolução CVM 156/2022, a Companhia não pode garantir que outras sociedades, inclusive companhias fechadas, adotarão esse significado padrão. Nesse sentido, caso o significado padrão instituído pela Resolução CVM 156/2022 não seja adotado por outras sociedades, o EBITDA divulgado pela Companhia pode não ser comparável ao EBITDA divulgado por outras sociedades. Além disso, divulgações feitas anteriormente à entrada em vigor da Resolução CVM 156/2022 por empresas que não foram obrigadas a retificá-las podem não adotar o significado padronizado instituído pela Resolução CVM 156/2022.

Calculamos o EBITDA ajustado pelo Hedge partindo do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período.

Margem EBITDA ajustado corresponde ao EBITDA ajustado pelo Hedge do exercício dividido pela receita líquida, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período.

O EBITDA ajustado pelo Hedge e a margem EBITDA ajustado não são medidas de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco devem ser considerados isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA ajustado de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

ENDIVIDAMENTO LÍQUIDO (DÍVIDA LÍQUIDA) OU CAIXA LÍQUIDO

2.5 Medições não contábeis

O endividamento líquido (dívida líquida) é calculado pelo endividamento bruto (soma dos empréstimos e financiamentos, circulantes e não circulantes) deduzido dos saldos de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no circulante e não circulante.

O endividamento líquido (dívida líquida) não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (“IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”) não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. O endividamento líquido (dívida líquida) não possui significado padronizado e a nossa definição de endividamento líquido (dívida líquida) pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA

Este índice de endividamento representa a dívida líquida da Companhia sobre o EBITDA. A Companhia utiliza esse índice para aferir quanto tempo sua geração operacional de caixa levaria para realizar o pagamento de sua dívida líquida. Apesar de ser uma medida não contábil, este índice é utilizado para acompanhar os covenants de nossos empréstimos e financiamentos.

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações contábeis auditadas

EBITDA E EBITDA AJUSTADO PELO HEDGE

(Em milhares de reais)	31/12/2025	31/12/2024
Resultado líquido do exercício	638.352	437.498
(+) IRPJ/CSSL corrente e diferido	137.842	(74.093)
(+) Resultado financeiro, líquido	(54.615)	584.815
(+) Depreciação e amortização	721.077	694.816
EBITDA	**1.442.656**	**1.643.036**
(+) Instrumentos financeiros derivativos liquidados no período	(882)	127.212
EBITDA Ajustado pelo Hedge	**1.441.774**	**1.770.248**
Receita operacional líquida	3.157.609	3.264.554
Margem EBITDA	**45,7%**	**50,3%**
Margem EBITDA Ajustado	**45,7%**	**54,2%**

ENDIVIDAMENTO LÍQUIDO (DÍVIDA LÍQUIDA) OU CAIXA LÍQUIDO

Valores expressos em R$ mil	31/12/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Debêntures	64.914	20.907
Valores a pagar de aquisições	18.515	213.077

2.5 Medições não contábeis

Efeito do Swap da dívida	-	1.003
Passivo Não Circulante		
Debêntures	3.040.102	1.771.414
Efeito do Swap da dívida	87.704	367.837
Dívida Bruta	**3.211.235**	**2.374.238**
Ativo Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	229.508	295.548
Aplicações Financeiras	1.395.510	761.939
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	**1.586.217**	**1.316.751**
EBITDA	1.442.656	1.643.036
Dívida Líquida / EBITDA	**1,10 x**	**0,80 x**

(c) motivo pelo qual tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia elabora e divulga EBITDA e o EBITDA Ajustado pelo hedge com o fim de apresentar uma informação adicional e uma medida prática para aferir a sua capacidade de pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e capacidade de cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações, razão pela qual entende ser tal mediação apropriada.

A Companhia calcula o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de depreciação, amortização e depleção. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia, em razão de não considerar determinados custos decorrentes de seus negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, despesas financeiras, tributos, depreciação, amortização e depleção. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

A Companhia acredita que o EBITDA ajustado pelo hedge demonstra a evolução dos resultados sem que tenha efeitos de instrumentos financeiros utilizados como instrumentos de proteção pela Companhia. O EBITDA ajustado pelo hedge não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA ajustado pelo hedge de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado pelo hedge apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia, em razão de não considerar determinados custos decorrentes de seus negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, despesas financeiras, tributos, depreciação, amortização e depleção. O EBITDA ajustado pelo hedge é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

2.5 Medições não contábeis

A Companhia também acredita que a dívida líquida seja uma medição não contábil amplamente utilizada no mercado financeiro e a utiliza para avaliação financeira e representam mais adequadamente a exposição ao endividamento financeiro.

Não existe uma definição padrão para medição não contábil de endividamento líquido (dívida líquida) e a definição utilizada pela Companhia pode ser diferente daquela usada por outras companhias. Endividamento líquido (dívida líquida) não é uma medida de endividamento segundo as BR GAAP e IFRS, como também não é medição do fluxo de caixa, liquidez ou recursos disponíveis para o serviço da dívida da Companhia.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6 EVENTOS SUBSEQUENTES ÀS ÚLTIMAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 29 de dezembro de 2025, a Companhia concluiu a liquidação financeira de sua 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, totalizando R$ 750 milhões, sendo R$ 525 milhões na 1ª série e R$ 225 milhões na 2ª série. As debêntures foram emitidas com remuneração de IPCA + 7,4564% a.a. (1ª série) e IPCA + 7,2833% a.a. (2ª série).

Ainda em dezembro de 2025, a Companhia contratou instrumentos derivativos do tipo swap para a 1ª série, com o objetivo de dolarização da dívida, resultando em um custo médio dolarizado equivalente a 4,80% a.a. e duration aproximada de 6,5 anos.

Em 12 de janeiro de 2026, a Companhia contratou instrumentos derivativos (swaps) para a 2ª série da 4ª emissão de debêntures, também com o objetivo de dolarização da dívida. Em conjunto com os referidos swaps, a 2ª série passou a apresentar um custo médio dolarizado equivalente a 5,15% a.a., com duration aproximada de 9 anos.

Considerando os instrumentos derivativos contratados para ambas as séries, a emissão passou a apresentar uma taxa média ponderada equivalente a 4,91% a.a. e duration média aproximada de 7,25 anos.

2.7 Destinação de resultados

2.7 DESTINAÇÃO DE RESULTADOS

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2025
a. regras sobre retenção de lucros	Juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a Administração submeterá à apreciação e aprovação da Assembleia Geral proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizados decrescentemente e nessa ordem: a. absorção de prejuízos acumulados, se houver; b. 5% (cinco por cento) para a formação da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% (trinta por cento) do Capital Social; c. montante destinado à formação de Reservas para Contingências e reversão das formadas em exercícios anteriores; d. Lucros a Realizar e Reversão dos Lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício; e. 25% (vinte e cinco por cento) para pagamento aos acionistas do dividendo mínimo obrigatório; e f. a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo mínimo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) reforço de capital de giro; podendo, ainda, ser utilizada (iii) em operações de resgate, reembolso ou aquisição de ações do capital da Companhia.
a.i. valores das retenções de lucros	Reserva legal: R$ 31.917.607,45 Reserva de incentivo fiscal: R$ 23.235.176,90
b. regras sobre distribuição de dividendos	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária. A Companhia poderá levantar

2.7 Destinação de resultados

	balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores e, por deliberação do Conselho de Administração, declarar dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, bem como declarar dividendos intermediários ou intercalares à conta de lucros acumulados ou reservas constantes do último balanço anual ou semestral, obedecidos os limites legais e do Estatuto Social, conforme disposto no item (a).
c. periodicidade das distribuições de dividendos	O Estatuto Social da Companhia vigente no exercício social de 2025 previa a declaração de dividendos em bases anuais, semestrais e em períodos menores, observadas as disposições legais aplicáveis.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Segundo o artigo 27, Parágrafo Primeiro, alínea "(e)", do Estatuto Social da Companhia, a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após o pagamento do dividendo obrigatório, será destinada à Reserva para Investimento e Expansão. A Companhia goza do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta "reserva de lucros – incentivos fiscais", e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias. As debêntures emitidas pela Companhia possuem algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, juros sobre o capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos acionistas, acima dos 25% do lucro líquido do exercício previstas em estatuto listadas abaixo: 1. Estar adimplente com qualquer de suas obrigações pecuniárias estabelecidas na Escritura de Emissão; e Imediatamente antes e imediatamente depois (neste último caso, considerando o proforma consolidado) do efetivo pagamento de dividendos ou qualquer outra forma de distribuição de recursos aos seus acionistas não houver descumprimento dos Índices Financeiros apurado com relação aos últimos 12 meses relativos às demonstrações financeiras consolidadas.
e. Política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da	Não aplicável, visto que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

2.7 Destinação de resultados

aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado	

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8 ITENS RELEVANTES NÃO EVIDENCIADOS NAS DFS

(a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

i. Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos.

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

ii. Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços.

Não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

iii. Contratos de construção não terminada.

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

iv. Contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

2.9 COMENTÁRIOS SOBRE ITENS NÃO EVIDENCIADOS

(a) Como tais itens alteram ou poderão vir alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) Natureza e o propósito da operação.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não aplicável, tendo em vista que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

2.10 Planos de negócios

2.10 PLANO DE NEGÓCIOS

(a) investimentos, incluindo:

i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Com base nos relatórios de reservas, os investimentos previstos pela Companhia para desenvolvimento de suas reservas provadas mais prováveis (2P) é de aproximadamente de US$ 1,0 bilhão, sendo US$ 685,5 milhões para reservas provadas (1P). Cabe destacar que esse investimento está distribuído em um horizonte de 11 anos. Tais investimentos incluem, mas não se limitam, a perfurações de novos poços, intervenções em poços existentes com o intuito de incrementar a produção e expansão e modernização das facilidades necessárias para tratamento, armazenamento e escoamento da produção de petróleo e gás natural.

ii) fontes de financiamento dos investimentos

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Em 04 de junho de 2024, a Companhia assinou, junto com a Mandacaru Energia Ltda, a venda de 50% de sua participação em sete concessões no Rio Grande do Norte. Em 2025, essas concessões responderam por uma produção bruta de 264 boed, cerca de 1% da produção total da Companhia. O valor da transação foi de US$ 5 milhões e faz parte da estratégia de gestão de portfólio da Companhia. A*pós autorização da ANP, o closing ocorreu dia 10 de outubro de 2025*.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Ao longo dos últimos anos, a Companhia empreendeu esforços para comissionar e colocar em operação equipamentos de sondas e serviços adquiridos para expansão da sua capacidade de execução e que estão refletidos na linha de demais ativos fixos e intangíveis.

A redução dos últimos anos nos investimentos associados a rubrica “demais ativos fixos e intangíveis”, reflem o atingimento de uma fase de maturação da estratégia de ampliação da frota de sondas e serviços da Companhia. Após um período de expansão robusta das atividades, iniciado em 2022, seguido por aumentos subsequentes nas posições de estoque, os esforços empreendidos pela Companhia para reduzir as compras e acelerar o consumo de estoque começaram a dar frutos, resultando em uma expressiva diminuição nas adições líquidas. As estratégias implementadas visam um caminho de normalização, com tendência de contribuição positiva no fluxo de caixa, por meio da redução dos estoques.

Vale destacar ainda que, em 30 de setembro de 2025, a Companhia concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream da Brava Energia no Rio Grande do Norte. Os ativos em questão compreendem duas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo uma em operação (UPGN III) e uma hibernada (UPGN II), além de equipamentos auxiliares à operação, incluindo sistemas de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, bem como um gasoduto que interliga a produção de gás natural da Companhia e de outros campos operados pela Brava às referidas UPGNs.

2.10 Planos de negócios

(c) novos produtos e serviços, indicando:

i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Não aplicável.

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

A PetroReconcavo incorpora as questões ambientais, sociais e de governança (ASG) à sua estratégia e plano de negócios a partir de uma abordagem de dupla materialidade, que orienta a identificação dos temas mais relevantes considerando riscos, impactos e, principalmente, oportunidades de geração de valor para o negócio, visando a criação de valor sustentável no longo prazo.

Com base nesse processo, foram definidos os seguintes temas prioritários:

- Segurança das pessoas e integridade dos ativos
- Gestão de emissões e impactos ambientais
- Impacto socioeconômico e desenvolvimento local
- Gestão e desenvolvimento de pessoas
- Cultura de inovação
- Ética, integridade e compliance

A partir desses temas, a Companhia identifica e incorpora ao seu plano de negócios oportunidades relacionadas, principalmente, a ganhos de eficiência operacional, redução de custos, aumento da resiliência e continuidade das operações, fortalecimento do relacionamento com stakeholders nos territórios onde atua, desenvolvimento de capital humano e inovação, bem como ampliação do acesso a capital e reforço de sua competitividade no longo prazo.

Dessa forma, a agenda ASG é tratada não apenas como um elemento de mitigação de riscos, mas como um vetor relevante de captura de oportunidades e geração de valor integrado ao modelo de negócio da Companhia.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

2.11 OUTROS FATORES QUE INFLUENCIARAM DE MANEIRA RELEVANTES O DESEMPENHO OPERACIONAL

Não existem outros fatores com influência relevante que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3.1 PROJEÇÕES DIVULGADAS E PREMISSAS

(a) objeto da projeção;

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

(c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle; e (d) valores dos indicadores que são objeto da previsão.

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções quantitativas relativas ao seu desempenho financeiro futuro (*earnings guidance*), conforme facultado pelo artigo 21 da Resolução n° CVM 80/22.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2 ACOMPANHAMENTO DAS PROJEÇÕES

(a) Informações substituídas por novas projeções incluídas neste formulário e quais delas estão sendo repetidas;

(b) Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando os desvios nas projeções;

(c) Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste formulário

Não aplicável, pois a Companhia não divulga projeções quantitativas relativas ao seu desempenho financeiro futuro (*earnings guidance*), conforme lhe é facultado pelo artigo 21 da Resolução CVM nº 80/22.

4.1 Descrição dos fatores de risco

4.1 DESCRIÇÃO DOS FATORES DE RISCO

O investimento nos valores mobiliários de nossa emissão envolve exposição a determinados riscos. Os potenciais compradores destes valores mobiliários devem observar a exposição aos riscos específicos relacionados à Companhia. Deve-se avaliar criteriosamente, anteriormente à tomada de decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos nele mencionados e as nossas informações financeiras e respectivas notas explicativas, além de considerar prospectos ou memorandos de ofertas públicas de valores mobiliários. Estão aqui descritos riscos que, à luz do entendimento da Companhia, podem afetar substancial e adversamente seus negócios, sua reputação, sua condição financeira e seus resultados operacionais, influenciando assim, eventuais decisões de investimento a ela relacionadas, tendo sido incluídos abaixo em ordem decrescente de relevância, segundo a avaliação da Companhia.

Nossa atividade, estratégia, reputação ou imagem, situação financeira, participação de mercado, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou o preço de mercado dos valores mobiliários de nossa emissão poderão ser afetados adversamente ou negativamente por qualquer dos fatores de riscos conhecidos por nós na data deste Formulário de Referência e descritos abaixo, bem como por riscos adicionais ainda não conhecidos, mas que podem surgir no futuro, ou por riscos que consideramos irrelevantes ou improváveis nesta data.

A seguir, serão descritos os riscos que consideramos mais relevantes atualmente, não sendo estes os únicos aos quais a Companhia está exposta. Esta listagem não é exaustiva e podem existir outros fatores de risco que a Companhia, atualmente, considera irrelevantes, improváveis ou dos quais não tem conhecimento. Entretanto, na hipótese de se materializarem, também podem gerar efeitos adversos, conforme descrito acima.

O preço de mercado dos valores mobiliários de nossa emissão poderá diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que nossos acionistas poderão perder parte ou a totalidade de seus investimentos nos valores mobiliários de nossa emissão.

Para os fins desta seção “4. Fatores de Risco”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá “efeito adverso” ou “efeito negativo” para nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante para nós, para as sociedades controladas, individual ou conjuntamente, em nossas atividades, reputação, situação financeira resultados operacionais, fluxos de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou valores mobiliários de nossa emissão. Expressões similares incluídas nesta seção “4. Fatores de Risco” devem ser compreendidas nesse contexto. Ademais, não obstante a subdivisão desta seção “4. Fatores de Risco”, a ordem em que os riscos são apresentados abaixo não possui relação direta com a probabilidade de ocorrência dos riscos descritos, refletindo a avaliação da Companhia quanto à sua relevância para a decisão de investimento. Um fator de risco que esteja em um item pode também se aplicar a um ou mais itens desta seção ou a quaisquer matérias tratadas neste Formulário de Referência.

(a) Riscos Relacionados à Companhia

A estratégia de crescimento da Companhia e o desenvolvimento de suas atividades de produção são baseados na identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de petróleo e gás natural, que são atividades tomadas de incerteza.

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade das operações do setor depende da reposição de reservas por meio da descoberta ou aquisição de novas reservas. Nesse contexto, a capacidade da Companhia de implementar sua estratégia de crescimento e de expandir suas atividades de produção depende do seu grau de êxito na identificação, avaliação, aquisição e desenvolvimento de reservas adicionais de petróleo e gás natural. No entanto, não há garantia de que a Companhia terá sucesso na

4.1 Descrição dos fatores de risco

identificação, avaliação, precificação, desenvolvimento e produção comercial de petróleo e gás natural a partir de novas reservas.

Adicionalmente, a disponibilidade de ativos no mercado pode ser impactada por fatores externos e fora do controle da Companhia, incluindo a eventual decisão de agentes do setor de não realizar desinvestimentos ou de postergar processos de venda, por quaisquer razões, incluindo fatores econômicos, estratégicos, regulatórios, políticos ou judiciais. Tais fatores podem reduzir significativamente o volume de oportunidades disponíveis para aquisição, afetando a capacidade da Companhia de expandir sua base de ativos.

Por fim, em um eventual processo de aquisição, a Companhia enfrenta a concorrência, o que pode inviabilizar ou dificultar a aquisição de novos ativos, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado que o inicialmente estimado. A Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes ou que será bem-sucedida na aquisição de reservas de petróleo de gás natural.

Existem riscos inerentes à produção de petróleo e gás natural que podem afetar a Companhia negativamente.

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de produção de petróleo e gás natural. Além disso, a produção de hidrocarbonetos e a revitalização de campos maduros também se baseiam em análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e no aumento do fator de recuperação dos campos, que é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório, baseado no volume percentual de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente, dentre outros aspectos. No entanto, existem diversos riscos fora do controle da Companhia, incluindo a possibilidade de que a perfuração não resulte em produção comercialmente viável de petróleo ou gás natural.

A comercialidade da produção esperada de petróleo e gás natural é influenciada por diversos fatores imprevisíveis e que estão além do controle da Companhia . Esses fatores incluem, sem limitação, oscilações de preços, proximidade e capacidade dos dutos e outros meios de transporte, disponibilidade de instalações de beneficiamento e processamento, disponibilidade de equipamento e regulamentação governamental, inclusive no que se refere aregulamentação relacionada a preços, impostos, participaçações governamentais, níveis de produção permitidos, importação e exportação de petróleo e gás natural e exigências ambientais.

Além disso, em 31 de dezembro de 2025, tanto a Petrobras quanto a Brava Energia figuravam como os principais compradores do petróleo comercializado pela Companhia, podendo gerar negociações de preços não tão competitivos com estes clientes. Ainda, não há garantia de que a Companhia produzirá petróleo e gás natural em quantidades ou aos custos previstos, ou que os projetos não deixarão de produzir, em parte ou totalmente, em determinadas circunstâncias. Os programas de perfuração e intervenção podem se tornar economicamente inviáveis devido ao aumento dos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado. Os custos operacionais reais ou os preços reais, que eventualmente a Companhia receba pela produção de petróleo e gás natural, podem variar negativamente em relação às estimativas atuais.

A Companhia pode enfrentar atrasos ou interrupções na produção de poços causados por restrições na capacidade de transporte, armazenamento, corte de produção ou interrupção do transporte de petróleo e gás natural produzidos nos campos em que opera e/ou de que é concessionária. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de petróleo e processamento de gás natural podem comprometer o acesso a mercados de petróleo e gás natural ou atrasar a produção.

A Companhia pode não ter sucesso com sua estratégia de crescimento por meio de aquisições de novos ativos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Para alcançar a estratégia de crescimento inorgânico, a Companhia precisa identificar, avaliar e adquirir ativos de produção de petróleo e gás natural. É necessário concluir essas aquisições em condições atrativas e tempestivas, bem como ter ou obter os recursos necessários para realizar tais aquisições e conduzir apropriadamente o processo de operacionalização de tais ativos adquiridos.

O sucesso das aquisições ou investimentos se baseia na capacidade da Companhia em identificar oportunidades, negociar em termos favoráveis, estabelecer premissas precisas relativas à avaliação, às operações, ao potencial de crescimento, à integração e outros fatores relacionados aos respectivos negócios. No entanto, a Companhia não pode garantir que suas aquisições ou investimentos atingirão os resultados esperados no momento de celebração ou de conclusão de uma determinada operação.

Além disso, as novas aquisições podem resultar em dificuldades na operacionalização/exploração dos ativos adquiridos, bem como no desvio de capital e da atenção da administração da Companhia para outras oportunidades de negócio. A operacionalização de qualquer um dos ativos adquiridos, ou que venham a ser adquiridos, e seus impactos financeiros podem afetar os resultados operacionais da Companhia de maneira adversa.

Esta estratégia envolve riscos, dentre os quais se incluem:

- avaliação e estruturação de plano de crescimento com base em premissas que não venham a se concretizar;
- a Companhia pode realizar aquisições que não contribuam para a sua estratégia de crescimento;
- a Companhia pode pagar mais do que o real valor do negócio;
- os ativos adquiridos poderão não atingir o potencial esperado para exploração;
- o processo de auditoria (due diligence) conduzido antes de concluir a aquisição poderá não identificar todos os passivos contingentes do ativo adquirido;
- a Companhia poderá não concluir as aquisições nas condições que vislumbra ou que atendam suas expectativas de retorno;
- a Companhia pode não obter aprovações, incluindo regulatórias e de antitruste de autoridades governamentais para as aquisições;
- o processo de identificação, avaliação, negociação de novas aquisições e de operacionalização dos ativos adquiridos pode exigir tempo e esforço significativos dos seus administradores; e
- risco de integração e execução da estratégia de crescimento, uma vez que a complexidade das operações de aquisição e da incorporação dos ativos poderá limitar ou retardar captura de sinergias, implicar na alocação relevante de recursos administrativos, financeiros e operacionais e, consequentemente, resultar no não atingimento, total ou parcial, dos objetivos e dos resultados esperados pela Companhia em sua estratégia de expansão e geração de valor.

A ocorrência de quaisquer destes fatores ou outros fatores que a administração da Companhia não consiga prever com relação à sua estratégia de crescimento poderá ocasionar um efeito adverso nos resultados de seus negócios, reputação e na sua condição financeira.

Ainda, a Companhia pode não ser capaz de identificar novas oportunidades que sejam atrativas em razão de condições e preços não aceitáveis ou menos favoráveis, da atuação de seus principais concorrentes, entre outros fatores. Alguns dos concorrentes da Companhia podem também possuir mais recursos financeiros ou, de outras formas, estar em posição mais vantajosa para adquirir sociedades ou outros ativos estratégicos.

Adicionalmente, a geração de caixa oriunda de atividades operacionais pode não ser suficiente para suportar os planos de expansão inorgânica da Companhia, sendo necessário que a Companhia incorra em dívidas ou emita ações adicionais para financiar seu crescimento inorgânico. Caso a Companhia não seja capaz de obter financiamentos, ou de obtê-los em condições aceitáveis, seus planos de negócios e de crescimento inorgânico poderão ser revisados, o que poderá afetar adversamente seus resultados operacionais e condições financeiras , bem como o valor de mercado das ações de sua emissão.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Riscos associados às incertezas quanto ao processo de aquisição de ativos da Petrobras podem ter um efeito material adverso sobre o nosso negócio.

Os planos de expansão da Companhia e de diversificação do seu portfólio consideram a potencial aquisição de ativos, especialmente de produção de petróleo e gás natural, que possam eventualmente ser disponibilizados em decorrência de mudanças estratégicas na condução de ativos da Petrobras. Embora o plano de desinvestimentos da Petrobras tenha sido encerrado, existe a possibilidade de sua reativação ou substituição por iniciativas similares, a depender de decisões políticas, estratégicas ou econômicas por parte da administração da estatal.

Diante do exposto, a Companhia não garante que conseguirá prosseguir com os planos de expansão e diversificação de seu portfólio da forma pretendida caso, em algum momento, seja proferida decisão desfavorável no âmbito de tais ações judiciais ou na continuação do plano de desinvestimento da Petrobras.

Adicionalmente, eventuais decisões judiciais desfavoráveis ao processo de desinvestimento da Petrobras podem ser proferidas após a aquisição dos ativos pela Companhia, o que poderia representar um revés contratual e financeiro, caso se entenda que os contratos devam ser anulados.

Da mesma forma, a Companhia não tem controle em relação a eventuais alterações nas políticas estratégicas adotadas pela Petrobras, inclusive em decorrência de decisões políticas e/ou governamentais.

Para mais informações sobre riscos relacionados a aquisições, ver, neste item 4.1 do Formulário de Referência, os seguintes fatores de riscos: “A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições, e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia";"Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas”; “Riscos associados à não abertura do mercado de gás”; e “Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos”.

Uma pandemia, epidemia ou surto de doenças infecciosas, pode provocar efeito adverso em nossas operações, paralisando integralmente ou parcialmente nossas atividades. A extensão desses eventos, respostas e ações do governo federal, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa e, finalmente, na nossa capacidade de continuar operando nossos negócios.

Em 05 de maio de 2023, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou o fim da Emergência de Saúde Pública de Importância Internacional (ESPII), em decorrência da tendência decrescente nas mortes por COVID-19, do declínio nas hospitalizações e internações em unidades de terapia intensiva relacionadas à COVID-19 e dos altos níveis de imunidade da população. Ainda que a COVID-19 permaneça caracterizada como pandemia, os países passaram a transitar do estado de emergência para um modelo de gerenciamento da doença em conjunto com outras enfermidades infecciosas.

Apesar da superação da fase aguda da pandemia da COVID-19, eventos futuros relacionados a outras pandemias, epidemias ou surtos infecciosos regionais e/ou globais não podem ser descartados. Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou de contato social pode ter um impacto adverso nos nossos negócios, bem como na economia brasileira.

Além disso, a redução acentuada do consumo de petróleo em razão da paralisação das atividades econômicas pode acarretar um excesso de oferta e consequente redução da disponibilidade de espaços de armazenamento da produção de petróleo, o que pode forçar uma redução e/ou paralisação da produção de petróleo e gás natural dos campos.

Adicionalmente, a Companhia não consegue garantir que outras pandemias, epidemias ou surtos regionais e/ou globais não acontecerão. Nesse contexto, a Companhia não consegue garantir que será capaz de tomar as

4.1 Descrição dos fatores de risco

providências necessárias para impedir um impacto negativo nos seus negócios de dimensão igual ou até superior ao impacto provocado pela pandemia da COVID-19. A Companhia poderá continuar a sofrer impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado do impacto econômico nacional e global, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego no Brasil, que já ocorreram ou possam vir a ocorrer. Não temos conhecimento de eventos comparáveis que possam nos fornecer uma orientação quanto ao efeito da disseminação da COVID-19 e de qualquer uma outra pandemia global.

Poderemos precisar de capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios à Companhia.

O setor de petróleo e gás natural requer investimentos de capital e gastos substanciais. Os negócios e estratégia de crescimento da Companhia exigem volumes significativos de capital, a serem aplicados em futuros projetos, bem como em gastos com a manutenção das atividades atuais. Além disso, no caso específico da Companhia, necessitamos de recursos para financiar aquisições que realizamos como parte do nosso plano de negócios, incluindo aquisições passadas como os Polos Riacho da Forquilha, Miranga, Remanso e a totalidade das ações da Maha Energy Brasil, bem como possíveis aquisições futuras.

No caso das concessões, a Companhia deve realizar os investimentos previstos nos contratos de concessão e nos Planos de Desenvolvimento apresentados à ANP, documento em que se especificam o programa de trabalho, cronograma e respectivos investimentos necessários ao desenvolvimento e produção de uma descoberta ou conjunto de descobertas de petróleo e gás natural na área de concessão, incluindo seu abandono.

A Companhia pode enfrentar dificuldades para gerar e/ou levantar recursos de terceiros suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos para revitalização, incluindo intervenções, perfurações e infraestrutura, da produção dos seus ativos de produção ou novas aquisições conforme seu plano de expansão. Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir nossa necessidade de capital no futuro, podemos ser obrigados a levantar capital adicional para financiar nossas atividades e iniciativas de crescimento, inclusive por meio de financiamentos, novas ofertas públicas ou privadas de distribuição de valores mobiliários, tais como ações e valores mobiliários conversíveis em ações.

Nossa capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles nosso nível de endividamento e as condições de mercado, inclusive, o mercado financeiro pode estar deteriorado ou não receptivo a este tipo de projeto, não permitindo assim a captação de recursos necessários à implementação do projeto. A incapacidade de obter os recursos necessários em condições favoráveis poderá causar efeitos adversos a nossos negócios e prejudicar a capacidade de implantarmos nosso plano de investimento, bem como pode nos forçar a reduzir ou postergar desembolsos de capital, realizar a venda de ativos ou reestruturar e refinanciar nosso endividamento, o que pode restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de nossas atividades, afetando nossos resultados operacionais de forma negativa.

O fluxo de caixa futuro das operações e financiamentos da Companhia está sujeito a diversas variáveis, inclusive, dentre outras:

- A capacidade de localizar, desenvolver ou adquirir novas reservas, inclusive reservas maduras;
- A capacidade de extrair petróleo e gás natural dessas reservas;
- Os prazos previstos nos projetos de engenharia para realização dos investimentos em produções, revitalizações e equipamentos;
- O custo e o prazo das autorizações e/ou concessões governamentais;
- A performance do fator de recuperação dos campos;
- Os efeitos da concorrência de grandes empresas que atuam no setor de petróleo e gás; e
- Os preços a que o petróleo e gás natural são vendidos.

Se as receitas auferidas pela Companhia sofrerem reduções por qualquer motivo, a capacidade para obtenção do capital necessário para sustentar as operações poderá ser limitada. Caso o caixa e os recursos disponíveis por meio de linhas de crédito não sejam suficientes para financiar as necessidades de capital, a Companhia terá de recorrer a endividamentos adicionais e/ou eventuais captações junto aos seus acionistas. Esse tipo de

4.1 Descrição dos fatores de risco

financiamento poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios.

Caso a Companhia não seja capaz de gerar ou obter recursos adicionais no futuro, poderá ser forçada a reduzir ou atrasar seus investimentos, vender seus ativos ou reestruturar ou refinanciar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

O setor de atuação da Companhia pode ser afetado negativamente pelas atuais iniciativas de responsabilidade ESG (Environmental, Social and Governance ou ambiental, social e governança) e por eventuais mudanças nas políticas internacionais sobre o tema, especialmente no que diz respeito ao setor de atuação da Companhia.

As atuais discussões sobre o combate às mudanças climáticas e as iniciativas de responsabilidade ESG podem impactar a demanda por petróleo e reduzir a procura por investimentos em empresas deste setor, como a Companhia.

O governo dos Estados Unidos possui papel relevante na formulação de políticas energéticas globais, o que pode influenciar direta ou indiretamente o mercado de petróleo e gás natural. Não há garantias de que o governo norte-americano manterá políticas favoráveis ao setor de atuação da Companhia. A atual administração, sob a presidência de Donald J. Trump, retomou políticas energéticas pró-combustíveis fósseis, incluindo a retirada dos EUA do Acordo de Paris. Além disso, mudanças em governos de grandes economias podem resultar em volatilidade em subsídios para fósseis ou na taxação de carbono, afetando o fluxo de capitais para o setor.

Sendo assim, fatores como novas regulamentações, preço e disponibilidade de novas tecnologias, incluindo energia renovável e métodos não-convencionais de extração de petróleo e gás, o clima geopolítico global, guerras comerciais entre as maiores economias mundiais e outras condições relevantes, têm um impacto indireto sobre a demanda de petróleo e sobre os preços do petróleo. Não há garantias de que esses fatores, em combinação com outros, não causarão uma queda maior ou prolongada nos preços do petróleo, o que pode continuar a ter um efeito adverso sobre as receitas. Além disso, tensões geopolíticas poderão ensejar uma busca por energia renovável em detrimento aos recursos naturais não renováveis, como o petróleo. Nesse contexto, políticas públicas adotadas por grandes economias, por exemplo, pelos Estados Unidos, voltadas à promoção de energias renováveis a ponto de afetar a economia global, a estabilidade política mundial e o mercado de petróleo e gás, o negócio da Companhia poderá, como consequência, ser afetado de forma material e adversa.

Para mais informações, ver o fator de risco “Um aumento no uso de fontes alternativas de energia pode afetar substancialmente a demanda por combustíveis fósseis” deste item 4.1 do Formulário de Referência.

O Impacto das tensões geopolíticas no setor de petróleo pode afetar os resultados da Companhia.

As tensões envolvendo o Irã e a região do Oriente Médio, bem como a guerra entre Ucrânia e Rússia, bem como o terrorismo e outras incertezas geopolíticas, causaram e podem continuar causando danos ou perturbações à economia e ao comércio em uma base global ou regional, com reflexos diretos o mercado de energia. A intensificação dessas tensões ou a ocorrência de conflitos na região possui o potencial de desestabilizar o fornecimento global de petróleo, notadamente por meio de rotas marítimas estratégicas como o Estreito de Ormuz, levando a uma volatilidade acentuada e a potenciais variações abruptas nos preços internacionais do barril, o que pode ter efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, seus clientes e parceiros comerciais.

Embora a PetroReconcavo atue no segmento onshore no Brasil, suas operações e rentabilidade estão intrinsecamente ligadas à dinâmica dos preços globais do petróleo, de modo que uma instabilidade prolongada ou

4.1 Descrição dos fatores de risco

uma desaceleração econômica global, decorrente dessas incertezas pode impactar adversamente a demanda por petróleo, pressionandopreços e afetando diretamente as receitas e capacidade de investimento da Companhia.

A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas.

A estratégia de negócios da Companhia inclui expansão futura por meio de crescimento orgânico ou aquisições. O crescimento futuro da Companhia está sujeito a riscos e fatores que fogem ao controle da Companhia, como, por exemplo, medidas ou políticas estabelecidas pelo Governo Federal e/ou pela Petrobras. A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal e/ou a Petrobras poderão tomar no futuro, nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido.

A Companhia também enfrenta a concorrência de outras entidades do setor (ou não) no processo de aquisição de novas reservas de petróleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado que o inicialmente estimado para a aquisição desses ativos.

Além disso, as aquisições, especialmente aquelas que envolvem empreendimentos de larga escala, podem expor a Companhia a riscos que podem prejudicar seus negócios, condição financeira e resultados operacionais, incluindo, entre outros, os riscos de que (i) a Companhia deixe de obter benefícios previstos, como novos relacionamentos com clientes, economia de custos ou aprimoramentos no fluxo de caixa, (ii) a atenção da administração seja desviada dos negócios existentes, enfrentando dificuldades na integração de operações e pessoal adquiridos, e (iii) haja diminuição da liquidez e aumento significativo das despesas e alavancagem de juros da Companhia, que terá que usar uma parcela significativa dos recursos disponíveis ou da capacidade de empréstimo para financiar as aquisições, incorrer ou assumir passivos, perdas ou custos imprevistos. A concretização de tais riscos pode afetar adversamente a capacidade da Companhia de obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento e afetar adversamente sua reputação e seu desempenho operacional e financeiro.

Podemos, também, enfrentar desafios na integração de sociedades ou ativos adquiridos, o que pode resultar no desvio de nosso capital e na atenção de nossa administração de outros problemas e oportunidades de negócios. Podemos não conseguir criar e implementar controles, procedimentos e políticas uniformes e eficazes, e podemos incorrer em custos acrescidos para a integração de sistemas, pessoas, métodos de distribuição ou procedimentos operacionais. Ainda, podemos não conseguir integrar tecnologias de negócios adquiridos, além de não conseguir reter executivos e funcionários importantes dos negócios adquiridos. Adicionalmente, podemos enfrentar desafios na integração de funcionários que trabalham em diferentes geografias e que podem estar acostumados a diferentes culturas corporativas. Também podemos enfrentar desafios na negociação de acordos coletivos favoráveis com sindicatos devido a diferenças nos procedimentos de negociação usados em diferentes regiões.

As aquisições, ainda, podem estar sujeitas à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica do Brasil (“CADE”), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) ou de outras autoridades reguladoras. Nesses casos, o CADE ou ANP podem não aprovar nossas aquisições ou podem condicionar a aprovação de nossas aquisições à alienação de certas operações ou impor outras restrições às operações e negócios. A falta de aprovação do CADE, da ANP ou de outras autoridades reguladoras para aquisições futuras ou quaisquer aprovações condicionais de aquisições futuras podem resultar em despesas que podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Em conexão com qualquer aquisição, podemos ainda enfrentar responsabilidades por contingências relacionadas, entre outras, (i) a processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos da sociedade ou ativo adquirido, incluindo processos civis, regulatórios, trabalhistas, tributários, previdenciários, ambientais e processos de propriedade intelectual e (ii) problemas financeiros, de reputação e técnicos, incluindo aqueles relacionados a práticas

4.1 Descrição dos fatores de risco

contábeis, divulgações nas demonstrações financeiras e controles internos, bem como outras questões regulatórias, vide fator de risco “Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos” deste item 4.1 do Formulário de Referência. Essas contingências poderão não ter sido identificadas antes da aquisição e podem não ser indenizáveis nos termos do contrato de aquisição, o que poderá ter um efeito adverso em nossos negócios e condição financeira. Ainda que tais contingências sejam indenizáveis nos termos do contrato de aquisição, os níveis de indenização acordados podem não ser suficientes para cobrir as contingências reais à medida que elas se materializarem.

Adicionalmente, podemos reavaliar os riscos e as contingências das sociedades ou ativos adquiridos, o que pode resultar em majoração no valor inicialmente previsto, impactando de maneira negativa os resultados da Companhia. Ainda, algumas sociedades ou ativos por nós adquiridos podem não entregar o resultado esperado segundo nossas expectativas financeiras e do negócio e, com isso, podemos decidir aliená-los. Não podemos garantir que ocorrendo alienações de ativos, os mesmos terão uma precificação adequada pelo mercado e pelo potencial comprador, o que pode nos levar a ter prejuízos contábeis e financeiros com a venda. Podemos também estar sujeitos a termos de responder por contingências em razão do ativo alienado, afetando negativamente nossas provisões, resultados e caixa.

Por fim, estamos sujeitos ao questionamento de autoridades fiscais em razão de reorganizações societárias que fizemos ou que venhamos a fazer em razão de aquisições. As autoridades fiscais podem questionar aproveitamentos fiscais alcançados em razão de movimentos societários e glosar os benefícios fiscais que obtivemos em determinado ano, cobrando o tributo aplicável acrescido de juros de mora e multa, conforme legislação aplicável. Podemos não ter sucesso em nossa defesa apresentada em autuações fiscais presentes e futuras e nossas provisões, resultados e caixa podem ser afetados negativamente.

As avaliações dos recursos e das reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, envolvendo incerteza.

Os estudos e avaliações conduzidos pela Companhia, inclusive os estudos sobre as estimativas de volumes de recursos de petróleo e de gás natural nos campos da Companhia realizados por certificadora independente internacional (Certificação de Reservas) são, por sua natureza, complexos e podem ser consideravelmente imprecisos, construídos com base em premissas que podem não ser confirmadas e que fogem de seu controle.

Os recursos e reservas da Companhia, bem como os fluxos de caixa a eles associados, envolvem um significativo grau de incerteza e podem, portanto, ser significativamente distintos dos apontados nestes estudos e avaliações, inclusive nas Certificações de Reservas.

Um dos riscos inerentes aos resultados das avaliações dos recursos é que os volumes podem não ser confirmados pela perfuração e intervenção de poços, impactando a economicidade dos projetos. Além disso, existe o risco de que nenhum poço perfurado ou revitalizado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável, em razão do preço de venda do petróleo e do gás natural.

Adicionalmente, projeções de preços de venda de petróleo podem não se confirmar, comprometendo a economicidade de projetos e, portanto, reduzindo reservas. A utilização de dados sísmicos e de técnicas de visualização não garantem a presença de hidrocarbonetos nas estruturas analisadas. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias requer recursos significativos, o que pode resultar em prejuízos para a Companhia. As atividades de perfuração podem não ser bem-sucedidas ou economicamente viáveis, em razão do preço de venda do petróleo e do gás natural, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia e seus resultados. Além disso, o desempenho da Companhia na revitalização de campos maduros pode não atingir a eficiência esperada, afetando o fator de recuperação dos campos que possui e/ou opera e aqueles que ela tem expectativa de possuir e operar.

Os resultados materializados da Companhia podem ser substancialmente diferentes das estimativas e premissas utilizadas pela administração na avaliação de seus campos e suas reservas de

4.1 Descrição dos fatores de risco

hidrocarbonetos.

As estimativas utilizadas pela Companhia sobre suas reservas de hidrocarbonetos levam em conta certas definições técnicas adotadas pelas empresas certificadoras independentes responsáveis por elaborar os Relatórios de Reservas de campos. As reservas de petróleo e gás natural são classificadas a partir do nível de certeza associado às estimativas e com base no status de desenvolvimento e produção de determinado projeto.

Em muitos casos, essas estimativas são particularmente difíceis de serem determinadas e existem inúmeras incertezas inerentes às reservas, projeção de produção futura, despesas com desenvolvimento dos poços produtores, despesas operacionais e fluxo de caixa. Não é possível prever, antes da perfuração, se os poços conterão petróleo ou gás natural ou, ainda que contenham, se produzirão petróleo ou gás natural em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração e da completação para se tornar um poço economicamente viável.

Portanto, a avaliação técnica das reservas da Companhia deve ser entendida como um processo subjetivo de estimativa de acumulações de petróleo e gás natural que não podem ser mensurados de forma exata, podendo, inclusive, diferir da avaliação realizada por outras empresas certificadoras.

Consequentemente, as estimativas de reservas apontadas nas demonstrações da Companhia podem ser diferentes das quantidades de petróleo e gás natural que serão efetivamente recuperadas, e o tempo e o custo desses volumes recuperados podem variar em relação ao estimado, o que pode ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxos de caixa e perspectivas futuras.

As informações sobre as reservas da Companhia incluídas neste Formulário de Referência têm como base relatórios técnicos emitidos em março de 2025 por empresa certificadora independente, podendo ser alterados no futuro.

As informações sobre as reservas da Companhia incluídas neste Formulário de Referência, incluindo detalhes sobre as curvas de produção e reservas estimadas, provadas, prováveis e possíveis, as estimativas de receita líquida oriunda dos campos da Companhia e seu valor presente foram extraídas dos relatórios elaborados pela empresa Netherland, Sewell and Associates, Inc. para a Companhia em 18 de março de 2026 (“Relatórios de Reservas de Campos da Companhia”). Para mais informações, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

As estimativas de reservas da Companhia são influenciadas por vários fatores e premissas, como as oscilações nos preços do petróleo e do gás natural, e podem ser revistas ao longo do tempo. Essas estimativas também dependem da extensão dos prazos dos contratos de concessão junto à ANP relativos a cada um dos ativos de produção. No entanto, não há garantias de que essas extensões serão concedidas, o que poderá afetar adversamente as conclusões dos Relatórios de Reservas de Campos da Companhia e reduzir as nossas reservas. Qualquer revisão para baixo nas estimativas para as reservas da Companhia pode afetar negativamente a condição financeira da Companhia e seus resultados operacionais.

As estimativas de reservas e receitas apresentadas nos Relatórios de Reservas de campos da Companhia estão sujeitas a mudanças à medida que informações adicionais sobre a produção e outros dados se tornem disponíveis. Além de serem baseadas somente em informações atualmente disponíveis, tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à interpretação crítica das empresas internacionais de certificação de reservas contratadas para elaboração dos relatórios. Logo, uma interpretação errada por parte dessas empresas pode afetar negativamente o prognóstico de produção e reservas da Companhia e, consequentemente, seus resultados operacionais.

Por fim, considerando que o petróleo e o gás natural são recursos não renováveis, uma vez atingido o limite econômico do campo, sua produção será encerrada. Atualmente, a Companhia possui campos em fase de produção em estágio avançado, podendo resultar em redução do volume de petróleo e gás natural produzidos nos campos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Os negócios da Companhia envolvem incertezas e riscos operacionais que podem nos impedir de obter lucro e nos causar importantes perdas.

As atividades de produção da Companhia poderão não obter sucesso ou não serem concluídas a tempo ou dentro do orçamento planejado, em função de diversos fatores, tais como: clima; atrasos por parte das autoridades competentes em conceder licenciamentos e/ou regimes especiais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; dificuldades mecânicas; e custos adicionais não previstos inicialmente.

Além disso, a perfuração bem-sucedida de um poço de gás natural ou de petróleo ou os processos adotados na revitalização de poços maduros não assegura que a Companhia obterá lucro sobre o seu investimento. Inúmeros fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco viável ou, até mesmo, inviável economicamente.

Os negócios da Companhia estão sujeitos a uma variedade de riscos operacionais, tais como: incêndios; explosões; estouros e desabamentos; fluxos incontroláveis de gás, petróleo e água de formação; desastres naturais, tais como tempestades e outras condições climáticas adversas; falha nos gasodutos, ou oleodutos; colapsos no revestimento; dificuldades mecânicas, tais como perda ou avaria de equipamentos e ferramentas; formações anormais de pressão; perigos ambientais, como vazamentos de gás, derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses ou outros eventos poderão gerar problemas em poços, sistemas de coleta e demais instalações, o que poderá afetar, adversa e materialmente, as operações da Companhia e levar a perdas importantes, tais como: morte ou lesão corporal; danos graves e destruição de propriedade, de recursos naturais e equipamentos; poluição e danos ambientais; limpeza e reparos para reiniciar operações, ou outras responsabilidades remediadoras; exigências regulatórias; investigações e penalidades administrativas, cíveis e criminais; e suspensão das operações da Companhia.

Se quaisquer desses riscos forem materializados, a Companhia poderá ter que limitar ou suspender quaisquer das operações de produção e/ou interromper ou suspender a comercialização de petróleo ou gás natural. Além disso, a Companhia pode ter que arcar com custos significativos associados às obrigações de limpeza e reparo, remediadoras ou indenizatórias.

Além disso, quaisquer desses eventos ou outros eventos similares poderão ter repercussões administrativas, reputacionais e criminais, além da necessidade de reparar eventuais danos ambientais, e impactar a capacidade da Companhia de cumprir com obrigações setoriais e regulação específica da indústria de Petróleo e Gás, a exemplo das obrigações de apresentação de documentos comprobatórios de produção de petróleo e gás natural, atendimento às normas de segurança previstas em lei, operação de instalações e equipamentos em desacordo com a regulação aplicável e comercialização de hidrocarbonetos fora da especificação técnica definida pela ANP.

Caso tais eventos resultem no descumprimento das obrigações assumidas no âmbito dos contratos de concessão celebrados com a ANP ou do contrato de produção celebrado com a Petrobras e a Companhia não corrija o inadimplemento no prazo estabelecido pela ANP ou pela Petrobras, a depender do caso, estas poderão rescindir os respectivos contratos.

Quaisquer dessas ocorrências e suas consequências poderão gerar um efeito relevante adverso para a Companhia, incluindo sanções administrativas, multas, apreensão de bens e produtos, suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento de estabelecimento ou instalações da Companhia, e a revogação de autorização para o exercício de atividades reguladas.

Futuras perfurações nas áreas da Companhia ou iniciativas da Companhia para revitalização de campos maduros poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

Com relação a campos não maduros, não é possível prever, antes da perfuração e da realização de certos testes específicos, se um determinado prospecto de perfuração, ou seja, se uma acumulação potencial que é

4.1 Descrição dos fatores de risco

suficientemente bem definida para ser um alvo de perfuração viável, efetivamente conterá petróleo ou gás natural ou, ainda que contenha, se produzirá petróleo ou gás natural em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração e da completação ou para se tornar um poço economicamente viável.

No que importa ao aproveitamento de campos maduros, há outros elementos incertos que impõem desafios técnicos e podem afetar materialmente a quantidade de petróleo e gás natural extraídos, como o montante de investimentos em projetos de retorno à produção de um poço, escassez ou dificuldades na alocação de sondas, custos para reequipar poços e custos de estruturas de tubulação e hastes.

Se as perfurações de novos poços ou medidas de revitalização de campos maduros não tiverem êxito comprovado, os negócios, situação financeira e resultados da Companhia poderão ser afetados de modo adverso.

A participação da Companhia em consórcios resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com seus parceiros. As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos.

A Companhia investe e poderá investir em consórcios com terceiros.

Atualmente, a PetroReconcavo participa de consórcios nos seguintes contratos de concessão: (i) Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata, atualmente operados pela PetroReconcavo S.A., em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.; (ii) Cardeal e Colibri, atualmente operados pela Mandacaru Energia (antiga Partex) e (iii) e as sete concessões (Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias) operadas pela Mandacaru Energia, objeto de farm out concluido em 10 de outubro de 2025. a

Adicionalmente, a Companhia passou a ter consórcio no âmbito de midstream por meio da aquisição de 50% de participação em ativos de midstream de Guamaré, cuja operação é regida por um Joint Operating Agreement (JOA). Nesta parceria, a Brava Energia atua como operadora e a governança é compartilhada por meio de comitê operacional.

Não há garantia de que as parcerias da Companhia serão bem-sucedidas e produzirão os resultados esperados. Nesse caso, as atividades, situação financeira e resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados. Ademais, caso um parceiro não cumpra ou não possua capacidade financeira para honrar suas obrigações de capital, a Companhia poderá ser compelida a realizar aportes adicionais ou prestar serviços complementares, ampliando sua exposição financeira. Nos termos da legislação brasileira, os consorciados podem, ainda, ser responsabilizados por obrigações do consórcio, especialmente de natureza tributária, trabalhista, ambiental e de defesa do consumidor.

Os riscos relacionados às parcerias incluem, dentre outros: dificuldade de relacionamento com os parceiros; restrições financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais por parte da Companhia e/ou na limitação dos investimentos; risco de insolvência de sócios; divergência de interesses econômicos e comerciais ; responsabilização, em circunstâncias e condições específicas, pelas obrigações das empresas relacionadas, especialmente as de natureza tributária, trabalhista, ambiental, de defesa do consumidor e de natureza anticorrupção; e existência de passivos não previamente identificados que podem recair sobre a Companhia. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar o resultado estimado ou poderá resultar na perda de investimentos realizados em tais parcerias.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pela ANP para aprovação de futuros procedimentos de cessão.

De acordo com a Lei nº 9.478, promulgada no dia 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”) e a Lei nº 12.351/2010, é permitida a transferência (cessão), no todo ou em parte, de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, preservando-se o objeto e as condições contratuais, desde que o cessionário atenda a requisitos técnicos, econômicos e jurídicos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A autorização para a cessão de contrato de concessão, bem como para a fusão, cisão e incorporação, mudança de operadora e substituição ou isenção de garantia de performance é precedida de processo administrativo de cessão. O processo de cessão é instaurado e instruído pela ANP, nos termos da Resolução ANP nº 785/2019 e da Portaria ANP nº 126/2016, bem como do procedimento descrito no Manual de Procedimento de Cessão referenciado na Resolução e disponível no site da ANP.

A Companhia não pode garantir que a ANP não irá impor condições específicas a serem atendidas para fins de aprovação de processos de cessão relativos a aquisições pela Companhia de campos de petróleo e gás natural que futuramente podem vir a ser adquiridos pela Companhia, incluindo, mas não se limitando a condições relacionadas à apresentação de garantias de descomissionamento e abandono, que a Companhia não consiga cumprir.

Além disso, a Companhia não pode garantir que a ANP irá aprovar os critérios objetivos que devem ser observados nos processos de cessão de ativos que futuramente serão adquiridos pela Companhia – não havendo, portanto, garantia de que a ANP irá aprovar a habilitação técnica, jurídica e financeira da Companhia em tais processos de cessão.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão, o que pode acarretar multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, na perda de nossas atuais concessões, ou impedimento de obtenção de concessões futuras. Eventuais multas ou a perda de nossas concessões podem afetar nossos negócios e resultados de maneira adversa e relevante.

As pesquisas e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos são outorgadas pelo Poder Público por meio de concessões. Atualmente, após algumas concessões serem anexadas, a Companhia detêm 58 campos, sendo 32 localizados no Ativo Potiguar (dos quais 9 são operadas por parceiro) e 26 localizados no Ativo Bahia, sendoque o campo de Juriti está em processo de descomissionamento e devolução da área à União.

Nos termos da Lei do Petróleo, as concessões estão sujeitas à extinção antecipada em diversas circunstâncias, incluindo: (i) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (ii) falência do concessionário.

Em quaisquer das circunstâncias que possam ensejar a extinção antecipada, os ativos vinculados à concessão deverão ser revertidos ao Poder Concedente. Nesses casos, a reversão de bens não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

A extinção antecipada das concessões também não desobrigaria a Companhia em relação à responsabilidade pelos danos e prejuízos causados a terceiros em decorrência da concessão outorgada, nem em relação aos direitos e obrigações assumidos perante credores.

No caso de rescisão em virtude de descumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais, além da inexistência de indenização, há a possibilidade de imposição de multas ou outras penalidades.

Riscos associados a condições que eventualmente podem ser impostas pelo CADE para aprovação de procedimentos de cessão.

Algumas operações de aquisição de ativos, cessão de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de farm-in/farm-out, espécies de contratos de participação, podem sujeitar-se às regras do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, conforme previsto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Dessa forma, adicionalmente à aprovação da ANP, essas operações poderão depender da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), podendo este órgão não aprovar ou impor restrições que podem afetar total ou parcialmente a aquisição de ativos de interesse da Companhia.

Riscos associados à utilização de infraestrutura essencial para escoamento e processamento do gás natural.

4.1 Descrição dos fatores de risco

As concessões operadas pela Companhia fazem uso do disposto no Art. 28 da Lei 14.134/2021 (“Lei do Gás”), que estabelece que fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Nesse sentido, a Companhia utiliza a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural da Petrobras e da Brava Energia, bem como participa, de forma direta, em ativos de midstream, como unidades de processamento de gás natural (UPGNs).

Caso a Petrobras e/ou outra empresa que adquira a infraestrutura contratada pela Companhia demande o uso da capacidade atualmente contratada pela Companhia e/ou a Companhia as precise aumentar a capacidade contratada em razão de aumentos de produção consistentes com os relatórios de reservas, pode ocorrer falta de capacidade disponível para a Companhia escoar e processar a sua produção de gás natural, tendo em vista que o proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura, na forma da Lei e da regulação da ANP.

Adicionalmente, a Lei do Gás estabelece que a remuneração a ser paga ao proprietário, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de forma que não são asseguradas condições similares às atualmente contratadas para períodos futuros de contratação, podendo ocorrer redução na atratividade econômica dos projetos de produção de gás natural caso os custos de processamento e escoamento sejam majorados pelo proprietário das infraestruturas.

Acrescente-se ainda o fato de que a comercialização do gás natural da Companhia depende, obrigatoriamente, das infraestruturas essenciais presentes nos Estados do Rio Grande do Norte e da Bahia, que atualmente constituem as principais rotas para a destinação do gás natural até a malha de transporte do Nordeste. A eventual indisponibilidade dessas infraestruturas, em decorrência de parada não programada, eventos de força maior, falha catastrófica, temporária ou permanente, poderá levar à parada das instalações que podem comprometer, parcial ou totalmente, a produção de gás natural e, inclusive, da produção de petróleo, no caso da produção de gás natural associado.

Companhia pode ser afetada adversamente em razão de violações às leis anticorrupção ou outras leis semelhantes nos países em que opera ou faz negócios.

Os controles internos da Companhia podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes e/ou violações de leis e regulamento voltados à prevenção e combate à corrupção, por parte de seus administradores, empregados, representantes ou terceiros que atuem em seu nome ou benefício, sendo exemplos dessas normas, no Brasil, o Decreto-Lei n° 2.848/1940, a Lei nº 8.137/1990, a Lei n° 8.429/1992, a Lei n° 8.666/1993, a Lei nº 9.613/1998, a Lei nº 12.846/2013 (“Lei Anticorrupção”), o Decreto nº 3.678/2000, o Decreto nº 4.410/2002, o Decreto nº 5.687/2006, assim como outras normas relacionadas à Convenção sobre o Combate da Corrupção de Funcionários Públicos Estrangeiros em Transações Comerciais Internacionais da OCDE.

No Brasil, a Lei Anticorrupção estabeleceu a responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos contra a administração pública. Isso significa que a pessoa jurídica infratora pode enfrentar sanções civis e administrativas, que incluem multas, perda de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar com a administração pública ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, sanções essas que, se aplicadas, podem afetar adversamente nossos resultados e nossa reputação. Ademais, a lei estabelece que as sociedades controladoras, controladas, coligadas ou, no âmbito do respectivo contrato, as consorciadas da infratora serão solidariamente responsáveis pelos atos por ela praticados.

A Lei Anticorrupção ainda prevê a responsabilidade sucessória do adquirente nas hipóteses de fusão e incorporação, sendo sua responsabilidade restrita à obrigação de pagamento de multa e reparação integral do dano causado, até o limite do patrimônio transferido, o que pode vir a afetar a Companhia caso se verifique a ocorrência de violações à mencionada Lei pelos antigos detentores dos ativos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia não pode garantir que seus administradores, empregados, representantes e terceiros que agem em seu nome ou benefício atuarão em estrita observância às regras e determinações aplicáveis à Companhia, ao seu programa de integridade e/ou às leis anticorrupção. A existência de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer destas leis, no Brasil ou no exterior, contra nossa administração, funcionários ou terceiros atuando em nosso nome podem resultar em (i) multas, sanções e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda dos benefícios ilicitamente obtidos, bem como de licenças operacionais, com a decorrente responsabilização subsidiária ou solidária; (iii) confisco de ativos que representem vantagem direta ou indiretamente obtida da infração; (iv) dissolução da pessoa jurídica envolvida na conduta ilícita; (v) proibição ou suspensão de nossas atividades; (vi) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; (v) responsabilização individual criminal dos membros de sua administração, funcionários e representantes; e (vi) publicação extraordinária de decisão condenatória, sendo que a materialização de quaisquer desses fatores pode resultar em um efeito adverso nos negócios, na imagem, na condição financeira, nos resultados operacionais e na reputação da Companhia.

A Companhia está sujeita a perdas não cobertas pelos seguros contratados, bem como a dificuldades para contratação de apólices, o que poderá gerar efeitos adversos sobre seus negócios.

Em situações em que ocorram eventos não cobertos ou que excedam as coberturas previstas nas apólices de seguro da Companhia, pode haver um impacto financeiro significativo para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos e indenizar os prejuízos causados, o que poderá comprometer o investimento realizado pela Companhia. Mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto pelas apólices, não é possível garantir que o pagamento da indenização securitária será realizado de forma tempestiva, ou em valor suficiente para compensar integralmente os danos decorrentes de tal sinistro, o que poderá afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia. Ainda, no caso dos eventos segurados, a cobertura de apólices de seguro está condicionada ao pagamento do respectivo prêmio. A falha da Companhia em pagar esses prêmios cumulada com a ocorrência de um sinistro poderá colocar a Companhia em uma situação de risco, uma vez que eventuais danos, mesmo que segurados, não estariam sujeitos à cobertura pela seguradora.

Além disso, a Companhia não pode garantir que conseguirá manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis, ou contratadas com as mesmas companhias seguradoras ou com companhias seguradoras similares. Adicionalmente, a Companhia poderá ser responsabilizada pelo pagamento de indenização a terceiros em decorrência de um eventual sinistro. Caso qualquer desses fatores venha a ocorrer, os negócios e resultados financeiros e operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados. Para mais detalhes sobre os seguros e coberturas de Seguros da Companhia ver o itens 1.4 e 7.7 deste Formulário.

Contratos de compra e venda de petróleo com poucos clientes da Companhia podem gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia operava com dois principais clientes para compra de petróleo, a Petrobras e a Brava Energia. No âmbito dos contratos de compra e venda celebrados entre a Companhia e a Petrobras, a Petrobras se compromete a comprar toda a produção de óleo da Companhia (vide item 14 para maiores esclarecimentos com relação a esses contratos). A Companhia não pode garantir que os contratos sob este regime não serão renegociados, contestados ou rescindidos, que os mesmos serão renovados ao seu término, ou que as receitas que obterá de tais contratos serão equivalentes às do passado ou à receita projetada atualmente para esses contratos. Ademais, a Petrobras pode não cumprir total ou parcialmente suas obrigações contratuais ou optar por contestar certas disposições do contrato ou o contrato em sua totalidade, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

Ademais, a Companhia pode, também, se envolver em controvérsias legais com o cliente, seja por meio de ações judiciais, arbitragem ou de outra forma, o que poderia levar a atrasos, suspensão ou rescisão de tais contratos e resultar em processos judiciais ou arbitrais morosos, prejudiciais e dispendiosos, afetando adversamente os resultados da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A modalidade contratual de "take or pay" em contratos de compra de venda de gás natural pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

A Companhia ampliou o seu número de clientes para a comercialização da sua produção de gás natural, sob o regime contratual de take or pay. No âmbito dos contratos de compra e venda celebrados entre a Companhia e os clientes mencionados, os clientes se comprometem a comprar ao menos 80% do volume contratado (Quantidade Diária Contratual) da Companhia. A Companhia não pode garantir que os contratos sob este regime não serão renegociados, contestados ou rescindidos, que os mesmos serão renovados ao seu término, ou que as receitas que obterá de tais contratos serão equivalentes às do passado ou à receita projetada atualmente para esses contratos. Ademais, os clientes da Companhia podem não cumprir total ou parcialmente suas obrigações contratuais ou optar por contestar certas disposições do contrato ou o contrato em sua totalidade, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

Ademais, a Companhia pode, também, se envolver em controvérsias legais com os clientes, seja por meio de ações judiciais, arbitragem ou de outra forma, o que poderia levar a atrasos, suspensão ou rescisão de tais contratos e resultar em processos judiciais ou arbitrais morosos, prejudiciais e dispendiosos, afetando adversamente os resultados da Companhia.

Decisões desfavoráveis, o envolvimento da Companhia ou de seus acionistas, administradores, e/ou colaboradores em processos judiciais, administrativos ou arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais ou a impossibilidade de se realizar depósitos judiciais ou de se prestar ou oferecer garantias em processos podem causar efeitos adversos nos negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia e em sua imagem e reputação.

A Companhia e seus administradores são/podem vir a ser partes em processos administrativos, judiciais e arbitrais de várias naturezas. Não há garantia de que esses processos serão julgados favoravelmente à Companhia, ou seus administradores, ou, ainda, que os provisionamentos eventualmente existentes sejam suficientes para a cobertura dos valores decorrentes de eventuais condenações. Decisões contrárias aos interesses da Companhia que eventualmente alcancem valores substanciais de pagamento, que afetem a imagem da Companhia ou impeçam a realização dos seus negócios conforme inicialmente planejados poderão causar um efeito relevante adverso nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos seus resultados operacionais.

Além disto, não podemos assegurar que qualquer pessoa, direta ou indiretamente ligada à nossa Companhia, sejam acionistas, empregados, diretores, conselheiros, fornecedores, prestadores de serviços, subcontratados ou outros colaboradores não sejam envolvidos em processos judiciais, arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais, além de processos administrativos sancionadores/punitivos, no âmbito de órgãos reguladores tais como ANP, órgãos de vigilância sanitária estaduais e municipais, CVM, Conselho de Controle de Atividades Financeiras (“COAF”), órgãos ambientais estaduais e municipais, bem como que não haja eventuais repercussões na mídia desses processos, que possam impactar adversamente nossa imagem e reputação perante nossos clientes, fornecedores e investidores ou nos causar efeito adverso relevante. No caso específico de eventuais processos de natureza criminal envolvendo um ou mais dos administradores da Companhia, decisões desfavoráveis podem impossibilitá-los de exercer suas funções na Companhia.

No caso de eventuais processos envolvendo matérias administrativas relativas a contratações com o Poder Público, eventual decisão desfavorável poderá impor sanções de multa, advertência, suspensão temporária de participar de licitações e impedimento de contratar com a administração pública ou declaração de inidoneidade para licitar ou contratar com a Administração Pública. Se impostas, tais sanções podem afetar adversamente as condições financeiras da Companhia e sua imagem.

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos necessários para realizar depósitos judiciais ou prestar ou oferecer garantias em processos que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento destas garantias não suspenderá a cobrança dos valores decorrentes de eventuais condenações e poderá ter um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Ainda, a Companhia está sujeita à fiscalização por diferentes autoridades federais, estaduais e municipais, incluindo fiscais, trabalhistas e ambientais. A Companhia pode ser autuada por tais autoridades e tais autuações podem se converter em processos administrativos e, posteriormente, em processos judiciais, os quais, caso decididos de forma desfavorável, poderão ter um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações sobre os processos judiciais envolvendo a Companhia, veja os itens 4.4 e 4.6 deste Formulário de Referência.

Greves e paralisações dos empregados da Companhia ou de empregados de seus fornecedores e prestadores de serviço, bem como falta de pessoal especializado, podem afetar adversamente os resultados operacionais e o negócio da Companhia.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestação de empregados da Companhia, de seus principais fornecedores e prestadores de serviço ou em setores da sociedade que afetem os negócios da Companhia, podem impactar a conclusão de projetos, o alcance de seus objetivos, bem como a sua continuidade operacional. O sucesso da Companhia no longo prazo também depende da capacidade de continuar a atrair, treinar e qualificar com sucesso a sua mão de obra. As atividades da Companhia exigem mão de obra especializada, com conhecimento sobre procedimentos técnicos específicos ao desenvolvimento de suas operações. Não há garantia de que a companhia terá efetividade na contratação, treinamento e qualificação de sua mão de obra, nem de que custos adicionais não irão surgir para atingir este objetivo. Isto pode afetar negativamente os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

Os nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios dependem de fatores sujeitos a flutuações que podem ter um efeito adverso relevante nos nossos resultados e operações.

Nossos custos, despesas e passivos incorridos no curso normal dos negócios, incluindo custos de extração, manutenção, reparo de poços, investimentos, despesas gerais e administrativas, dentre outros, estão sujeitos a flutuações dependendo das condições do mercado e a criação de impostos ou a manutenção destes pelo poder público. Esses custos, despesas e passivos são influenciados por vários fatores sobre os quais temos pouco ou nenhum controle, incluindo, entre outros, condições econômicas internacionais e nacionais (tais como inflação e variações de taxa de câmbio), regulamentos e políticas governamentais, efeitos globais de oferta e demanda de petróleo, estoques, dentre outros. Podemos não ser capazes de repassar o aumento de custos, despesas e passivos para nosso cliente, o que poderia diminuir nossa margem de lucro e resultar em um efeito adverso relevante sobre os nossos negócios, condição financeira e resultados de operações.

As operações de hedge da Companhia podem não ser suficientes para mitigar flutuações na cotação de moedas e de commodities.

As operações da Companhia estão expostas a oscilações na cotação de moedas e commodity (preço do petróleo). Os contratos de hedge celebrados pela Companhia podem não ser suficientes contra tais oscilações. A Companhia ainda está exposta a riscos de crédito em caso de não cumprimento dos instrumentos financeiros por suas contrapartes.

A Companhia pode sofrer perdas financeiras se não for capaz de iniciar as operações de hedge em tempo hábil ou produzir quantidades suficientes de petróleo e gás natural para cumprir com suas obrigações. Além disso, a celebração de contratos de hedge pode limitar o potencial de ganho da Companhia em função da estratégia de hedge executada (ex.: travas de preços mínimo e máximo), não auferindo todo o potencial de aumento do preço da commodity em uma eventual venda. Caso a Companhia não celebre operações de hedge, ela poderá estar mais suscetível a reduções nos preços do petróleo e gás natural do que seus concorrentes que realizam essas operações.

Além disso, operações de hedge podem expor a Companhia a exigências de margem de caixa, que poderão ter um efeito adverso relevante, a depender do tamanho do hedge e do número de vendas ou compra de contratos realizadas utilizando hedge ao longo de um período.

Para mais informações sobre nossas operações de hedge, vide item 4.3 deste Formulário de Referência.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode ser adversamente afetada se algum de seus benefícios fiscais expirar, for revogado ou se não conseguir qualificar, renovar ou estender esses benefícios fiscais.

Atualmente a Companhia é beneficiária de incentivos fiscais e regimes especiais, especialmente os benefícios concedidos pela SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) e pelo REPETRO-SPED, regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a importação permanente ou temporária de bens utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com desoneração total ou parcial da cadeia. Para garantir a continuidade desses incentivos ou regimes, conforme aplicável, a Companhia deve cumprir uma série de exigências fiscais, trabalhistas, sociais e ambientais que podem vir a ser questionadas, inclusive judicialmente, por terceiros como, por exemplo, o Ministério Público Federal, outros Estados brasileiros, ou até outras autoridades públicas, durante seu prazo de vigência. As penalidades por descumprimento dessas obrigações podem resultar na suspensão dos incentivos até que sejam corrigidos, perda de incentivos fiscais e, em determinadas circunstâncias, pagamento de multas.

Esses benefícios fiscais também podem ser revogados ou suas condições podem vir a ser alteradas. Caso os incentivos ou regimes sejam suspensos, modificados, cancelados, revogados, não sejam renovados ou não sejam prorrogados, a Companhia poderá ser afetada de maneira adversa.

A Companhia pode não conseguir obter ou renovar todas as licenças, alvarás e permissões necessárias à condução dos seus negócios.

A Companhia está sujeita a diversas leis, regulamentações e exigências de licenças federais, estaduais e municipais, e dependem da obtenção de licenças, permissões e autorizações, para exercer suas atividades. Nesse sentido, a Companhia não pode garantir que será capaz de manter, renovar ou obter qualquer autorização, licença, outorga, ou alvará no futuro, tempestivamente, ou que nenhum requisito adicional será imposto em relação a tal pedido.

A não obtenção ou manutenção dos alvarás, autorizações e licenças necessárias às operações da Companhia, ou a não obtenção ou manutenção tempestiva, pode resultar em responsabilização nas esferas administrativa e criminal, multas, perda ou rescisão antecipada de outras autorizações, alvarás e/ou licenças, bem como fechamento de instalações, ou violação de contratos de financiamento e comerciais, o que poderia causar um efeito adverso relevante sobre os resultados operacionais e financeiros da Companhia e sua não obtenção poderá atrasar os projetos de desenvolvimento da produção da Companhia.

A Companhia pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos e debêntures emitidas.

A Companhia não possui, atualmente, contratos de empréstimos e financiamentos vigentes, mas é emissora de debêntures sujeitas a determinadas cláusulas restritivas (*covenants*), com base em indicadores financeiros e não financeiros. Tais cláusulas incluem, entre outras, limitações ao pagamento de dividendos, resgates ou recompras de capital social, aumento do endividamento, venda de ativos, constituição de ônus reais, transações com partes relacionadas, alterações no controle acionário, bem como outras restrições aplicáveis às suas controladas.

Além disso, a Companhia está sujeita a obrigações relacionadas à manutenção de garantias, restrições a incorporações, aquisições ou outras reestruturações societárias, cláusulas de efeito adverso relevante, disposições sobre mudança de controle, falência, dissolução ou recuperação judicial ou extrajudicial.

Dessa forma, caso a Companhia não seja capaz de atender a quaisquer dos covenants mencionados acima, poderá ser declarado o vencimento antecipado da dívida afetada. O descumprimento de obrigações relacionadas a uma dívida específica ou o vencimento de uma dívida específica pode causar também o vencimento antecipado de outras dívidas (cross acceleration e cross default), o que afetaria adversamente os negócios e os resultados operacionais da Companhia, bem como seu fluxo de caixa.

Além disso, a Companhia está sujeita, e pode não ser capaz de obter autorização (waiver) dos seus respectivos credores, ao cumprimento de determinadas obrigações no âmbito dos contratos financeiros, cujo descumprimento,

4.1 Descrição dos fatores de risco

inclusive no âmbito de eventual oferta pública de distribuição de ações, pode acarretar o pagamento antecipado ou o vencimento antecipado de tais contratos financeiros, incluindo determinadas obrigações no âmbito da Escritura de Emissão.

Para mais informações, ver item 2.1.(f) deste Formulário de Referência.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

A Companhia possui receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, especialmente com seus acionistas, Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. e PetroSantander Luxembourg Holdings S.à.r.l.. As contratações com partes relacionadas podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes. Caso essas situações de conflito de interesses se configurem, poderá haver impacto negativo para os negócios, situação financeira e resultados. Para mais informações acerca da política e das transações com partes relacionadas da Companhia, veja os itens 11.1 e 11.2, respectivamente, deste Formulário de Referência.

A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança poderá resultar em acesso indevido a informações confidenciais ou sensíveis e, consequentemente, em danos financeiros e reputacionais à Companhia, afetando adversamente seus resultados.

A Companhia depende da tecnologia da informação, da comunicação e dos sistemas de processamento de hardware e software para o funcionamento eficiente do seu negócio. Tais sistemas são vitais para a capacidade da Companhia de monitorar adequadamente suas operações, gerar faturas aos clientes, alcançar eficiência operacional e atender indicadores e padrões de serviço. Os sistemas de informação são vulneráveis às interrupções de serviço e às violações em virtude de vírus maliciosos (malware) e outros problemas, como, por exemplo, crimes e ataques cibernéticos, os quais têm se tornado cada vez mais sofisticados e difusos. Falhas nos sistemas de segurança cibernética da Companhia ou falhas na prevenção ou identificação destes ataques podem ter um impacto adverso relevante para a Companhia.

Além disso, a Companhia, seus clientes e os fornecedores terceirizados podem estar vulneráveis a um risco maior de ataques cibernéticos, incluindo aqueles associados a fatores geopolíticos, que podem aumentar a sofisticação e a frequência dessas ameaças. .Nesse contexto, a Companhia pode ser incapaz de antecipar adequadamente tais riscos à segurança ou de implementar medidas preventivas suficientes.

A Companhia não garante que será capaz de prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. Qualquer um destes fatores podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, situação financeira, resultados de operações ou perspectivas. Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas da Companhia e, portanto, resultar em interrupção no negócio, redução de desempenho e aumento de custos operacionais, apropriação indevida das informações da Companhia e/ou dos dados pessoais de seus clientes, colaboradores e terceiros e/ou em tempo de inatividade em seus servidores, ou ainda, na perda de propriedade intelectual, divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia.

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança. Qualquer ocorrência dessa natureza poderá resultar em um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, sua reputação, seus resultados de operações e acarretar perdas financeiras.

Em 2018, a Companhia foi vítima de dois ataques de cibernéticos de ransomware. Na ocasião, alguns sistemas administrativos e dados da Companhia foram encriptados e foi pedido um resgate em bitcoins para que fosse disponibilizada a chave de encriptação para recuperação dos arquivos. Não podemos garantir que eventuais ataques futuros da mesma natureza não afetarão adversamente os negócios da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O escoamento e transporte dos hidrocarbonetos produzidos pela Companhia envolvem riscos que podem resultar em acidentes e custos operacionais que poderão afetar os resultados operacionais, fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia.

Para monetizar o petróleo e o gás natural produzido em seus campos, a Companhia contrata o transporte e escoamento no mercado, realizados principalmente por via dutoviária e rodoviária. A interrupção dos serviços contratados de transporte devido a situações climáticas adversas, greves, bloqueios, atrasos ou outros incidentes podem prejudicar a capacidade da Companhia de movimentar os hidrocarbonetos produzidos até seu cliente.

Além disso, alguns dutos de movimentação da produção se localizam em áreas ambientalmente sensíveis e caso algum problema ocorra em algum dos principais dutos utilizados pela Companhia, como vazamento ou rompimento, as operações da Companhia podem ser paralisadas, o que pode resultar em perda financeiras. Esses riscos podem, ainda, ocasionar fatalidades, danos significativos a propriedades da Companhia ou de terceiros, poluição, danos ambientais e interrupção de operações, que, por sua vez, poderão resultar em perdas financeiras e reputacionais significativas.

As atividades de transporte e movimentação dos rejeitos produzidos nos próprios campos operados pela Companhia, como água e borra oleosa, são de responsabilidade da Companhia e envolvem uma variedade de perigos inerentes e riscos operacionais, tais como vazamentos, acidentes e problemas mecânicos, que poderão causar significativas perdas financeiras para a Companhia.

A proximidade de dutos e locais de armazenamento de produtos perigosos com áreas povoadas, incluindo áreas residenciais, comerciais e instalações industriais poderá aumentar a dimensão de danos resultantes desses riscos. A ocorrência de quaisquer desses eventos poderá afetar adversamente a imagem, reputação, resultados das operações, fluxo de caixa e situação financeira da Companhia.

A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento das leis relativas à proteção de dados e da nova Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

A Constituição Federal, a Lei n° 10.406/02 (Código Civil), a Lei n° 8.078/90 (Código de Defesa do Consumidor), a Lei n° 12.965/14 (Marco Civil da Internet), o Decreto n° 8.771/16 16 e a Lei nº 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ou LGPD) são as principais leis que regem a prática de tratamento de dados pessoais no Brasil. Entre outros requisitos, para que os dados pessoais sejam coletados e usados, precisamos informar aos titulares de dados sobre nossas práticas de tratamento de dados pessoais e ter uma base legal para cada tratamento, conforme previsto na LGPD.

A LGPD entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, exceto pelos dispositivos que versam sobre aplicação de sanções administrativas, que entraram em vigor em 1º de agosto de 2021, e já pode ser fiscalizada por autoridades governamentais como o Ministério Público e PROCONs, bem como pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”), além disso pode ser utilizada como fundamento para o ajuizamento de demandas administrativas e judiciais por parte de titulares de dados caso entendam que seus dados pessoais foram tratados em desconformidade com a legislação ou em caso de incidentes de segurança.

Como coletamos, armazenamos, processamos e usamos informações pessoais de funcionários e clientes, bem como outros dados de usuários em nossos negócios, devemos cumprir com todas as leis de privacidade e proteção de dados pessoais.

A percepção de negligência com o tema de proteção de dados, válida ou não, pode nos afetar adversamente. Devemos garantir que qualquer tratamento, coleta, uso, armazenamento, compartilhamento, transferência e descarte de dados pessoais pelos quais somos responsáveis estejam em conformidade com as leis aplicáveis de proteção de dados. Não podemos garantir que nossas práticas de tratamento de dados pessoais serão aceitas como adequadas e suficientes pelas autoridades governamentais e pelo Poder Judiciário. Eventuais sanções administrativas ou condenações judiciais podem causar impactos financeiros relevantes, além de poderem afetar

4.1 Descrição dos fatores de risco

adversamente nossa reputação no mercado, podendo culminar na perda de contratos com atuais parceiros, fornecedores ou clientes, ou na dificuldade de celebrar contratos novos parceiros, fornecedores ou clientes.

Qualquer violação de segurança, ou qualquer falha envolvendo o uso indevido, perda ou outra divulgação não autorizada de dados pessoais, bem como qualquer falha ou aparente falha em cumprir as leis, políticas, obrigações legais ou padrões da indústria em relação à privacidade e proteção de dados podem prejudicar nossa reputação, nos expor a riscos e responsabilidades legais, sujeitar-nos a publicidade negativa, interromper nossas operações e prejudicar nossos negócios. Não podemos garantir que nossas medidas de segurança evitarão vazamento de dados pessoais, incidentes de segurança, ou que a falha em os evitar não terá um efeito adverso relevante sobre nós.

Desde 1º de agosto de 2021, com a entrada em vigor das sanções administrativas da LGPD, em caso de não conformidade à LGPD, a Companhia pode estar sujeita às sanções administrativas aplicáveis pela ANPD, tais como advertência; obrigação de publicização do incidente; bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais a que se refere a infração; multa simples de até 2% de seu faturamento (ou de seu grupo ou conglomerado no Brasil) apurado no mais recente exercício social, excluídos os tributos, até o montante global de R$ 50.000.000,00 por infração; multa diária, observado limite global de R$ 50.000.000,00; em caso de reincidência, penalidades administrativas mais graves previstas na LGPD poderão ser aplicadas, tais como suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador; suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período; e proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados pessoais.

Além das sanções administrativas, a Companhia pode ser responsabilizada judicialmente por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados aos titulares de dados pessoais, inclusive quando causados por subsidiárias, prestadores de serviços e parceiros que atuem como operadores de dados pessoais em nome da Companhia ou como controladores em conjunto com a Companhia, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Além do regime de responsabilidade civil apurada judicialmente, podem ser aplicadas sanções administrativas estabelecidas nas demais leis que tratam de questões de privacidade e proteção de dados, conforme citado anteriormente. Essas sanções administrativas podem ser aplicadas por outras autoridades públicas, como o Ministério Público e órgãos de proteção ao consumidor. Assim, falhas de segurança e quaisquer outras falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, pagamento de indenizações, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base, e até a suspensão de suas atividades, o que poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, consequentemente, o valor de suas ações.

A incapacidade ou falha em proteger a propriedade intelectual da Companhia ou a violação, pela Companhia, à propriedade intelectual de terceiros pode ter impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

O sucesso da Companhia depende, em parte, de sua capacidade de proteger e preservar seus ativos passíveis de proteção por institutos de propriedade intelectual.

A Companhia acredita que suas marcas são ativos valiosos e importantes para seu sucesso e que problemas relacionados à propriedade intelectual podem afetá-la significativamente, de forma adversa. Eventos como o indeferimento definitivo de seus pedidos de registro de marca perante o Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), o uso sem autorização ou outra apropriação indevida das marcas registradas da Companhia podem diminuir o valor das marcas da Companhia ou sua reputação, de modo que a Companhia poderá sofrer impacto negativo em seus resultados operacionais.

Caso a Companhia não logre êxito em obter os registros pendentes, bem como proteger adequadamente seus ativos intangíveis, tal evento poderá gerar impactos adversos relevantes nos negócios, situação financeira,

4.1 Descrição dos fatores de risco

resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação e/ou negócios futuros da Companhia.

Adicionalmente, terceiros podem alegar que os produtos ou serviços prestados da Companhia violam seus direitos de propriedade intelectual. Além disso, a Companhia utiliza softwares licenciados de terceiros para prestar seus serviços, os quais podem não permanecer disponíveis para a Companhia e, portanto, podem ocasionar dificuldades no fornecimento dos serviços até que um software equivalente seja licenciado ou desenvolvido. Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de litígios sobre o assunto o que poderá afetar adversamente a situação financeira da Companhia.

Os ativos da Companhia podem estar sujeitos a perda de valor recuperável (impairment) e ajustes de valor de inventário.

Os ativos relacionados às atividades de óleo e gás são os mais relevantes da Companhia. Os investimentos associados às propriedades de óleo e gás incluem os direitos sobre propriedades em produção, em desenvolvimento e em estágio de prospecção, que são contabilizados pelo seu valor de custo.

A Companhia revisa e avalia seus ativos, para realizar testes de perda de valor recuperável (impairment) anualmente ou quando eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que os valores contábeis relacionados podem não ser recuperáveis, o que pode representar mais um risco. Os fluxos de caixa futuros são estimados com base na produção futura esperada, preços de óleo e gás, custos operacionais e custos de capital. Existem inúmeras incertezas inerentes à estimativa de reservas e de óleo e gás e essas diferenças entre as premissas da administração e as condições obtidas ao longo do estágio operacional podem ter um efeito relevante no futuro na posição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

Além disso, a depender das condições macroeconômicas globais, pode haver um risco em torno das avaliações das reservas da Companhia. As premissas utilizadas na avaliação das reservas da Companhia incluem estimativas de preços de óleo e gás que se esperam obter quando forem negociados. Se essas estimativas ou premissas forem imprecisas, a Companhia poderá ser obrigada a realizar ajustes por redução (write-down) do valor registrado de suas reservas, o que reduziria os resultados e a posição financeira da Companhia.

Falhas nos nossos sistemas, políticas e procedimentos de gestão de riscos e controles internos poderão afetar adversamente nossos negócios.

As nossas políticas e procedimentos para identificar, analisar, quantificar, avaliar, monitorar e gerenciar riscos podem não ser totalmente eficazes. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou serem suficientes contra riscos desconhecidos e/ou não mapeados e que poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas que utilizamos.

Outros métodos de gerenciamento de riscos adotados por nós que dependem da avaliação das informações relativas a mercados, clientes ou outros assuntos disponíveis ao público podem não ser precisos, completos, atualizados ou adequadamente avaliados.

As informações em que nos baseamos ou com que alimentamos ou mantemos os modelos históricos e estatísticos podem ser incompletas ou incorretas, o que poderá gerar um efeito adverso relevante sobre nossos negócios.

Se não formos capazes de manter nossos controles internos operando de maneira efetiva, poderemos não ser capazes elaborar nossas demonstrações e informações financeiras de maneira adequada, reportar nossos resultados de maneira precisa, prevenir a ocorrência de fraudes ou a ocorrência de outros desvios.

Dessa forma, futura falha ou a ineficácia nos nossos controles internos poderá gerar distorções nas demonstrações financeiras da Companhia ou ter um efeito adverso significativo em nossos negócios.

Futuras captações de recursos pela Companhia poderão resultar na diluição da participação de seus acionistas em seu capital social.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode precisar captar recursos adicionais no futuro e optar por captar tais recursos por meio da emissão pública de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações. Captações de recursos por meio de emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderão, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feitas com exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia, o que pode causar diluição em sua participação acionária percentual e patrimonial.

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de capitais brasileiro pode limitar substancialmente a capacidade de venda de ações ordinárias ao preço e tempo desejáveis pelos investidores.

O investimento em valores mobiliários negociados em países de economia emergente, tais como o Brasil, envolve frequentemente um maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados desenvolvidos. O mercado de capitais brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e geralmente mais volátil do que alguns mercados internacionais. Essas características podem limitar consideravelmente a capacidade do investidor de negociar as ações ordinárias da Companhia ao preço e no momento desejado, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre a cotação das ações ordinárias da Companhia.

Restrições à remessa de capitais para o exterior podem prejudicar a capacidade dos titulares das ações ordinárias da Companhia residentes no exterior em receber dividendos e distribuições relativas às receitas oriundas de alienação de sua participação.

O Governo Federal pode impor restrições temporárias sobre a conversão de moeda brasileira em moedas estrangeiras e à remessa para investidores estrangeiros dos resultados de seus investimentos no Brasil. A legislação brasileira permite ao Governo Federal impor essas restrições sempre que houver grave desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil ou razões para prever tal desequilíbrio. O Governo Federal impôs restrições a remessas por aproximadamente seis meses em 1990, podendo tomar medidas semelhantes no futuro. Restrições semelhantes, se impostas, poderão prejudicar ou impedir a conversão de dividendos, distribuições ou receitas decorrentes da alienação de ações ordinárias da Companhia de Reais para Dólares e a remessa de Dólares para o exterior.

Os acionistas da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o nosso estatuto social, devemos pagar aos nossos acionistas, no mínimo, 25% do seu lucro líquido anual, calculado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como a Companhia, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o conselho de administração informe à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com a situação financeira da Companhia. Se isso acontecer, os titulares das nossas ações ordinárias poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Por fim, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio prevista na legislação atual poderão ser revistas e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia e pelos nossos acionistas a título de participação nos nossos resultados.

A Companhia goza do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações. Segundo a legislação aplicável, na hipótese de existir lucro decorrente das operações incentivadas, o valor correspondente ao imposto de renda é creditado na conta “reserva de lucros – incentivos fiscais” e somente poderá ser utilizado para aumentar o capital ou absorver prejuízos e sujeito, ainda, ao cumprimento, por parte da Companhia, de todas as suas obrigações tributárias, não sendo possível a distribuição de lucros.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, o contrato de empréstimo celebrado pela Companhia e sua controlada Potiguar E&P, àquela data, sua subsidiária, atualmente extinta por incorporação pela PetroReconcavo S.A., com instituições financeiras, em 2 de dezembro de 2019 e aditado em 31 de março de 2021 e em 7 de junho de 2022 (Credit Agreement) restringe a distribuição de dividendos pela Companhia, entre outras, na hipótese do preço do Petróleo Brent ser inferior a US$ 45 bbl na data final do último trimestre de cada ano. Desta forma, a Companhia está sujeita a restrições à distribuição de dividendos, de modo que os acionistas da Companhia podem vir a não receber dividendos em decorrência dos referidos contratos financeiros. Para mais informações sobre nossos contratos financeiros ver item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

(b) Riscos Relacionados aos seus acionistas em especial os acionistas controladores

Não aplicável.

(c) Riscos Relacionados a suas controladas e coligadas

Eventual inadimplemento em decorrência da inobservância de obrigações assumidas pela Companhia em contratos financeiros pode acarretar o vencimento antecipado dessas obrigações bem como a excussão de ativos relevantes para a Companhia.

No presente momento, a Companhia possui participação de 100% no Capital Integralizado da SPE Tiêta LTDA. Em 2023, conforme divulgado em Fato Relevante, no âmbito da reorganização societária, a Companhia incorporou três de suas então subsidiárias, a Recôncavo E&P S.A., a SPE Miranga S.A. e a Potiguar E&P S.A.. Adicionalmente, ainda em 2023, a Companhia encerrou sua subsidiária Recôncavo América.

Para mais informações do endividamento da Companhia, ver item 2.1 (f) deste Formulário de Referência.

Possuímos participação em outras sociedades e dependemos de seus resultados financeiros para compor nossos resultados e patrimônios.

Possuímos participações diretas e indiretas em outras sociedades e o resultado dessas participações compõe os nossos resultados e patrimônio. Os resultados apresentados por estas sociedades podem ser impactados por uma piora nas condições setoriais e mercadológicas em suas respectivas operações, impactando nossos resultados consolidados. Não podemos garantir que receberemos quaisquer dividendos ou outras distribuições dessas sociedades ou que elas performarão de forma adequada e sustentável. Todos os fatores de risco apresentados neste Formulário de Referência também podem ser aplicáveis a nossa controlada.

Para mais informações vide também o fator de risco “A participação da Companhia em consórcios resulta em riscos adicionais, inclusive no que tange a potenciais problemas de ordem financeira e de relacionamento com os parceiros da mesma" e"As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos”, constantes deste item 4.1 deste Formulário de Referência.

(d) Riscos Relacionados a seus Administradores

A perda de membros da alta administração da Companhia, ou a incapacidade de atrair e contratar pessoal adicional para integrá-la, poderá ter um resultado substancialmente negativo sobre a Companhia.

A capacidade da Companhia de implementar sua estratégia depende, em larga escala, dos serviços prestados por sua alta administração. Os executivos seniores são responsáveis, em grande parte, pelo desenvolvimento da

4.1 Descrição dos fatores de risco

expertise da Companhia no setor, pela originação e avaliação de oportunidades de negócio, bem como pela condução dos investimentos e aquisições da Companhia. Se, por qualquer motivo, a Companhia vier a perder os membros de sua alta administração, poderá não ser capaz de atrair e contratar funcionários qualificados em sua substituição. A perda de qualquer dos membros de sua alta administração ou a impossibilidade de atrair e contratar outros funcionários para integrá-la poderá afetar adversamente os negócios da Companhia.

A política de remuneração dos executivos da Companhia está vinculada ao desempenho e à geração de resultados da Companhia, podendo assim levar os executivos a tomar decisões não alinhadas com a estratégia de longo prazo da Companhia.

A política de remuneração dos executivos da Companhia estávinculada a indicadores de desempenho, à geração de resultados e/ou à cotação das ações da Companhia. Essa estrutura pode levá-los a dirigir os negócios e atividades de maneira desalinhada à estratégia de longo prazo da Companhia, não coincidindo com os interesses dos seus acionistas que tenham uma visão de investimento de longo prazo em relação às ações de emissão da Companhia, o que pode impactar tais acionistas de maneira negativa.

Para mais informações sobre a remuneração dos executivos da Companhia, vide seção 8 deste Formulário de Referência.

(e) Riscos Relacionados a seus Fornecedores

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Historicamente, projetos de petróleo e gás natural apresentaram aumentos e excessos de custo de capital devido, dentre outros fatores, à indisponibilidade ou ao alto custo de equipamentos, materiais e pessoal essenciais e serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores, inclusive a conclusão de estimativas detalhadas de custo e de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de equipamentos e engajamento de fornecedores competentes. O desenvolvimento de projetos pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores comumente associados a projetos industriais de grande escala, tais como:

- Falta de equipamento, materiais e mão-de-obra;
- Oscilações nos preços de material de construção;
- Atrasos na entrega de equipamentos e materiais;
- Disputas trabalhistas;
- Acontecimentos políticos;
- Bloqueios ou embargos;
- Litígios;
- Condições climáticas adversas;
- Aumentos de custos imprevisíveis;
- Desastres naturais;
- Acidentes;
- Complicações imprevisíveis de engenharia;
- Incertezas ambientais ou geológicas;
- Epidemias ou pandemias; e
- Outras circunstâncias imprevisíveis.

Qualquer desses eventos ou outros acontecimentos imprevisíveis podem dar origem a atrasos no desenvolvimento e conclusão dos projetos da Companhia e excessos de custos, podendo resultar em efeito adverso relevante. Atrasos nos projetos podem adiar as receitas provenientes das operações. Além disso, custos excedentes significantes podem tornar o projeto economicamente inviável. Planos de Desenvolvimento também podem precisar ser alterados em decorrência de novas informações, acontecimentos ou em decorrência de

4.1 Descrição dos fatores de risco

decisões negociais. Quaisquer alterações podem ter um efeito material sobre os investimentos a serem feitos pela Companhia e sobre o cronograma associado ao desenvolvimento dos ativos da Companhia.

Atrasos na construção e comissionamento de projetos ou outras dificuldades técnicas podem resultar em atrasos na produção, além da necessidade de investimentos não previstos originalmente. Esses projetos podem exigir o uso de novas e avançadas tecnologias que podem ser onerosas para Companhia ou se tornarem obsoletas ou não efetivas. Essas incertezas e riscos operacionais associados ao desenvolvimento dos projetos podem causar um efeito material adverso nos negócios, nos resultados das operações ou na condição financeira da Companhia.

Os contratos celebrados com fornecedores podem não ser renovados, os preços cobrados podem ser elevados, e se não formos capazes de substituir o fornecedor em termos aceitáveis ou de modo algum, podemos não conseguir manter o prazo do desenvolvimento do projeto, bem como o custo previamente calculado.

Além disso, atividades de desenvolvimento e produção são geralmente descritas detalhadamente em planos e programas de trabalho preparados pelo concessionário de acordo com o previsto na regulação da ANP. Em quaisquer dos casos mencionados acima ou no caso de atrasos no cronograma, os concessionários serão obrigados a alterar os escopos dos planos e/ou programas já aprovados pela ANP e apresentar um plano ou programa revisado, descrevendo as alterações, sendo que tais planos e/ou programas deverão ser submetidos à ANP para nova aprovação. Discussões com a ANP relacionadas à esse tema podem consumir tempo e impactar as operações. Ademais, a falha do concessionário em apresentar tempestivamente planos ou programas de trabalho perante a ANP, bem como quaisquer falhas no cumprimento dos referidos planos ou programas de trabalho, levará a imposição de multas pela ANP e, em última instância, ao término do contrato de concessão, o que poderá afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

Dependemos de fornecedores de bens e serviços essenciais para nossas operações regulares e, como resultado, podemos ser adversamente afetados por falhas ou atrasos de tais fornecedores.

A Companhia conta com fornecedores de bens e serviços na operação e realização de seus projetos e poderá ser adversamente afetada por falhas ou atrasos de quaisquer fornecedores no cumprimento de suas obrigações contratuais.

A Companhia é suscetível aos riscos de desempenho e qualidade da sua cadeia de operação. Se os fornecedores atrasarem ou não entregarem os insumos para os projetos da Companhia, é possível que ela não atenda suas metas operacionais no prazo esperado. A Companhia pode, em última instância, precisar adiar um ou mais de seus projetos, o que pode causar um efeito adverso sobre seu resultado.

A Companhia pode ser adversamente afetada por práticas irregulares de seus fornecedores, inclusive em decorrência de responsabilização solidária por danos ambientais e relacionados à falha na proteção de dados pessoais por eles causados.

A Companhia não pode garantir que seus fornecedores não venham a apresentar problemas com questões trabalhistas ou relacionados à proteção ambiental e sustentabilidade, quarteirização da prestação de serviços ou da cadeia produtiva e condições de segurança impróprias, tratamento irregular de dados pessoais, ou mesmo que não venham a se utilizar dessas irregularidades para terem um custo mais baixo de seus produtos ou serviços.

Com relação às questões ambientais, na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade objetiva e solidária. Isto significa que a obrigação de reparar eventual degradação causada poderá afetar a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, bem como aqueles que se beneficiam da atividade desenvolvida independentemente da comprovação de culpa dos agentes envolvidos, o que poderá afetar adversamente os resultados e atividades da Companhia. A contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nos empreendimentos e atividades da Companhia, tais como, gerenciamento de áreas contaminadas, supressão de vegetação, construções ou disposição final de resíduos sólidos, não exime a responsabilidade da Companhia por eventuais danos ambientais causados pelos fornecedores contratados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Caso seus prestadores de serviço ou fornecedores causem danos ao meio ambiente, a Companhia poderá ser responsabilizada por tais danos, poderá ter sua imagem abalada e, como consequência, a percepção da Companhia no mercado pode ser adversamente afetada, com impacto no seu resultado operacional, bem como no valor das ações ordinárias da Companhia. No mesmo sentido, a Companhia pode, em determinadas circunstâncias que configurem sua culpa na escolha de fornecedores e prestadores de serviço, ser responsabilizada por infrações administrativas ambientais ou crimes ambientais cometidos por tais fornecedores e prestadores em conexão com as operações da Companhia, bem como pode ser responsabilizada por tratamento de dados em desconformidade com a legislação ou quando os fornecedores e prestadores sofrerem incidentes de segurança que afetem dados pessoais de titulares relacionados à Companhia, o que também poderá afetar adversamente os resultados e atividades da Companhia e causar impactos à sua reputação.

A utilização de colaboradores terceirizados pode implicar na assunção de obrigações de natureza trabalhista e previdenciária.

A utilização de mão-de-obra terceirizada pela Companhia pode implicar na assunção de contingências de natureza trabalhista e previdenciária. A assunção de tais contingências é inerente à contratação de terceiros, uma vez que pode ser atribuída à Companhia, na condição de tomadora de serviços de terceiros, a responsabilidade subsidiária pelos débitos trabalhistas e previdenciários dos empregados das empresas prestadoras de serviços, quando essas deixarem de cumprir com suas obrigações trabalhistas e previdenciárias, o que poderá afetar adversamente a situação financeira e os resultados da Companhia, bem como impactar negativamente sua imagem.

(f) Riscos Relacionados a seus Clientes

A receita da Companhia com a venda de Petróleo advém em grande parcela da Petrobras e Brava Energia

A receita da Companhia advém da venda de grande parcela do petróleo produzido em seus ativos para a Petrobras e Brava Energia por meio de contratos de compra e venda de petróleo, com preço calculado em dólares americanos, com base no valor do Brent DTD, e convertido para reais. As receitas provenientes desses contratos podem ser impactadas negativamente por rescisão antecipada, oscilações na demanda ou problemas na cadeia de produção. Tais fatores poderão alterar o fluxo de caixa da Companhia e seu planejamento estratégico.

A receita da Companhia com a venda de Gás Natural advém de contratos com distribuidores estaduais de gás canalizado para comercialização do gás seco e com distribuidores autorizados, a Petrobras e Brava Energia, para comercialização dos derivados de gás natural.

A receita da Companhia com a venda de gás natural produzido em seus ativos depende da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte, bem como a entrega a distribuidores de gás canalizado no Nordeste - como Potigás, Bahiagás, Sergás, Copergás, dentre outros - ou diretamente a clientes finais, em pontos específicos, com volumes e preços definidos em contratos próprios.

A comercialização ocorre por meio de contratos de compra e venda de gás natural, com preço calculado em dólares americanos, com base em valor pré- definido e/ou parcela variável indexada ao Brent e convertido para reais. Após o processamento, a Companhia ainda faz jus aos líquidos de gás natural provenientes da separação do gás seco, tendo como clientes a Petrobras, Brava Energia, a Copa Energia, a Nacional Gás Butano e a SuperGasBras, com condições contratuais de precificação específicas, com preço fixo ou atreladas ao preço do barril do petróleo.

As receitas provenientes desses contratos podem ser impactadas negativamente por rescisão antecipada, oscilações na demanda ou problemas na cadeia de produção. Tais fatores poderão alterar o fluxo de caixa da Companhia e seu planejamento estratégico.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Ainda, na hipótese de rescisão antecipada dos contratos de compra e venda de gás e petróleo, a Companhia pode não conseguir, dentro de um prazo adequado ou em nenhuma hipótese, encontrar destinação para a produção ao petróleo e gás produzido em seus ativos. Caso a Companhia não seja capaz de manter a Petrobras como compradora, ou caso não seja capaz de negociar condições favoráveis com esse cliente ou outro comprador interessado, seus resultados serão afetados de forma material e adversa. Para mais informações, vide item 1.3 deste Formulário de Referência.

No Brasil, a Petrobras é a principal fornecedora de óleos básicos, a principal distribuidora de combustível e a empresa dominante no setor de gás natural. No evento de interrupção significativa das suas atividades, nossas operações e vendas podem ser materialmente afetadas.

A Petrobras é a principal fornecedora de combustível no Brasil, e as políticas de distribuição por ela estabelecidas afetam diretamente a matriz energética brasileira. A Petrobras também foi e é objeto de investigações conduzidas pela Polícia Federal do Brasil, pelo Ministério Público Federal, bem como pela Securities and Exchange Commission (“SEC”) e pelo U.S. Department of Justice, relacionadas a denúncias de corrupção, as quais podem causar interrupção nas atividades da Petrobras. Uma eventual interrupção do nosso fornecimento à Petrobras pode acarretar a interrupção de parte das nossas vendas de petróleo e gás natural, e podemos não ser capazes de encontrar outro comprador ou de negociar em condições favoráveis. Qualquer interrupção das operações da Petrobras pode afetar imediatamente nossa capacidade de fornecer petróleo e gás natural, o que poderá impactar adversamente a Companhia.

(g) Riscos Relacionados aos setores da Economia nos quais a Companhia atue

A indústria do petróleo e do gás natural é altamente competitiva, inclusive nos processos de aquisições de novos ativos, podendo impactar de forma significativa nosso desempenho no futuro.

O setor internacional de petróleo e gás natural é altamente competitivo em todos os aspectos, incluindo no que se refere à aquisição de direitos de participação em concessão sobre blocos de exploração e campos produtores, o desenvolvimento de novas fontes de fornecimento, a distribuição e comercialização de derivados de petróleo e a contratação e manutenção de pessoal treinado. Podem existir certas companhias que desejem ou sejam capazes de pagar valores maiores do que a Companhia por propriedades e prospectos de petróleo e gás natural e de avaliar, ofertar e adquirir um número maior de propriedades e prospectos do que os recursos financeiros e humanos da Companhia permitem.

A habilidade em adquirir prospectos adicionais dependerá da capacidade da Companhia de avaliar e selecionar áreas adequadas, de financiar suas necessidades de investimentos e de realizar transações em um ambiente altamente competitivo. Ainda, há intensa competição por capital disponível para investimento na indústria do petróleo e do gás natural. Em decorrência desses e de outros fatores, a Companhia pode não conseguir competir com êxito em uma indústria altamente competitiva, o que poderá causar um efeito material adverso em seus resultados operacionais e condição financeira.

Os preços internacionais de referência do petróleo cru e gás natural e a demanda por esses produtos podem oscilar devido a fatores alheios ao controle da Companhia.

O preço mundial de petróleo e do gás natural tem apresentado elevada volatilidade ao longo dos últimos anos e está sujeito a fatores globais de oferta e demanda sobre os quais a Companhia não possui controle. Tais fatores incluem acontecimentos geopolíticos, especialmente em regiões relevantes para a produção, como Oriente Médio, Rússia, Venezuela e Estados Unidos, variações nos níveis de estoques de produtos de petróleo e gás natural, condições climáticas adversas e fenômenos meteorológicos, como tempestades e furacões, que afetam regiões como o Golfo do México, bem como alterações na demanda global, especialmente em países com forte crescimento econômico, como China e Índia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente fatores como instabilidade política e ameaça do terrorismo em determinadas regiões produtoras, bem comoo risco de que a oferta de petróleo cru e gás natural seja utilizada como instrumento de pressão geopolítica, podem impactar o mercado. Ademais, conflitos em regiões relevantes para a produção e o transporte de petróleo e gás natural, incluindo, mas não se limitando, às tensões no Oriente Médio e ao conflito na Ucrânia, país por onde passam importantes gasodutos que abastecem o continente europeu com o gás natural russo , podem afetar a oferta global de energia. As incertezas sobre capacidade de extração e distribuição de petróleo e gás natural da Rússia, associadas a eventuais retaliações de natureza comercial, podem impactar negativamente o preço das commodities energéticas.

O desenvolvimento de novas fontes de energia com potencial disruptivo e a consequente mudança na matriz energética, que possam substituir os combustíveis fósseis de forma mais acelerada do que o esperado, podem afetar o mercado e os preços do petróleo e gás natural.

A Companhia não pode prever o comportamento dos preços futuros de petróleo e gás natural. Eventual enfraquecimento da demanda global e outros fatores podem reduzir significantemente os preços das commodities. Alterações no preço do petróleo e do gás natural afetam diretamente a receita da Companhia.

Reduções nos preços do petróleo e do gás natural afetam negativamente a lucratividade da Companhia, a precificação de seus ativos e planos de investimento de capital, incluindo as despesas de capital previstas para suas atividades de produção de petróleo e gás. Uma redução significativa dos investimentos de capital da Companhia pode afetar negativamente a capacidade da Companhia de repor suas reservas de petróleo. Para mais detalhes, fazer referência ao item “(m) Riscos Macroeconômicos” abaixo.

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

Como petróleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta, desenvolvimento e aquisição de outras reservas. Caso a Companhia não adquira ou desenvolva novas reservas, ou caso a Companhia não consiga aumentar o crescimento da capacidade de produção de reservas conhecidas, especialmente em campos maduros, seus resultados, condição financeira e negócios serão adversa e materialmente afetados.

(h) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia Atue

Companhias de petróleo e gás natural no Brasil não são proprietárias de nenhuma das reservas de petróleo e gás natural.

Sob a lei brasileira, o Governo Federal detém todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, restando à concessionária apenas o petróleo e gás natural que ela produz. A Companhia e suas controladas, àquela data, suas subsidiárias, atualmente extintas por incorporação pela PetroReconcavo S.A., adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas nas áreas mencionadas no item 1.2, por meio da celebração de contratos de concessão com a ANP. Caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo a Companhia, de explorar e explorar essas reservas de petróleo e gás natural, o que deverá ser feito através de alteração do arcabouço legal atualmente em vigor, a capacidade de geração de receita pela Companhia seria afetada, o que teria um efeito material adverso sobre seus resultados operacionais e condição financeira.

Os contratos de concessão, por meio dos quais as companhias no Brasil são autorizadas a produzir petróleo e gás natural de diversos reservatórios, estão sujeitos, em determinadas circunstâncias, a hipóteses de término antecipado ou à não renovação da concessão.

Término antecipado

4.1 Descrição dos fatores de risco

Dentre as hipóteses de término antecipado dos contratos de concessão detidos pela Companhia podem-se citar: (i) descumprimento de qualquer das obrigações do concessionário que não seja corrigido dentro do prazo determinado pela ANP, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo, e (ii) falência do concessionário.

Caso haja o término antecipado de quaisquer dos contratos de concessão em decorrência das situações elencadas acima, não será devida pela ANP qualquer compensação e, ainda, poderão ser aplicadas multas ou outras penalidades à concessionária em determinadas situações, caso esta tenha dado causa à rescisão.

O término dos contratos de concessão dos quais a Companhia é parte pode ter um efeito material adverso em sua condição financeira e resultados operacionais. Para informações adicionais sobre os principais termos e condições dos contratos de concessão da Companhia, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

Não renovação da concessão

A duração total dos contratos de concessão é igual à soma do período decorrido desde a data de entrada em vigor do contrato de concessão até a declaração de comercialidade respectiva mais o período de 27 anos. A essa duração total se acrescentam automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados para as áreas de desenvolvimento de campos produtores.

No que se refere às concessões atreladas ao Polo Riacho da Forquilha, cuja concessionária é a PetroReconcavo S.A., os prazos de vencimento dos contratos são: (i) Vencimento em 2029: Asa Branca; (ii) Vencimento em 2032: Acauã; (iii) Vencimento em 2033: Jaçanã; (iv) Vencimento em 2034: Pardal e Fazenda Malaquias; (v) Vencimento em 2035: Pajeú; (vi) Vencimento em 2036: Leste de Poço Xavier | Poço Xavier, Fazenda Curral, Colibri, Cardeal, Brejinho | Fazenda Junco, Baixa do Algodão; (vii) Vencimento em 2037: Trinca Ferro; (viii) Vencimento em 2038: Patativa; (ix) Vencimento em 2039: Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso; (x Vencimento em 2040: Paturi e Maçarico; (xi) Vencimento em 2041: Sibite; (xii) Vencimento em 2043: Três Marias; (xiii) Vencimento em 2047: Cachoeirinha; (xiv) Vencimento em 2051: Sabiá Laranjeira, e (xv) Vencimento em 2052: Lorena, Livramento, Boa Esperança, Upanema, Varginha, Janduí, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Juazeiro | Baixa do Juazeiro.

No caso das concessões do Polo Remanso, cujo concessionário é a PetroReconcavo S.A., o término dos prazos dos contratos de concessão dos Campos de Acajá-Burizinho, Lagoa do Paulo Norte e Lagoa do Paulo Sul, está previsto para 2032 e, para o Campo Lagoa do Paulo, o término do contrato está previsto para 2031.

No que se refere à concessão referente ao campo de Juriti, cuja concessionária é a PetroReconcavo S.A., o término do contrato está previsto para 2033. No entanto, o campo está em processo de descomissionamento, com a consequente devolução da área à União.

No que se refere às 11 concessões da PetroReconcavo S.A., o campo de São Pedro possui prazo de vencimento do contrato para 2032, Fazenda Belém para 2037, Remanso e Mata de São João para 2038, Norte de Fazenda Caruaçu para 2040, Cassarongongo para 2045 e para os campos de campo de Canabrava | Brejinho, Gomo, Rio dos Ovos, Sesmaria e Rio Subaúma, o término do contrato está previsto para 2052.

Os campos de Apraiús, Biriba | Rio Pipiri, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Riacho São Pedro e Sussuarana possuem o prazo de vencimento dos contratos previsto para 2052.

Os campos de Tiê e Tartaruga possuem o prazo de vencimento dos contratos previsto para 2039 e 2040, respectivamente.

A ANP não está obrigada a aprovar pedidos da Companhia para extensão de nenhum dos contratos de concessão aos quais ela é signatária, podendo rejeitá-los na sua integralidade ou exigir modificações no relatório técnico-econômico e nos investimentos a serem feitos.

Em decorrência desses fatores, a Companhia pode não conseguir a renovação no prazo de vigências dos contratos de concessão relativo aos seus campos, o que poderá causar um efeito material substancialmente

4.1 Descrição dos fatores de risco

adverso em seus resultados operacionais e condição financeira.

As operações da indústria de petróleo e gás natural estão sujeitas a extensa regulamentação.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a extensa regulamentação e intervenção do Governo Federal em determinadas questões, tais como o interesse na concessão de produção ou permissão de cessão pelo concessionário, a imposição de obrigações específicas de perfuração e exploração, restrições à produção, controle de preços, tributação, necessária alienação de ativos e controle de moeda estrangeira ao longo do desenvolvimento, nacionalização e desapropriação ou cancelamento de direitos contratuais.

O cumprimento da regulamentação governamental pode acarretar gastos significativos, especialmente em casos que incluem, mas não se limitando: à obtenção de licenças de perfuração para condução das operações (caso existam ativos em seu portfólio que demandem tal tipo de licenciamento); à necessidade de se submeter a processos de individualização de produção (caso a produção se estenda para jazidas adjacentes); ao cumprimento das políticas de conteúdo local; e à tributação, em particular devido ao fato de as autoridades fiscais competentes continuarem a aprovar novas regras sujeitas a interpretações e eventuais litígios.

Sob essas leis e regulamentos, há responsabilidade potencial para danos pessoais, danos à propriedade e outros danos. A não observância a tais leis e regulamentos também pode resultar na suspensão ou término das operações e na sujeição a penalidades administrativas, civis e criminais. Além disso, tais leis e regulamentos podem ser alterados ou a autoridade fiscalizadora pode alterar sua interpretação com relação a estes, de forma a aumentar (ou eventualmente reduzir) substancialmente os custos.

Adicionalmente, as operações da Companhia também estão sujeitas a leis e regulamentos ambientais federais, estaduais e municipais. O poder público pode editar novas normas ambientais mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, o que pode provocar atrasos nos projetos da Companhia, fazer com que incorra em custos significativos para cumprir tais leis e regulamentos e outros custos, assim como proibir ou restringir severamente suas atividades em regiões ou áreas ambientalmente protegidas ou sensíveis.

Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, términos ou mudanças regulatórias podem ter um efeito material adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Para informações adicionais relativas aos “Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia”, vide item 1.6 deste Formulário de Referência.

Dificuldades em obter licenciamento ambiental podem sujeitar a Companhia a um aumento significativo de custos, o que pode afetar adversamente seus resultados.

Para o desenvolvimento e operação dos projetos da Companhia, é necessária a obtenção de licenças ambientais como: (i) Licença Prévia, que atesta a viabilidade ambiental de um determinado empreendimento, bem como a adequação da localidade escolhida para sua implantação; (ii) Licença de Instalação, que autoriza o início da implantação do projeto e das obras; e (iii) Licença de Operação, que permite a operação da atividade.

Como esse processo depende da aprovação dos órgãos ambientais, não conformidades com a legislação podem comprometer o regular andamento do processo de licenciamento ambiental, acarretando atraso na obtenção das licenças ou indeferimento dos pedidos de licenças, o que poderá gerar prejuízos decorrentes de alterações no fluxo de caixa e eventuais paralisações das atividades. Ademais, a qualquer momento do processo de licenciamento podem ser estabelecidas novas exigências pelo órgão ambiental, o que poderá inviabilizar economicamente os projetos.

A demora na emissão de licenças pelos órgãos ambientais pode postergar as campanhas de perfuração e impactar o crescimento da produção. Adicionalmente, as licenças e autorizações emitidas podem expirar e/ou não serem tempestivamente renovadas, comprometendo o prazo de implantação e/ou exploração dos ativos.

Caso haja descumprimento de condicionantes das licenças ambientais, a Companhia estará sujeita a responsabilização nas esferas criminal e administrativa, podendo haver imposição de sanções, como multas,

4.1 Descrição dos fatores de risco

apreensões, embargos e até mesmo a revogação e/ou suspensão da licença ambiental já obtida, além da obrigação de recuperar eventuais danos causados ao meio ambiente. Tais fatos podem impactar diretamente no regular exercício das atividades da Companhia, inclusive com risco de total paralisação, gerando um efeito adverso relevante sobre seus resultados econômicos, financeiros, além de abalos à sua imagem e reputação.

Além disso, a implementação, instalação e operação dos empreendimentos e projetos da Companhia estão sujeitas à fiscalização de órgãos governamentais, tais como órgãos ambientais e/ou Ministério Público. A não obtenção, atrasos na emissão, embargos de atividade ou cancelamento dessas licenças e/ou autorizações, por qualquer razão, inclusive por atuação do Ministério Público, poderá levar à interrupção ou cancelamento da implementação e/ou operação de seus empreendimentos e/ou projetos, o que poderá causar um impacto negativo adverso relevante sobre as atividades e negócios da Companhia.

Os custos relacionados ao descomissionamento e abandono dos ativos são desconhecidos e podem ser prejudiciais à capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios.

A Companhia é responsável pelos custos associados à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área, isto é, a todos os custos relativos ao “descomissionamento” de instalações utilizadas para a produção de reservas de petróleo e gás natural, especialmente porque sua estratégia se concentra na aquisição e desenvolvimento de campos maduros de hidrocarbonetos.

O uso de recursos financeiros para atender os custos de descomissionamento pode prejudicar a capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios. Além disso, a Companhia pode permanecer responsável por passivos oriundos de áreas em descomissionamento, mesmo após a venda ou a transferência dos ativos antes do final da produção, o que pode afetar adversamente sua condição financeira, resultados operacionais e perspectivas.

Os custos relacionados ao descomissionamento são difíceis de serem estimados podendo variar significativamente a depender da estratégia de desmobilização e de vários fatores externos à estratégia da Companhia. O prazo estimado para a implementação do descomissionamento depende de vários fatores e uma redução significativa nos níveis de produção ou nos preços das commodities e/ou um aumento nas despesas operacionais podem antecipar esse prazo.

Além disso, em determinados casos (como, por exemplo, na ocorrência de cessão ou início da produção de um ativo) a ANP poderá solicitar à Companhia a submissão de garantias relacionadas aos custos de descomissionamento. A ANP publicou, em setembro de 2021, a Resolução 854/2021 (“Resolução 854/2021), que regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias e instrumentos que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, indicando as modalidades de garantias que podem ser aceitas pela ANP, quais sejam: (i) carta de crédito; (ii) seguro garantia; (iii) penhor de petróleo e gás natural; (iv) garantia corporativa; e (v) fundo de provisionamento.

Há uma escassez de bancos capazes e dispostos a fornecer tais cartas de crédito, que podem exigir que a Companhia forneça *cash* colateral, o que pode levar a Companhia a se valer de outras formas de garantias aceitas pela ANP, conforme indicado acima.

A Companhia atualmente é responsáveis por todos os custos de descomissionamento e abandono relativos a todos os poços localizados nos campos objeto das concessões da Companhia de acordo com sua participação em cada campo.

A Companhia não pode garantir que eventuais custos de descomissionamento de seus ativos (ou de ativos em processo de aquisição) não irão exceder as suas expectativas e não venham a causar um efeito material adverso no negócio e no resultado da Companhia.

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou

4.1 Descrição dos fatores de risco

cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

As autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem nos afetar, eis que podem impactar o nosso negócio. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes, postergações de datas de vencimento de tributos e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, nossa carga tributária, o que pode restringir nossa capacidade de fazer negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa nossos negócios e resultados operacionais.

Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. No caso de as autoridades fiscais interpretarem as leis tributárias de maneira inconsistente com nossas interpretações, poderemos ser adversamente afetados, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

A título exemplificativo, existem discussões recentes sobre a possível instituição de novos tributos, tais como o empréstimo compulsório, o imposto sobre grandes fortunas e uma contribuição sobre transações financeiras.

Ainda, foi aprovada no Brasil a reforma tributária sobre o consumo, que promove uma mudança estrutural no sistema de tributação, com a substituição de tributos como PIS, COFINS, ICMS e ISS por um modelo de Imposto sobre Valor Agregado (IVA) dual, composto pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência compartilhada entre estados e municípios. Adicionalmente, a reforma prevê regimes específicos para determinados setores, como o de combustíveis. A implementação desse novo modelo ocorrerá de forma gradual, ao longo de um período de transição, podendo resultar em alterações na carga tributária, na sistemática de apuração e no cumprimento de obrigações acessórias. Caso haja mudanças na legislação e regulamentação aplicáveis, especialmente aquelas que alterem os tributos incidentes ou os incentivos fiscais e regimes especiais atualmente aplicáveis à Companhia, durante ou após seus prazos de vigência, tais mudanças poderão impactar direta ou indiretamente os negócios e resultados da Companhia.

Nós estamos sujeitos a fiscalizações pelas autoridades fiscais nas esferas federal, estadual e municipal. Como resultado de tais fiscalizações, as posições fiscais da Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais. A Companhia não pode garantir que constituirá ou manterá os provisionamentos para tais processos, nem que os provisionamentos existentes serão corretos, ou que não haverá identificação de exposição fiscal adicional, e que não será necessária constituição de reservas fiscais adicionais para qualquer exposição fiscal. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira.

As autoridades fiscais brasileiras intensificaram, recentemente, o número de fiscalizações. Existem diversas questões fiscais objeto de preocupação das autoridades brasileiras e com relação às quais as autoridades brasileiras regularmente fiscalizam as empresas, incluindo controle de estoque, despesas de amortização de ágio, reestruturação societária e planejamento tributário, entre outros. Quaisquer processos judiciais e administrativos relacionados a assuntos fiscais perante os tribunais, incluindo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("CARF") e tribunais administrativos estaduais e municipais, podem afetar negativamente a Companhia.

Além disso, os nossos resultados poderão ser adversamente impactados por modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil, bem como nas normas internacionais de relatório financeiro.

As práticas contábeis adotadas no Brasil são emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e as normas internacionais de relatório financeiro ("IFRS") são emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”). O CPC e o IASB possuem calendários para aprovação de pronunciamentos contábeis e IFRS, os quais poderão sofrer alterações a qualquer momento e sobre os quais não possuimos qualquer ingerência. Assim, não conseguimos prever quais e quando serão aprovados novos pronunciamentos contábeis ou novas IFRS que possam de alguma forma impactar as futuras demonstrações financeiras por nós elaboradas. Portanto, existe o risco de que as nossas futuras demonstrações financeiras sejam alteradas em razão de novos pronunciamentos

4.1 Descrição dos fatores de risco

contábeis previstos pelo CPC e normatizados pela CVM, bem como do IFRS emitidos pelo IASB, o que poderá afetar as demonstrações financeiras por nós elaboradas.

(i) Riscos Relacionados aos Países Estrangeiros onde a Companhia Atua

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não atua em países estrangeiros.

(j) Riscos Relacionados a Questões Sociais

Movimentos populares poderão afetar a ampliação das estações de petróleo e gás natural existentes, a instalação de novas estações de petróleo e gás natural e os cronogramas de intervenção e perfuração de poços, bem como o transporte de petróleo e a operação normal, afetando a rentabilidade da Companhia.

Movimentos populares e sindicais são ativos nas regiões em que a Companhia atua e podem se posicionar contrariamente à ampliação das estações de petróleo e gás existentes e futuras, aos cronogramas de intervenção e perfuração de poços, ao transporte de petróleo via caminhões e às operações normais no curso dos negócios da Companhia. Invasões e ocupações de instalações são práticas comuns entre os integrantes desses movimentos. Caso a Companhia enfrente tais movimentos populares, seus negócios e condições financeiras serão afetados adversamente.

As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação socioambiental, de segurança e de saúde, a qual pode se tornar mais rígida no futuro e causar um aumento das responsabilidades e gastos de capital, inclusive indenização e multas por dano socioambiental.

As atividades da Companhia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal, que poderá se tornar mais restritiva, bem como a normas de saúde e segurança ocupacional e a regulamentações técnicas e operacionais aplicáveis ao setor de petróleo e gás, incluindo aquelas emitidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e demais autoridades competentes.. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas, cíveis e criminais, bem como a restrições operacionais ou suspensão de atividades. Adicionalmente, a Companhia poderá estar sujeita à obrigação de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente, aos empregados próprios, aos terceirizados, aos superficiários e às comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente por suas atividades. Considerando a natureza objetiva da responsabilidade ambiental, o pagamento de sanções ou obrigações pela Companhia poderá significar uma redução dos fundos disponíveis à Companhia ou poderá representar um efeito adverso significativo sobre seu negócio. Caso não seja possível evitar, mitigar ou reparar danos ambientais, a Companhia poderá ser obrigada a pagar indenizações correspondentes a tais danos, ou mesmo a suspender suas operações. Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, em caso de ausência de recursos financeiros para assegurar eventual recuperação ambiental ou indenização de natureza ambiental, poderá ocorrer desconsideração da personalidade jurídica da Companhia, nos termos da legislação aplicável, de modo a permitir que a dívida alcance o patrimônio de integrantes do seu quadro social. O descumprimento de regulamentações socioambientais, de saúde e segurança pela Companhia pode causar impacto adverso em seus negócios, na sua reputação, no resultado de suas operações ou na sua condição financeira.

(k) Riscos Relacionados a Questões Ambientais

Podemos ser responsabilizados por passivos ambientais decorrentes da aquisição de ativos.

Eventual inexistência de licenças ambientais para a operação de determinada atividade e/ou falhas ou descumprimento de condicionantes ambientais podem sujeitar a Companhia à responsabilização ambiental nas

4.1 Descrição dos fatores de risco

esferas administrativa e criminal, além da obrigação de reparar eventuais danos causados, tanto ao meio ambiente quanto a terceiros, o que pode implicar em riscos operacionais, financeiros e reputacionais à Companhia.

A Companhia também não possui informações suficientes sobre a existência de passivos e contingências ambientais eventualmente existentes relativos aos ativos adquiridos, ou que podem vir a ser adquiridos de algum *player* do setor. Caso seja constatada a existência de danos ambientais, é possível que a Companhia seja acionada para repará-los, uma vez que a responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar eventual degradação ambiental causada, independe da demonstração de culpa, e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, bem como aqueles que se beneficiam da atividade desenvolvida, o que poderá trazer riscos financeiros e reputacionais à Companhia. Os deveres associados à recuperação de uma área degradada são considerados obrigações propter rem (obrigação que está sempre atrelada a um bem), de modo que novos proprietários de imóveis são responsáveis pela recuperação dos danos ambientais ocorridos em sua propriedade, independentemente de quem efetivamente os tenha causado. No caso de atividades onshore, os passivos ambientais oriundos das atividades desempenhadas nos campos podem recair sobre o novo operador (cessionário ou não), ainda que tenham ocorrido em momento anterior à transferência da concessão.

Dentre os passivos de natureza ambiental conhecidos nos ativos adquiridos, conforme indicado em estudos ambientais, haverá necessidade de intervenções, como remediação de áreas contaminadas e reposição florestal em áreas degradadas. Caso a Companhia não tome as providências recomendadas, poderá ficar sujeita a penalidades e sofrer impactos relevantes. Para mais informações sobre os passivos ambientais da Companhia, vide item 1.6 deste Formulário de Referência.

A não observância das leis e regulamentos ambientais pode resultar na obrigação de reparação de danos ambientais, na imposição de sanções administrativas e criminais e/ou em danos reputacionais

A não observância das leis e regulamentos ambientais por parte da Companhia pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza criminal e administrativa, bem como na obrigação de responder por prejuízos causados a terceiros, incluindo eventuais comunidades localizadas no entorno de áreas afetadas direta ou indiretamente, resultando em aumento de despesas, investimentos inesperados e risco à sua reputação. A ausência de responsabilidade em uma de tais esferas (i.e., civil, administrativa ou criminal) não isenta, necessariamente, o agente de responsabilidade nas demais, na medida em que são independentes. Considerando que há possibilidade de advir legislação ou regulamentação ambiental mais severa no decorrer do tempo, seja pela aprovação de novas normas ou por interpretações mais rígidas das leis e regulamentos existentes, a Companhia pode incorrer em despesas adicionais relativas a *compliance* ambiental, ter atrasos nos projetos ou dificuldade em obter todas as licenças e autorizações necessárias para a implantação de estruturas e/ou o desempenho de suas atividades.

Ademais, atrasos ou indeferimentos de licenças ou autorizações, bem como de pedidos de renovação, pelos órgãos ambientais licenciadores poderão afetar os resultados operacionais da Companhia de forma negativa.

Caso a Companhia falhe em cumprir a legislação ambiental pertinente às suas atividades, poderão estar sujeitas à aplicação de multas, embargo de obras e atividades cancelamento de licenças e à revogação de autorizações, bem como outras restrições, gerando impacto adverso sobre suas situações financeira e reputacional.

Um aumento no uso de fontes alternativas de energia pode afetar substancialmente a demanda por combustíveis fósseis.

É possível observar uma transformação na forma como se produz e consome energia no mundo. Essa transição energética para uma economia de baixo carbono envolve redução nas emissões de CO_2, aplicação de novas tecnologias para aumentar eficiência e produtividade e aumento do uso de outras fontes de energia, como eólica e solar.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Alterações na composição da matriz energética brasileira e o custo para uso de tais fontes alternativas de energia podem afetar a demanda por hidrocarbonetos e combustíveis fósseis, podendo impactar negativamente a Companhia.

Qualquer redução estrutural na demanda por petróleo e gás natural pode ter um impacto negativo sobre nossas receitas, afetando a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Além disso, um aumento significativo no fornecimento de eletricidade gerada a partir de combustíveis alternativos pode resultar na redução do preço da eletricidade para os usuários finais e afetar adversamente a demanda de gás natural como insumo.

A Companhia não pode garantir que aumentos futuros nos preços de energia elétrica, reduções nos preços dos combustíveis alternativos, incentivos para uso de fontes energéticas alternativas ou a geração de eletricidade a partir de tais fontes, não terão um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa da Companhia e seus resultados operacionais.

Além disso, o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias podem resultar em uma aceleração significativa na migração da composição da matriz energética brasileira. Não podemos prever quando novas tecnologias se tornarão disponíveis, o fluxo de migração e aceitação dessas novas tecnologias e os custos associados para tanto. Os avanços no desenvolvimento de fontes alternativas para a chamada “transição energética” podem reduzir significativamente a demanda por combustíveis fósseis, podendo gerar um efeito adverso relevante nos negócios e no desempenho financeiro da Companhia.

A legislação brasileira estabelece que poderá ser responsabilizado na esfera cível de forma objetiva aquele que direta ou indiretamente cause degradação ambiental ou aquele que se beneficie ou desenvolva a atividade causadora da degradação, impondo o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A Companhia pode, também, ser considerada responsável, inclusive criminalmente, pelos danos potenciais e riscos associados a irregularidades ambientais que ocorram em áreas de terceiros ou em áreas vizinhas às suas atividades e que tenham sido afetadas em razão da atividade da Companhia.

Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis para a reparação ou indenização de danos causados ao meio ambiente ou a terceiros. Nesse sentido, diretores, administradores, gerentes, acionistas, entre outros podem, juntamente com a pessoa jurídica, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir ou levar a Companhia a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre o fluxo de caixa, a imagem e os resultados da Companhia.

Podemos ser responsabilizados solidariamente pelos danos ambientais causados por nossos fornecedores e parceiros, o que poderá nos afetar adversamente.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente (Lei Federal nº 6.938/81). A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recuperação do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão. A responsabilidade civil ambiental é objetiva e solidária, o que significa dizer que a obrigação de reparar a degradação causada não depende da demonstração de culpa ou dolo, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade) e poderá afetar todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental ou se beneficiaram da atividade causadora do dano, incluindo fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os resultados e as atividades da Companhia. Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos nossos empreendimentos, atividades e consórcios não exime a Companhia de ser responsabilizada por eventuais danos ambientais causados pelos contratados. Caso a Companhia seja responsabilizada por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou

4.1 Descrição dos fatores de risco

fornecedores, poderá haver prejuízo financeiro que afete adversamente seus resultados. Em todos os casos, poderá haver desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação ou indenização de danos causados ao meio ambiente ou a terceiros. Nesse sentido, administradores, gerentes, diretores, acionistas, entre outros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

Decisões desfavoráveis em inquéritos, autos de infração e processos administrativos ou ações judiciais de natureza ambiental podem causar efeitos adversos para a Companhia

A Companhia é ré em processos e procedimentos administrativos e ações judiciais e poderá ser, no futuro, assim como seus administradores, ré em novos processos e procedimentos administrativos e ações judiciais que envolvam matéria ambiental. Os resultados desses processos podem ser desfavoráveis aos negócios e à imagem da Companhia, podendo resultar na suspensão de suas atividades até que sejam cumpridas as determinações administrativas e/ou judiciais ou mesmo impossibilitar a continuidade de determinado projeto.

A Companhia não pode garantir que as decisões destes processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que constituirá ou manterá provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia, que impeçam a realização dos seus negócios como inicialmente planejados ou que eventualmente alcancem valores substanciais e não tenham provisionamento adequado podem causar um efeito adverso nos negócios e na situação financeira da Companhia. Para mais informações, ver itens 4.4 a 4.7 deste Formulário de Referência.

(l) Riscos Relacionados a Questões Climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

As operações da Companhia estão expostas à possibilidade de perdas por desastres naturais, catástrofes, acidentes, incêndios e outros eventos que não estão no controle da Companhia e que podem afetar negativamente sua reputação e seu desempenho financeiro, assim como por condições climáticas adversas, efeitos das mudanças climáticas e outros fatores fora do controle da Companhia, além de riscos de perfuração, produção e outros riscos operacionais, que podem afetar negativamente suas operações.

As atividades da Companhia podem estar sujeitas a riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos decorrentes de condições climáticas adversas, eventos climáticos extremos ou alterações nos padrões climáticos, que podem afetar, direta ou indiretamente, suas operações, ativos, logística, infraestrutura de apoio e demais atividades.

Parte desses riscos pode se refletir nos riscos operacionais inerentes ao setor de petróleo e gás natural já descritos neste Formulário de Referência, em especial no fator de risco “Os negócios da Companhia envolvem incertezas e riscos operacionais que podem nos impedir de obter lucro e nos causar importantes perdas”, incluindo eventuais impactos sobre produção, ativos, logística, continuidade operacional, custos e obrigações regulatórias.

Adicionalmente, a Companhia pode estar sujeita a riscos de transição associados à evolução da agenda climática e à transição para uma economia de menor intensidade de carbono, incluindo mudanças regulatórias, novas exigências ambientais, alterações nas condições de mercado, maior seletividade de investidores e financiadores e mudanças na percepção de determinados stakeholders em relação ao setor de petróleo e gás natural.

A eventual materialização desses riscos pode resultar em custos adicionais, necessidade de adequação de operações ou processos, restrições operacionais, comerciais ou financeiras e impactos reputacionais, podendo afetar adversamente os negócios, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Acordos governamentais internacionais, novas tendências do mercado de energia ou mudanças climáticas poderão afetar as atividades operacionais ou os resultados da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

As atividades da Companhia estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, convenções internacionais e exigências relacionadas com a proteção do meio ambiente. Convenções internacionais poderão introduzir restrições às atividades petrolíferas. Com a crescente ação global para abrandar as alterações climáticas, novas abordagens regulatórias para redução de emissões de gases associados às atividades de produção de petróleo e gás podem ser desenvolvidas, podendo exigir que a Companhia incorra em custos significativos, que podem ter um impacto negativo na lucratividade dos seus projetos, além de gerar incertezas e exposições a riscos financeiros, operacionais e de reputação, impactando diretamente os resultados financeiros da Companhia.

Exigências de sustentabilidade e divulgação ESG podem afetar o modelo de negócio e o valor da Companhia.

A Companhia está sujeita a crescentes exigências regulatórias e de mercado relacionadas à sustentabilidade e à divulgação de informações ESG, incluindo normas como IFRS S1 e IFRS S2. A adoção e a conformidade com essas exigências podem demandar investimentos adicionais em processos, controles, sistemas e governança, além de aumentar os custos relacionados à coleta, validação e reporte de informações.

Adicionalmente, tais exigências podem ampliar o nível de acompanhamento por parte de investidores, reguladores e demais stakeholders, especialmente considerando a atuação da Companhia no setor de petróleo e gás natural.

A evolução das expectativas do mercado quanto ao desempenho e à transparência em sustentabilidade pode afetar a reputação da Companhia, bem como sua capacidade de acessar capital e financiamento em condições favoráveis.

Não há garantia de que a Companhia conseguirá se adaptar de forma tempestiva ou eficiente a essas exigências, o que pode afetar adversamente seus negócios, resultados operacionais e condição financeira.

(m) Riscos Macroeconômicos

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o coronavírus (COVID- 19) e varíola dos macacos (monkeypox), pode levar a uma maior volatilidade no mercado decapitais global e resultar em pressão negativa sobre a economia mundial e a economia brasileira, impactando o mercado de negociação das ações de emissão da Companhia.

Em função dos efeitos ocasionados pela pandemia do Covid-19 e pela guerra de preços entre os principais produtores mundiais de petróleo, apesar do crescimento de 6% (5,3 milhões de barris/dia) em comparação com 2020, o consumo mundial de petróleo permaneceu 3,7 milhões de b/d abaixo dos níveis de 2019, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2022.

Surtos de doenças que afetam o comportamento das pessoas, como coronavírus (COVID-19), a varíola dos macacos (monkeypox), o Zika, o Ebola, a gripe aviária, a febre aftosa, a gripe suína, a Síndrome Respiratória no Oriente Médio ou MERS e a Síndrome Respiratória Aguda Grave ou SARS, podem ter impactos adversos relevantes no mercado de capitais global, nas indústrias mundiais, na economia mundial e brasileira, nos resultados da Companhia e nas ações de sua emissão.

Ainda, cabe destacar que qualquer surto de doença que afete o comportamento das pessoas, como a COVID-19 e a varíola dos macacos (monkeypox), pode ter impacto adverso relevante nos mercados, principalmente no mercado acionário. Por conseguinte, a adoção das medidas descritas acima aliadas às incertezas provocadas pelo surto do COVID-19, provocaram um impacto adverso na economia e no mercado de capitais global, incluindo no Brasil, inclusive causando oito paralisações (circuit-breakers) das negociações na B3 durante o mês de março de 2020.

As ações de emissão da Companhia podem apresentar uma maior volatilidade, impactando os seus investidores de maneira negativa. Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos mundiais pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores

4.1 Descrição dos fatores de risco

mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, o que pode afetar adversamente o preço de mercado de tais valores mobiliários e também pode dificultar o acesso ao mercado de capitais e financiamento das operações da Companhia no futuro em termos aceitáveis.

O Governo Federal exerceu e continua exercendo significativa influência na economia brasileira.

As condições políticas e econômicas afetam diretamente os negócios da Companhia e podem afetá-la adversamente. Políticas macroeconômicas impostas pelo Governo Federal podem ter impactos significativos sobre as companhias brasileiras, inclusive sobre nós, bem como nas condições de mercado e preços de valores mobiliários no Brasil. O Governo Federal tem frequentemente modificado as políticas monetárias, de crédito, fiscal, entre outras para influenciar a condução da economia do Brasil. As ações do Governo Federal para controlar a inflação envolveram, por vezes, o controle de salários e preços, a restrição ao acesso a contas bancárias, o bloqueio de contas bancárias, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre importações e exportações de mercadorias.

A Companhia não tem qualquer controle ou forma de prever quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá tomar no futuro, nem pode fazer qualquer previsão nesse sentido. Os negócios, situação financeira, resultados operacionais e perspectivas da Companhia, bem como o preço de mercado de suas ações poderão ser prejudicados pelas alterações da política pública nas esferas federal, estadual e municipal, que afetem: inflação; flutuações nas taxas de câmbio; controles de câmbio e restrições sobre remessas para o exterior (incluindo no que diz respeito ao pagamento de dividendos; taxas de juros; liquidez de mercados nacionais financeiros, de crédito e capital; expansão ou contração da economia brasileira, conforme medida pelas taxas de crescimento do PIB; políticas fiscais; e outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetam o Brasil). Medidas e políticas governamentais para combater a inflação, em conjunto com a especulação pública sobre tais políticas e medidas, muitas vezes tiveram efeitos adversos sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica no Brasil e o aumento da volatilidade do mercado de ações brasileiro. As medidas do governo brasileiro para controlar a inflação geralmente envolveram controles de preços e salários, desvalorizações cambiais, controles do fluxo de capital, limites sobre as importações e outras ações. Se a inflação aumentar a uma taxa maior que a das vendas líquidas da Companhia, os seus custos poderão aumentar e as suas margens operacionais e líquidas diminuirão. Adicionalmente, intervenções do governo na Petrobras, incluindo alterações no alto escalão da administração da Petrobras, podem impactar negativamente o mercado em geral e a Companhia em particular.

Outras políticas e medidas adotadas pelo governo brasileiro, incluindo ajustes das taxas de juros, intervenção nos mercados de câmbio ou ações para ajustar ou fixar um valor do real, bem como intervenções governamentais podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de suas ações ordinárias.

Instabilidade política tem afetado adversamente a economia brasileira, o que poderá afetar os negócios e resultados operacionais da Companhia, bem como o preço de negociação de suas ações.

O ambiente político brasileiro tem influenciado e continua influenciando o desempenho da economia do país e a confiança de investidores e do público em geral, resultando em desaceleração econômica e aumento da volatilidade nos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

Além disso, qualquer dificuldade do governo federal em conseguir maioria no congresso nacional poderia resultar em impasse no Congresso, agitação política e manifestações massivas e/ou greves que poderiam afetar adversamente as operações da Companhia. Incertezas em relação à implementação, pelo novo governo, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como à legislação pertinente, podem contribuir para a instabilidade econômica. Essas incertezas e novas medidas podem aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros.

O Presidente do Brasil tem poder para determinar políticas e expedir atos governamentais relativos à condução da economia brasileira e, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo os da Companhia. A Companhia não pode prever quais políticas o Presidente irá adotar, muito menos se

4.1 Descrição dos fatores de risco

tais políticas ou mudanças nas políticas atuais poderão ter um efeito adverso sobre nós ou sobre a economia brasileira.

O Brasil experimentou uma elevada instabilidade econômica e política, além de uma maior volatilidade, como resultado de várias investigações do Ministério Público Federal, da Polícia Federal, da CVM e de outras entidades públicas brasileiras, responsáveis pelas investigações de corrupção. Além disso, certas entidades estrangeiras, como o DoJ e a SEC, também conduziram suas próprias investigações. Essas investigações impactaram negativamente a economia e o ambiente político brasileiro e contribuíram para o declínio da confiança do mercado no Brasil. Além disso, elas podem levar a novas alegações e acusações contra funcionários do Governo Federal e Estadual e a executivos da indústria brasileira.

O potencial desdobramento das investigações de corrupção é incerto e possui um impacto adverso na percepção da economia brasileira, no ambiente político e no mercado de capitais brasileiro. A Companhia não controla e não é capaz de prever se tais investigações de corrupção levarão a uma futura instabilidade política e econômica, ou que novas alegações contra funcionário do Governo Federal surgirão no futuro ou afetarão adversamente a Companhia.

O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, particularmente em países de economia emergente e nos Estados Unidos, China, no Oriente Médio e em países da União Europeia podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das ações de emissão da Companhia.

O valor de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras pode ser influenciado, em diferentes medidas, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, China, no Oriente Médio, em países da União Europeia, em países da América Latina e outros de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países, inclusive efeitos da COVID-19, causou, diante da perspectiva que envolveu os contornos do evento, efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros, em especial, aqueles negociados em bolsa de valores. Potenciais crises nos Estados Unidos, China, no Oriente Médio e União Europeia, ou nos países de economia emergente podem, dependendo da dimensão de seus efeitos, reduzir, em certa medida, o interesse dos investidores nos valores mobiliários dos emissores brasileiros, inclusive os valores mobiliários de emissão da Companhia, tal como verificado na recente tensão política entre Estados Unidos e Irã.

Os preços das ações na B3, por exemplo, são historicamente afetados por determinadas flutuações nas taxas de juros vigentes nos Estados Unidos, bem como pelas variações dos principais índices de ações norte- americanos. Isso poderia, de alguma maneira, e em medida dificilmente mensurável por qualquer agente de mercado, prejudicar o preço das ações de emissão da Companhia, além de dificultar ou impedir totalmente seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro em termos aceitáveis, ou sob quaisquer condições.

Não só a economia brasileira, mas também a de outros países, pode ser afetada de forma geral pela variação das condições econômicas do mercado internacional, e notadamente pela conjuntura econômica dos Estados Unidos, China, Oriente Médio e União Europeia. Ainda, eventuais reduções na oferta de crédito e a deterioração das condições econômicas em outros países, incluindo a crise da dívida que afeta alguns países da União Europeia, podem, em alguma medida, prejudicar os preços de mercado dos valores mobiliários brasileiros de maneira geral, inclusive das ações de emissão da Companhia. Adicionalmente, o risco de default de países em crise financeira, dependendo das circunstâncias, pode reduzir a confiança dos investidores internacionais e trazer volatilidade para os mercados.

Além do mais, a Companhia pode ter impactos materialmente adversos em seus negócios como resultado do impacto econômico global de uma pandemia, incluindo qualquer recessão, desaceleração econômica ou aumento nos níveis de desemprego que ocorreu ou pode ocorrer no futuro. Assim, uma eventual recessão e/ou desaceleração econômica global, inclusive em decorrência dos efeitos da guerra entre Rússia e Ucrânia e as tensões no Oriente Médio, podem afetar negativamente a economia brasileira e por sua vez levar a uma menor atividade comercial e de consumo.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, a Companhia está sujeita a impactos decorrentes da tensão política entre os Estados Unidos, Irã e Iraque, bem como demais conflitos correlatos no Oriente Médio. Caso haja uma escalada nas tensões e sanções entre os Estados Unidos, Irã, Iraque, e possivelmente, países europeus, o preço do petróleo poderá aumentar, afetando assim o mercado de commodities e de energia no Brasil e no mundo, o que poderá elevar os custos operacionais da Companhia e as despesas dos consumidores e, portanto, afetar adversamente os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia.

Além disso, a ação militar das forças russas na Ucrânia em fevereiro de 2022 aumentou as tensões entre a Rússia e os Estados Unidos, a Organização do Tratado do Atlântico Norte - OTAN, a União Europeia e o Reino Unido. Os Estados Unidos e outros países impuseram, e podem impor ou manter, sanções financeiras e econômicas e podem adotar controles de exportação contra certas organizações e/ou indivíduos russos, com ações similares implementadas ou planejadas pela UE, o Reino Unido e outras jurisdições. Veja o item "Os negócios da Companhia podem ser afetados por eventos políticos, guerras, terrorismo e outras incertezas geopolíticas, tais como o conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia" para maiores detalhes sobre os impactos do conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia.

Por fim, essas tensões podem gerar uma instabilidade política e econômica ao redor do mundo, impactando o mercado diretamente o mercado de ações.

Os negócios da Companhia podem ser afetados por eventos políticos, guerras, terrorismo e outras incertezas geopolíticas

A guerra, o terrorismo e outras incertezas geopolíticas causaram e podem causar danos ou perturbações à economia e ao comércio em uma base global ou regional, o que pode ter um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, seus clientes e as empresas com as quais fazem negócios.

Atualmente, os mercados globais continuam operando em um ambiente de incerteza econômica, volatilidade e eventuais interrupções, em decorrência de conflitos geopolíticos e tensões internacionais,. Embora a duração e o impacto do conflito militar em curso sejam altamente imprevisíveis, o conflito na Ucrânia e quaisquer outras tensões geopolíticas podem ter um efeito adverso sobre a economia e a atividade comercial em todo o mundo e levar a isso:

- distorções nos créditos e no mercado de capitais;
- volatilidade significativa nos preços das *commodities*;
- aumento dos custos de recursos para a operação da Companhia;
- instabilidade cambial;
- aumento das taxas de juros e da inflação nos mercados; e
- crescimento global mais baixo ou negativo.

Além disso, a prévia junção da Rússia à Criméia, o recente reconhecimento de duas repúblicas separatistas nas regiões de Donetsk e Luhansk da Ucrânia e as subsequentes intervenções militares na Ucrânia levaram à imposição de sanções e outras penalidades pelos Estados Unidos, União Européia e outros países contra a Rússia, Belarus, a Região de Criméia da Ucrânia, a chamada República Popular de Donetsk e a chamada República Popular de Luhansk, incluindo o acordo para remover certas instituições financeiras russas do sistema de pagamento da Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication ("SWIFT"). Potenciais propostas e/ou ameaças de sanções e penalidades adicionais estão sendo discutidas. As ações militares russas, as sanções resultantes e os ataques de combate e retaliação russa (incluindo ataques cibernéticos e espionagem) poderiam afetar negativamente a economia global e os mercados financeiros e levar a maior instabilidade e falta de liquidez nos mercados de capital. O impacto dessas medidas, é atualmente desconhecido, e estas medidas, atuais e futuras, poderiam afetar adversamente seus negócios, condição financeira e resultados de operações.

Os riscos geopolíticos e econômicos também aumentaram nos últimos anos, como resultado das tensões comerciais entre os Estados Unidos e a China, Brexit, e o aumento do populismo. Tensões crescentes podem

4.1 Descrição dos fatores de risco

levar, entre outros, a uma desglobalização da economia mundial, um aumento do protecionismo ou barreiras à imigração, uma redução geral do comércio internacional de bens e serviços e uma redução na integração dos mercados financeiros, o que poderia afetar adversamente os negócios da Companhia.

Qualquer queda adicional no rating de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço de negociação das ações ordinárias da Companhia, bem como o rating das debêntures emitidas pela Companhia.

Os ratings de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários, os ratings emitidos pela Moody's Local Brazil em relação às Emissões de Debêntures da Companhia, bem como, a percepção de rendimentos necessários na emissão futura de dívidas nos mercados de capitais. Agências de rating avaliam regularmente o Brasil e seus ratings soberanos, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de alterações em qualquer um desses fatores. O Brasil perdeu grau de classificação da sua dívida soberana nas três principais agências de classificação de risco baseadas nos EUA: Standard & Poor's, Moody's e Fitch.

- Em setembro de 2015, a Standard & Poor's reduziu o rating de crédito soberano do Brasil para grau de investimento inferior, de BBB- para BB +, citando, entre outras razões, a instabilidade geral no mercado brasileiro causada pela interferência do governo brasileiro na economia e dificuldades orçamentárias. A Standard & Poor's rebaixou novamente o rating de crédito do Brasil em fevereiro de 2016, de BB + para BB, e manteve sua perspectiva negativa sobre o rating, citando uma piora na situação de crédito desde o rebaixamento de setembro de 2015. Em janeiro de 2018, a Standard & Poor's reduziu seu rating para o BB com uma perspectiva estável, tendo em vista as dúvidas em relação aos esforços de reforma das aposentadorias e eleições presidenciais deste ano. Em fevereiro de 2019, a Standard & Poor's manteve seu rating em BB-/B, reafirmando a perspectiva estável avaliada em 2018.
- Em dezembro de 2015, a Moody´s colocou os ratings Baa3 do Brasil em análise, citando tendências macroeconômicas negativas e uma deterioração das condições fiscais do governo. Posteriormente, em fevereiro de 2016, a Moody's rebaixou os ratings do Brasil para abaixo do grau de investimento, para Ba2 com perspectiva negativa, citando a perspectiva de deterioração adicional no serviço da dívida do Brasil em um ambiente negativo ou de baixo crescimento, além de desafiar a dinâmica política. Em abril de 2018, a Moody's manteve o rating de crédito do Brasil em Ba2, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável, o que manteve em setembro de 2018, citando expectativas de novos cortes nos gastos do governo.
- A Fitch também rebaixou o rating de crédito soberano do Brasil para BB + com perspectiva negativa em dezembro de 2015, citando o déficit orçamentário em rápida expansão do país e a recessão pior que a esperada e fez um rebaixamento ainda maior em maio de 2016 para BB com perspectiva negativa, que manteve em 2017 e rebaixou para BB- em fevereiro de 2018. Em agosto de 2018, a Fitch manteve seu rating em BB-, mas mudou sua perspectiva de negativa para estável. Em maio de 2019, a Fitch manteve e reafirmou a perspectiva dada anteriormente.
- A Fitch manteve a classificação de crédito soberano do Brasil em BB- mudando a perspectiva de estável para negativa em maio de 2020, citando a deterioração do cenário econômico e fiscal brasileiro e o risco de que cada um deles possa piorar devido à incerteza política reiniciada, além das incertezas quanto à duração e intensidade da pandemia da COVID-19.
- A Fitch manteve a classificação de crédito soberano do Brasil em BB- mantendo a perspectiva negativa em dezembro de 2021, citando incertezas fiscais, elevada inflação e volatilidade do real, pesando sobre a economia em 2022 e aumentando o risco de uma recessão total, enquanto os custos de empréstimos soberanos mais altos, juntamente com um déficit primário mais elevado, levarão a uma deterioração renovada das finanças públicas em 2022.
- Em 2024, o Brasil manteve a classificação de crédito soberano como 'BB' pela Fitch Ratings, com Perspectiva Estável. A agência confirmou este rating em 27 de junho de 2024. A Fitch afirmou que o país vinha obtendo melhora de suas notas pelas agências de rating nos últimos anos. Em seguida, em outubro 2024, foi a vez da Moody's melhorar o rating soberano do Brasil, de Ba2 para Ba1. Com isso, na escala da Moody's, o Brasil ficou distante apenas um degrau da faixa de baixo risco de crédito.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Em 2025, o Brasil manteve classificação de crédito soberano abaixo do grau de investimento pelas principais agências de rating. A Fitch Ratings manteve o rating do país em 'BB', com Perspectiva Estável, enquanto a Moody's atribuiu rating 'Ba1', mantendo o Brasil um nível abaixo do grau de investimento em sua escala.

Qualquer rebaixamento adicional dos ratings de crédito soberano do Brasil poderia aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, aumentar o custo futuro da emissão de dívida e afetar adversamente o preço de negociação de nossas ações ordinárias e a percepção do risco inerente às debêntures emitidas pela Companhia, levando a um rebaixamento do rating destas.

***Flutuações na troca de moeda estrangeira em transações comerciais da Companhia podem afetar negativamente seus resultados financeiros*.**

A moeda brasileira sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar dos EUA e outras moedas estrangeiras nas últimas décadas. A desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e aumentos nas taxas de juros, que afetam negativamente o crescimento da economia brasileira, resultando em efeitos adversos e materiais sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Também restringe o acesso aos mercados financeiros internacionais e determina as intervenções do governo, inclusive por meio de políticas recessivas. Além disso, a desvalorização do real frente ao dólar norte-americano pode levar a uma redução do consumo e a um crescimento econômico mais lento. Por outro lado, a valorização do real frente ao dólar e de outras moedas estrangeiras pode resultar no agravamento da balança comercial brasileira, bem como na desaceleração do crescimento das exportações. Dependendo das circunstâncias, a desvalorização ou apreciação do real pode ter um efeito material e negativo sobre o crescimento da economia brasileira, bem como sobre os negócios da Companhia. Para mais informações, ver item 4.3 deste Formulário de Referência.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2 DESCRIÇÃO DOS 5 (CINCO) PRINCIPAIS FATORES DE RISCO

A Companhia apresenta abaixo os cinco principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no item 4.1 deste Formulário de Referência, independentemente da categoria em que estejam inseridos:

- *A Companhia pode não conseguir executar ou obter os benefícios esperados de seus planos de crescimento por meio de crescimento orgânico ou aquisições e tentativas de implementação de sua estratégia de crescimento podem afetar adversamente a Companhia. Ainda, reorganizações societárias que poderemos promover após tais aquisições em nossas sociedades podem apresentar riscos que poderão afetar adversamente as nossas operações e receitas.*
- *O escoamento e transporte dos hidrocarbonetos produzidos pela Companhia envolvem riscos que podem resultar em acidentes e custos operacionais que poderão afetar os resultados operacionais, fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia.*
- *Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.*
- *As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação socioambiental, de segurança e de saúde, a qual pode se tornar mais rígida no futuro e causar um aumento das responsabilidades e gastos de capital, inclusive indenização e multas por dano socioambiental.*
- *A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança poderá resultar em acesso indevido a informações confidenciais ou sensíveis e, consequentemente, em danos financeiros e reputacionais à Companhia, afetando adversamente seus resultados.*

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3 DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS RISCOS DE MERCADO

Risco de taxa de câmbio

Durante o exercício de 2025, 97% (2024, 98%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de sua controlada estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento. No caso do petróleo, as receitas se referem à venda atrelada ao preço do Brent, cotado em dólares norte-americanos. Para o gás natural e seus derivados, as receitas estão vinculadas tanto a contratos atrelados ao preço do Brent, como a contratos com preços fixos e variáveis em dólares. Os únicos contratos de venda, nesse período, cuja precificação se encontravam em reais se referiam à venda de GLP.

A Controladora, nos dias 4 de junho de 2024, 11 de outubro de 2024, 17 de junho de 2025 e 18 de dezembro de 2025 realizou, respectivamente, sua 1ª,2ª, 3ª e 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em uma operação casada com a aquisição de Instrumentos derivativos de SWAP cambial (ver nota explicativa n° 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia de 2025).

O Grupo possui registrado na rubrica de valores a pagar por aquisições, parcelas diferidas/contingentes de aquisições de ativos cujo valor está atrelado ao dólar norte-americano. Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo havia reconhecido um passivo total de US$ 3,559 milhões (R$ 18,515 milhões) referente ao valor remanescente da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural no Rio Grand do Norte.

O Grupo mantém aplicações financeiras em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

	Controladora					
Em 31/12/2025 - Saldos	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Alta do US$	5,50	901.381	900.988	1.126.726	1.352.072
Passivo						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US$	5,50	18.515	18.508	23.144	27.773
Debêntures	Alta do US$	5,50	2.953.830	2.952.541	3.692.287	4.430.745
Efeito líquido no resultado	Alta do US$			903	(517.741)	(1.035.483)

	Consolidado					
Em 31/12/2025 - Saldos	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Alta do US$	5,50	1.081.996	1.081.526	1.352.497	1.622.996
Passivo						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US$	5,50	18.515	18.508	23.144	27.773
Debêntures	Alta do US$	5,50	2.953.830	2.952.541	3.692.287	4.430.745
Efeito líquido no resultado	Alta do US$			825	(472.587)	(945.174)

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

(a) A taxa de conversão (R$ para US$) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável foi obtida no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar no Sistema de Expectativas de Mercado para dezembro de 2025. Em 31 de dezembro de 2025 a taxa era de R$ 5,5024.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre o real. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do câmbio) sobre o dólar efetivo de 31 de dezembro de 2025.

(c) A emissão das debêntures ocorreu em uma operação casada à aquisição dos Instrumentos Financeiros de SWAP, e por esse motivo, todo o efeito desse derivativo é refletido nessa dívida.

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade da Companhia, e sua controlada, virem a incorrer em perdas por flutuações nas taxas de juros aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (empréstimos e debêntures) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, vinculadas à variação do CDI. Possui também exposição a variações na taxa de juros nos Estados Unidos para a parcela do caixa investida em moeda estrangeira.

	Controladora					
Em 31/12/2025- Saldos	Risco	Taxa (a)	Cenário Contábil	Cenário Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	196.043	220.058	218.098	210.747
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,50%	477.121	493.820	489.987	485.698
Efeito líquido no resultado				(5.847)	(11.640)	(23.281)

	Consolidado					
Em 31/12/2025- Saldos	Risco	Taxa (a)	Cenário Contábil	Cenário Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	12,25%	272.419	305.790	303.066	292.851
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	3,50%	657.736	680.757	675.473	669.561
Efeito líquido no resultado				(8.120)	(16.128)	(32.256)

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas no Banco Central do Brasil e em relatórios macroeconômicos de instituições financeiras de primeira linha.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre as taxas. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do índice) sobre a taxa efetiva de 31 de dezembro de 2025.

Risco dos preços das *commodities*

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Durante o exercício de 2025, 75% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2024, 77%).

Vale ressaltar que, a partir de 2022, novos contratos de gás natural foram assinados, e, muitos deles não possuem relação direta ao preço do petróleo. Além disso, boa parte dos demais contratos de gás, ainda que vinculados ao preço petróleo, possuem preço mínimo pré-definido. Como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia mantinha diversos contratos de “hedge”, tendo protegido um volume de aproximadamente 183 mil barris em NDF e 1.110 mil barris no Collar (totalizando 23%% da produção líquida de petróleo do exercício) no exercício de 2025 (Em 2024, 941 mil barris, 25% da produção líquida de petróleo do exercício) a um preço médio nas NDFs de US$65,20/bbl e no Collar Put de US$64,89/bbl e Call US$89,41/bbl em 31 de dezembro de 2025 (Em 2024, US$58,10/bbl).

	Consolidado					
	Risco	Preço (a)	Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Óleo	Baixa do Brent	60,30	1.917.506	1.666.481	1.438.176	958.784
Receita operacional bruta - Gás	Baixa do Brent	60,30	1.202.684	1.191.220	1.176.595	1.146.883
Receita de Prestação de Serviços líquida	Baixa do Brent	60,30	36.537	36.537	36.537	36.537
Instrumentos financeiros - Hedge	Baixa do Brent	60,30	882	2.498	73.220	221.779
Total			3.157.609	2.896.736	2.724.528	2.363.984
Provável efeito no resultado				(260.872)	(433.080)	(793.625)

	Controladora					
	Risco	Preço (a)	Cenário Contábil	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta - Óleo	Baixa do Brent	60,30	1.477.881	985.069	869.124	559.420
Receita operacional bruta - Gás	Baixa do Brent	60,30	1.195.597	1.184.133	1.169.508	1.139.797
Receita de Prestação de Serviços líquida	Baixa do Brent	60,30	36.537	36.537	36.537	36.537
Instrumentos financeiros - Hedge	Baixa do Brent	60,30	882	2.498	73.220	221.779

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Total	2.710.898	2.208.237	2.148.389	1.957.532
Provável efeito no resultado		(502.660)	(562.508)	(753.365)

(a) Os preços das commodities utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas na agência de precificação de commodities ICE, e representam a média dos próximos 12 meses.

(b) Os cenários consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% sobre a média do preço do Brent demonstrados no cenário contábil.

A política da Companhia e sua controlada é a de contratar contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities. Em 2025, foram contratados novos hedges no formato Collar e NDF para que a Companhia continue protegida em relação as flutuações de preços.

As tabelas a seguir descrevem os contratos a termo de commodity em aberto no final do exercício de 2025, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “hedge”. Os contratos a termo de commodity estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 15):

Controladora e Consolidado			
NDF	**Preço médio (US$/bbl)**	**Quantidade (bbl)**	**Valor Justo (R$ Mil)**
	31/12/2025	**31/12/2025**	**31/12/2025**
Menos de 3 meses	**64,22**	**270.000**	**5.407**
De 3 a 6 meses	**63,88**	**273.000**	**5.408**
De 6 a 12 meses	**61,85**	**914.000**	**8.033**
Total	**-**	**1.457.000**	**18.848**

Controladora e Consolidado				
Zero Cost Collar	**Preço médio (US$/bbl)**		**Quantidade (bbl)**	**Valor Justo (R$ Mil)**
	31/12/2025	**31/12/2025**	**31/12/2025**	**31/12/2025**
	Put	**Call**		
Menos de 3 meses	**60,00**	**69,75**	**360.000**	**2.949**
De 3 a 6 meses	**60,00**	**69,75**	**364.000**	**5.317**
De 6 a 12 meses	**60,00**	**69,75**	**368.000**	**6.274**
Total	**-**	**-**	**1.092.000**	**14.540**

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4 PROCESSOS NÃO SIGILOSOS RELEVANTES

Até a data de protocolo do presente Formulário de Referência, a Companhia não possui processo judicial não sigiloso e relevante, mas figura no polo passivo em 3 (três) processos administrativos sancionadores instaurados pela ANP, relativos ao suposto descumprimento da obrigação de conteúdo local pela antiga operadora de concessões que foram adquiridas pela Companhia. Os valores envolvidos nesses processos são: (i) R$ 36.145.322,30 (trinta e seis milhões, cento e quarenta e cinco mil, trezentos e vinte e dois reais e trinta centavos) corrigidos pelo IGP-M de março de 2019 a março de 2026; (ii) R$ 5.749.353,99 (cinco milhões, setecentos e quarenta e nove mil, trezentos e cinquenta e três reais e noventa e nove centavos) corrigidos pelo IGP-M de setembro de 2024 a março de 2026; e (iii) R$ 9.369.647,49 (nove milhões, trezentos e sessenta e nove mil, seiscentos e quarenta e sete reais e quarenta e nove centavos) corrigidos pelo IGP-M de setembro de 2024 a março de 2026, todos com prognóstico de perda possível, sendo que no processo com valor de no valor R$ 36.145.322,30 (trinta e seis milhões, cento e quarenta e cinco mil, trezentos e vinte e dois reais e trinta centavos), a Companhia ajuizou ação anulatória. Adicionalmente, a Companhia é parte em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, cível, trabalhista e regulatória, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota, que não são considerados relevantes. Nossas provisões são registradas conforme os regramentos contábeis, com base na análise individual de cada processo por nossos advogados internos e externos, sendo constituídas provisões para processos avaliados por nossos consultores jurídicos (internos e externos) como processos com chance de perda provável.

A SPE Tiêta Ltda., subsidiária da Companhia, figura no polo passivo de 2 (dois) autos de infração no valor total de R$ 42.668.469,25 (quarenta e dois milhões, seiscentos e sessenta e oito mil, quatrocentos e sessenta e nove reais e vinte e cinco centavos) corrigidos pelo IGP-DI, desde a data de assinatura do Contrato em agosto de até o fevereiro de 2026 e as vendedoras da SPE Tiêta se obrigaram a indenizar a Companhia no caso de a SPE Tiêta ter de efetuar algum desembolso pelo pagamento das multas cobradas pela ANP e com isso apresentou uma fiança bancária no valor de R$ 41.254.000,00 e se obrigaram a depositar mensalmente, em conta caução, o valor da correção monetária também pelo índice IGP-DI.

Para os fins deste item, foram considerados individualmente processos em que nós figuramos como parte e que (i) possam vir a impactar de forma significativa o nosso patrimônio ou negócios ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a nossa imagem.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5 VALOR TOTAL PROVISIONADO DOS PROCESSOS NÃO SIGILOSOS RELEVANTES

Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Até a data de protocolo do presente Formulário de Referência, a Companhia não possui processo judicial não sigiloso e relevante.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6 PROCESSOS SIGILOSOS RELEVANTES

	Procedimento Arbitral
a. Análise do Possível Impacto para a Companhia e suas Controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado pela própria Companhia, que tramita perante a Câmara de Comércio Internacional (CCI) para discussão sobre contratos de compra e venda de gás natural, onde a Companhia requer que seja declarada a regularidade e validade das operações realizadas nos contratos, reconhecendo a inexistência de débitos e a existência de créditos a seu favor. O procedimento é confidencial e está em estágio inicial, já tendo sido constituído o Tribunal Arbitral, assinada a Ata de Missão. Apresentadas Alegações Iniciais e respostas às Alegações Iniciais com pedido contraposto. A Requerente e a Requerida, conjuntamente, requereram a suspensão da arbitragem com o objetivo de instaurar procedimento de mediação voltado à resolução consensual da disputa.
b. Valores envolvidos	Os pedidos reconvencionais apresentados somam R$ 316.479.047,99, atualizados até 14/03/2024 com base na variação do IGP-M e, acrescido dos encargos moratórios de 1% ao mês *pro rata die.*

4.7 Outras contingências relevantes

4.7 OUTRAS CONTINGÊNCIAS RELEVANTES

A Companhia celebrou Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta com a 2ª Promotoria de Justiça da Comarca de Catu, Bahia, com a finalidade de respeitar os níveis de ruídos dispostos nas Leis Municipais n. 249/2008 e 251/2008, e se comprometeu a partir da assinatura do referido termo a cessar suas atividades causadoras de emissão de sons e ruídos na Estação GOMO, acima dos níveis toleráveis ao bom convívio e a saúde da vizinhança e previstos em lei, bem como se comprometeu a regularizar a situação de outras estações de petróleo, onde funcionam bombas alternativas de transferência de fluido, e a monitorar periodicamente as estações supracitadas, de forma a garantir que as mesmas operem dentro do limites máximos de emissão de sons previstos nas leis municipais supracitadas, devendo elaborar relatórios de monitoramento e encaminhar aos órgãos competentes, sempre que demandados pelo órgão municipal de fiscalização ambiental ou pelo Ministério Público. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada. Eventual descumprimento do Termo de Compromisso pode sujeitar a Companhia a multa de até R$ 5.000,00 (cinco mil reais) por cada infração cometida, sem prejuízo das penalidades previstas na legislação aplicável.

A Companhia celebrou Termo de Ajuste de Conduta com o Ministério Público de Trabalho com o objetivo de fixar obrigações de fazer e não fazer, bem como a fixação de *astreintes* em caso de descumprimento, cujas obrigações assumidas são: (i) a contratação de pessoas com deficiência ou beneficiários reabilitados em número suficiente para atingir a cota prevista na Lei 8.213/91; (ii) a manutenção da quantidade de pessoas com deficiência ou reabilitados pelo INSS, de modo que não fique aquém do percentual fixado na Lei 8.213/91; e (iii) dispensa de empregado integrante da cota legal somente após a contratação de substituto. Enquanto não cumpridas as obrigações anteriores, a Companhia se compromete a realizar cursos semestrais de capacitação de pessoas com deficiência para o mercado de trabalho, providenciar os suportes individualizados que atendam as necessidades específicas para a realização do trabalho, disponibilizando os recursos de tecnologia assistiva, garantir que a divulgação de vagas e seleção para contratações de pessoas com deficiência ou reabilitados sejam acessíveis a todos os tipos de deficiência assegurando que ocorram em variadas funções e setores, a fim de evitar a segregação de pessoas com deficiência ou reabilitados em uma única área ou setor. Em caso de descumprimento das obrigações previstas no TAC, será imposta multa no valor de R$ 5.000,00 por obrigação descumprida e por empregado que deixar de ser contratado ou for dispensado sem a contratação de substituto. A Companhia está cumprindo a obrigação pactuada com a realização de diversas adequações às suas instalações para atender às necessidades específicas para a realização do trabalho e já realizou alguns cursos de capacitação de pessoas, conforme compromissada no TAC em questão, bem como está contratando a empresa Inklua Serviços para Inclusão de PCD Ltda. que irá atuar como *headhunter* na busca por este tipo de profissional para a Companhia.

A Companhia celebrou Termo de Ajuste de Conduta com o Ministério Público de Trabalho com o objetivo de fixar obrigações de fazer e não fazer, bem como a fixação de astreintes em caso de descumprimento, cujas obrigações assumidas são: (i) ADOTAR medidas de proteção para o trabalho em máquinas e equipamentos da Sonda de Produção Terrestre – PR-02, capazes de garantir a saúde e a integridade física dos trabalhadores; (ii) INSTALAR a redundância nos dispositivos responsáveis pela prevenção de partida inesperada ou pela função de parada relacionada à segurança da Sonda de Produção Terrestre – PR-02, conforme a categoria de segurança requerida, o circuito elétrico da chave de partida de motores de máquinas e equipamentos deve: a) possuir estrutura redundante; b) permitir que as falhas que comprometem a função de segurança sejam monitoradas; e c) promover dimensionamento adequado de acordo com o estabelecido pelas normas técnicas nacionais vigentes e, na ausência ou omissão destas, pelas normas técnicas internacionais;

(i) INSTALAR sistemas de segurança na Sonda de Produção Terrestre – PR-02 que devem ser selecionados e instalados de modo a atender aos seguintes requisitos: a) ter categoria de segurança conforme prévia análise de riscos prevista nas normas técnicas oficiais vigentes; b) estar sob a responsabilidade técnica de profissional legalmente habilitado; c) possuir conformidade técnica com o sistema de comando a que são integrados; d) instalação de modo que não possam ser neutralizados ou burlados; e) manterem-se sob vigilância automática, ou seja, monitoramento, de acordo com a categoria de segurança requerida, exceto para dispositivos de segurança exclusivamente mecânicos; e f) paralisação dos movimentos perigosos e demais riscos quando ocorrerem falhas ou situações anormais de trabalho; (iv) ADOTAR uma das seguintes medidas adicionais de proteção coletiva para

4.7 Outras contingências relevantes

impedir a partida da máquina enquanto houver pessoas nessa zona: a) sensoriamento da presença de pessoas; (Incluído pela Portaria MTB 98/2018) b) proteções móveis ou sensores de segurança na entrada ou acesso à zona de perigo, associadas a rearme ("reset") manual; ou c) instalar um sistema de segurança redundante no controle do equipamento utilizado no auxílio de movimentação vertical de cargas (Catarina), que limite os movimentos ascendentes. Estes dispositivos, um eletrônico e um mecânico (aplicação de redundância), devem causar a parada completa do equipamento (atuação pneumática e mecânica), sempre que este estiver próximo à zona de risco; (v) SUBMETER as máquinas e equipamentos da Sonda de Produção Terrestre – PR 02 a manutenções na forma e periodicidade determinada pelo fabricante, por profissional legalmente habilitado ou por profissional qualificado, conforme as normas técnicas oficiais as normas técnicas internacionais aplicáveis; (vi) REGISTRAR em livro próprio, ficha ou sistema informatizado as manutenções na Sonda de Produção Terrestre – PR 02, com os seguintes dados: a) intervenções realizadas; b) data da realização de cada intervenção; c) serviço realizado; d) peças reparadas ou substituídas; e) condições de segurança do equipamento; f) indicação conclusiva quanto às condições de segurança da máquina; e g) nome do responsável pela execução das intervenções; e (vii) ELABORAR procedimentos de trabalho e segurança, específicos e padronizados, a partir da análise de risco da Sonda de Produção Terrestre – PR 02. Em caso de descumprimento das obrigações previstas no TAC, será imposta multa no valor de R$10.000,00 (dez mil reais) por obrigação descumprida. A Companhia já cumpriu com todas as obrigações assumidas no TAC, tendo adequado a sua Sonda a todas as obrigações impostas pelo MPT.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5.1 DESCRIÇÃO DO GERENCIAMENTO DE RISCOS E RISCOS DE MERCADO

(a) Política Formalizada de Gerenciamento de Riscos

A Companhia adota uma Política de Gerenciamento de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021 e 28 de abril de 2021.

Ressalta-se que a Política de Gerenciamento de Riscos, bem como o Código de Ética e Conduta, o Programa de Integridade, a Política de Proteção de Dados Pessoais e Política sobre Patrocínio e Doações e as demais políticas e regimentos estão disponíveis no website:

https://ri.petroreconcavo.com.br/governanca-corporativa/estatuto-e-politicas-e-codigos/

(b) Objetivos e Estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos

A política tem por objetivo estabelecer princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observados no processo de gestão dos riscos da Companhia, de forma a possibilitar a adequada identificação, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação à administração em tempo adequado para tomada de decisões, minimizando seu impacto através de seus controles internos e adequada governança de riscos.

(i) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os riscos descritos abaixo:

Riscos de Capital Humano: relacionados à gestão de pessoas da Companhia, abrangendo as relações com empregados e terceiros que prestem serviços à Companhia.

Riscos de *Compliance* e Regulatórios: relacionados ao cumprimento de normas e legislação, considerando leis aplicáveis ao setor de negócios da Companhia e outras legislações. Dentre eles, podemos citar: atividades executadas em desacordo com políticas, normas e procedimentos da Companhia, falha no monitoramento de alteração/criação de leis e regulamentações, sanções/multas devido à transmissão de informações incorretas para órgãos regulatórios, fraude por substituição ou inclusão de pagamentos e/ou despesas pessoais, dentre outros.

Risco de Conformidade: decorre de questionamentos jurídicos referentes às transações da organização, que podem gerar perdas ou contingências não previstas quando da realização de alguma transação comercial, como documentação das transações incorretas, descumprimento da legislação vigente, novas leis, decisões judiciais, análise de processos e defesas inadequadas, dentre outros.

Riscos de Continuidade do Negócio: são os riscos que podem surgir com a falha na identificação e Gerenciamento de Riscos, como o *Cross-default* ou vencimentos antecipados por descumprimento de cláusulas, ações de marketing, demanda de mercado, participação de mercado (*market share*), relacionamento com cliente, por admissões em desacordo com o perfil do negócio, em razão de manifestações coletivas (greves/paralisações), dentre outros.

Risco Estratégico: são aqueles associados ao alcance dos objetivos pretendidos conforme a estratégia definida pela companhia, sendo avaliados no desenvolvimento do planejamento estratégico da organização, como por exemplo, o desenvolvimento de competências tecnológicas para aumentar o desempenho do negócio.

Risco Financeiro: estão relacionados com a gestão e controles eficazes dos meios financeiros da organização e com os efeitos de fatores externos como, por exemplo, disponibilidade de crédito, taxas de câmbio, movimentos das taxas de juro, commodities, ações, derivativos, de liquidez, de hedge, de inadimplência e outros. Os Riscos Financeiros são compostos por:

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- **Mercado**: decorre da possibilidade de perdas que podem ser ocasionadas por mudanças no comportamento das taxas de juros, do câmbio, dos preços das ações e dos preços de commodities;
- **Crédito**: definido como a possibilidade de perda resultante da incerteza quanto ao recebimento de valores pactuados com tomadores de empréstimos, contrapartes de contratos ou emissões de títulos;
- **Liquidez**: possibilidade de perda decorrente da incapacidade de realizar uma transação em tempo razoável e sem perda significativa de valor ou a possibilidade de falta de recursos para honrar os compromissos assumidos em função do descasamento entre os ativos e passivos.

Risco Mercadológico: está associado a riscos externos à vontade da Companhia, que não dependem de como ela se organiza internamente e de como implementa as ações para evitar tais riscos, como oscilação dos preços de petróleo e seus derivados, condições de mercado (níveis de oferta e demanda), condições econômicas e de mercados internacionais, dentre outros.

Risco Operacional: é a possibilidade de perda resultante de processos internos, pessoas e sistemas inadequados ou falhos, ou de eventos externos, tais como falhas de equipamentos, de má administração e funcionários desqualificados, de obsolescência de equipamentos, de erro não intencional, de fraude, de produtos e serviço, sistêmico, de concentração (operacional), de imagem, de catástrofe.

Risco de Segurança da Informação: está associado a perda ou compartilhamento de dados de clientes e da Companhia como roubo de dados, compartilhamento indevido de dados, espionagem industrial, *phishing*, quebra de senha, *ransomware*, entre outros.

Riscos de Sustentabilidade: Riscos relacionados a questões ambientais e à ação da natureza, como a contaminação de água e solo, vazamentos, explosões, liberações de gases inflamáveis e/ou explosivos, incêndios, vazamentos de insumos tóxicos, entre outros.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

Os riscos são avaliados conforme metodologia definida pela Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos. Uma vez identificados, os riscos são catalogados e classificados de acordo com seu impacto e grau de maturidade dos controles. Os riscos recebem classificação de grau baixo, moderado, alto e extremo.

Durante todas as etapas do processo de gerenciamento de riscos a comunicação deve atingir todas as partes interessadas, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado. Informações relevantes devem ser identificadas e coletadas, abrangendo dados produzidos internamente, informações sobre eventos, atividades e condições externas, que possibilitem o gerenciamento de riscos e a tomada de decisão. A sua comunicação deve ser tempestiva e fluir em todos os sentidos.

Nesse sentido, a Companhia possui um Canal Transparência, externo e independente, onde denúncias podem ser realizadas de forma confidencial e anônima. De modo a garantir que as denúncias sejam realizadas, a Companhia proíbe e não tolera qualquer retaliação ou ameaça de ação de retaliação contra qualquer pessoa que relate uma possível violação à lei, regulamento ou política da Companhia.

Adicionalmente, todo processo de gerenciamento de riscos é monitorado, avaliando-se a presença e o funcionamento de seus componentes ao longo do tempo. Essa tarefa deve ser realizada mediante atividades contínuas de monitoramento e avaliações independentes, cujo alcance e a frequência sejam definidos pela Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos. As deficiências no gerenciamento de riscos identificadas serão relatadas ao Comitê de Auditoria.

As atividades contínuas de monitoramento serão realizadas pelos gestores e pela Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos e as avaliações independentes pela Área de Auditoria Interna, conforme responsabilidades dispostas abaixo.

A Companhia investe fortemente em segurança da informação e cibersegurança. Nos últimos anos, aprimoramos nossa estrutura de controles, processos e tecnologias a partir da identificação de vulnerabilidades, gaps de

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

auditoria e oportunidades de melhoria. Como resultado, implementamos políticas e procedimentos alinhados à ISO 27001, além de soluções especializadas como SOC, proteção cibernética em múltiplas camadas com tecnologia XDR (Extended Detection and Response), análise contínua de vulnerabilidades por meio de pentests, gestão de identidades e acessos, segregação de funções e monitoramento de eventos de segurança. Também ampliamos a conscientização dos colaboradores por meio de campanhas internas, treinamentos, trilhas obrigatórias e simulações de ataques de phishing. Nosso modelo de controle de acesso assegura que as permissões sobre informações confidenciais sejam concedidas, revisadas e monitoradas de forma adequada, em conformidade com as responsabilidades das áreas envolvidas e com foco na mitigação de riscos.

Elaboramos um plano de backup abrangente de nossos dados críticos em caso de incidentes ou desastres. O plano de backup inclui a identificação de ativos digitais importantes, a definição de frequências de backup adequadas e a seleção de métodos e tecnologias de armazenamento confiáveis. Utilizamos backups diferenciais e completos, armazenando-os em locais seguros e geograficamente separados, para aumentar a resiliência do nosso sistema de recuperação de dados.

Para garantir a eficácia do nosso plano de backup e a capacidade de restaurar rapidamente as operações em caso de uma falha, realizamos testes de restauração regularmente, estabelecendo um RTO (Recovery Time Objective) de 4 horas. Isso significa que, em caso de um incidente, nossa meta é restaurar os sistemas críticos e dados essenciais dentro de 4 horas.

Para conscientizar nossos colaboradores sobre segurança cibernética, adotamos diversas medidas que incluem a veiculação de mensagens e informações importantes em diversos canais de comunicação interna. Além disso, investimos continuamente no desenvolvimento de nossos colaboradores por meio de programas abrangentes de conscientização em segurança cibernética, utilizando a plataforma EAD da PetroReconcavo. Nela, disponibilizamos conteúdo instrutivo, como vídeos didáticos e avaliações interativas, focados em temas cruciais para a proteção de dados. Adicionalmente, realizamos mensalmente simulações de Phish Threat em todas as contas, a fim de identificar áreas em que os funcionários possam estar vulneráveis e reeducá-los. Com essas abordagens educacionais, buscamos garantir que nossos colaboradores estejam bem-informados e capacitados para lidar com ameaças no ambiente de trabalho.

Além disso, a Companhia estabeleceu normativos internos de privacidade, proteção de dados e segurança da informação, assim como procedimentos que garantem a efetividade da proteção de dados. Como parte dessa iniciativa, a Companhia desenvolveu um mapeamento dos dados tratados e riscos envolvidos em suas atividades, criou o seu Comitê de Segurança da Informação e nomeou um Encarregado de Proteção de Dados. A Companhia também oferece treinamentos aos seus colaboradores para familiarizá-los com as normas vigentes. Em seus sites, a Companhia disponibiliza avisos de privacidade com informações claras, precisas e facilmente acessíveis sobre o tratamento de dados pessoais de cada categoria de titular aplicável, além de mecanismos que permitem aos titulares o exercício de seus direitos previstos na LGPD. A Companhia revisa e atualiza periodicamente as práticas implementadas no contexto da proteção de dados para melhoria contínua.

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura do gerenciamento de riscos envolve todas as áreas da Companhia e deve seguir os princípios éticos, valores e cultura da Companhia.

A Companhia entende que para alcançar os seus objetivos está exposta a inúmeros riscos, que devem ser gerenciados por cada área, a comando do seu respectivo líder, com responsabilidades claramente definidas para os diversos níveis organizacionais:

Conselho de Administração: (a) definir a estratégia da Companhia para atendimento de seus objetivos de negócio; (b) definir e revisar periodicamente o apetite a risco na condução dos negócios da Companhia; (c) aprovar a aceitação dos riscos classificados como “Alto” e “Extremo”; (d) aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos, assim como suas revisões; (e) supervisionar, com suporte dos comitês estatutários, a efetividade da estrutura e do processo de Gerenciamento de Riscos; (f) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos são suficientes ao desempenho de suas

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

funções; e (g) assegurar autonomia operacional ao Comitê de Auditoria Estatutário, aprovando orçamento próprio destinado a cobrir despesas com seu funcionamento.

Comitê de Auditoria Estatutário: (a) avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras; (b) acompanhar as atividades da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos; (c) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia; (d) avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas; (e) possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; (f) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controles internos, Gerenciamento de Riscos e *compliance*; (g) avaliar e discutir o plano anual de trabalho dos auditores independentes e encaminhá-lo para a apreciação do Conselho de Administração; (h) acompanhar e supervisionar as atividades de controles internos, de auditoria interna e de elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, inclusive propondo ao Conselho de Administração a necessidade de revisão da Política de Gerenciamento de Riscos: (i) monitorar a qualidade e a integridade: (1) dos mecanismos de controles internos, (2) das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras da Companhia, e (3) das informações e mediações divulgadas com base em dados contábeis ajustados e em dados não contábeis que acrescentem elementos não previstos na estrutura dos relatórios usuais das demonstrações financeiras; (j) avaliar, ao menos anualmente, se a estrutura e orçamento da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos são suficientes ao desempenho de suas funções; e (k) divulgar as atividades reportadas pela área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos ao Conselho de Administração.

Diretoria: (a) identificar Riscos preventivamente e fazer sua necessária gestão, avaliando a probabilidade de ocorrência e adotando medidas para sua prevenção e minimização; (b) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Médio” ao Diretor Presidente; (c) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Baixo”; (d) implementar controles internos incluindo políticas, normas e limites de alçada; (e) validar os Riscos inerentes à operação da Companhia levando em consideração sua relevância e sua probabilidade de ocorrência; (f) contribuir para elaboração do relatório de Riscos; (g) comunicar, no menor prazo possível, a área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos sobre Riscos não identificados, sejam eles novos ou não; e (h) estabelecer os planos de ação e assegurar a implementação dos mesmos.

Diretor Presidente: (a) implementar as estratégias e diretrizes da Companhia aprovadas pelo Conselho de Administração; (b) respeitar as diretrizes de governança corporativa e políticas, assim como monitorar sua observância em toda a Companhia; (c) identificar riscos preventivamente e fazer sua necessária gestão, avaliando a probabilidade de ocorrência e adotando medidas para sua prevenção e minimização; (d) propor ao Conselho de Administração o nível de apetite e tolerância a risco da Companhia; (e) propor a aceitação dos Riscos classificados como “Alto” e “Extremo” ao Conselho de Administração; (f) aprovar a aceitação dos Riscos classificados como “Moderado” ; (g) propor e implementar sistema de controles internos incluindo políticas e limites de alçada, alinhado ao nível de apetite e tolerância a risco; (h) propor indicadores de sustentabilidade de suas operações, considerando fatores ambientais e sociais na execução de suas atividades; (i) patrocinar a implantação da Gerenciamento de Riscos na Companhia; e (j) validar os relatórios de riscos corporativos e de controles internos.

Gerenciamento de Riscos Corporativos: (a) estabelecer processo a ser utilizado na gestão de controles internos e risco corporativo; (b) coordenar e definir os padrões a serem seguidos no que tange os processos de controles internos e risco corporativo, os sistemas de suporte e as formas e a periodicidade dos seus reportes; (c) consolidar a avaliação de Riscos da Companhia, através de relatórios periódicos que deverão ser reportados à Diretoria, ao Comitê de Auditoria e Conselho de Administração; (d) apoiar os gestores responsáveis na definição e execução dos planos de ação e prazo necessários para tratamento dos Riscos e notificar os descumprimentos de acordo com as devidas alçadas; e (e) conscientizar os gestores responsáveis sobre a importância do Gerenciamento de Riscos e a responsabilidade inerente aos administradores, funcionários, estagiários e prestadores de serviços alocados fisicamente nas dependências da Companhia.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Área de Auditoria Interna: (a) monitorar a qualidade e a efetividade dos processos de Gerenciamento de Riscos e governança, bem como controles internos da Companhia e do cumprimento das normas e regulamentos associados às suas operações; (b) prover o Conselho de Administração, o Comitê de Auditoria e o Diretor Presidente com avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade do Gerenciamento de Riscos e dos processos de governança, da adequação dos controles e do cumprimento das normas e regulamentos associados às operações da Companhia; e (c) efetuar testes nos controles internos com objetivo de avaliar a sua efetividade. A área de Auditoria Interna deverá reportar suas atividades ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria Estatutário.

Gerências: (a) identificar, classificar e gerenciar os riscos das respectivas áreas de acordo com as estratégias de mitigação, com o suporte da área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos, quando necessário; (b) estabelecer controles para os riscos prioritários; (c) implantar os planos e acompanhar as ações corretivas e/ou preventivas em suas áreas; (d) fazer a *interface* das áreas de negócios e funcionais com a área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos; (e) definir controles internos dos processos de suas respectivas áreas, em conjunto com a Área de Auditoria Interna, Gestão de Riscos e Compliance.

Colaboradores: (a) assegurar a operacionalização do gerenciamento de riscos, fazendo parte do processo de identificação, avaliação e mensuração, implementando controles preventivos e corretivos ou detectivos; e (b) participar de forma ativa na comunicação e treinamento que permita a disseminação de forma consciente da gestão de riscos na empresa.

(c) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia acredita que sua Política de Gerenciamento de Riscos e demais medidas de controle adotadas são adequadas para a verificação da efetividade e qualidade da prática de gerenciamento de riscos. Entre os deveres da Auditoria Interna, teremos o de avaliar a efetividade e qualidade da Política de Gerenciamento de Riscos pelo menos anualmente, com base nas melhores práticas de mercado, recomendando melhoria, quando aplicável, e monitorando a implementação. O *report* deverá ser feito periodicamente ao Comitê de Auditoria.

- Gerenciamento de riscos de mercado

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia possui uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada, cuja proposta foi apreciada pelo Comitê de Auditoria Estatutário e aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de abril de 2021.

Por mais que a Companhia não possua uma política formalizada e específica para tratar de gerenciamento de riscos de mercado, a Companhia adota a Política de *Hedge* para *Commodity* de Petróleo para tais fins, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 12 de janeiro 2021 (“Política”).

Adicionalmente a Companhia aprovou ao longo de 2022 uma série de políticas que tratam de gerenciamento de riscos de mercado tais como: Política Risco de Contraparte e Emissores , Política de Gestão de Caixa e Política de Endividamento.

(b) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Política tem o objetivo demonstrar, de maneira formal e transparente, procedimentos a serem adotados, previstos no CPC 38 (IAS 39), referente a documentação, mensuração, reconhecimento e contabilização relativos às operações de Hedge de Fluxo de Caixa utilizadas pela PetroRecôncavo para riscos das oscilações provenientes de variações no preço da commodity Brent.

Para tanto, a Política deve estar alinhada com a estratégia empresarial. A importância disso reside no fato de que a sua utilização dissociada da estratégia pode ser prejudicial à Companhia, pois o uso de instrumentos de hedge

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

sem critério pode levar à redução do valor da mesma.

Com efeito, a tomada de decisão reflete não só a estratégia definida, mas também a expectativa que se tem do comportamento dos preços, que é gerada na construção dos cenários.

(i) riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia possui parcela relevante da sua receita operacional vinculada ao preço do petróleo do tipo Brent e, prudentemente, busca efetivar operações que reduzam a sua exposição e minimizem impactos negativos proporcionados pela variação relativa de preços.

Desta forma, o que será alvo de proteção será o fluxo de caixa futuro, relacionado ao faturamento decorrente das vendas e prestações de serviço vinculados ao preço do petróleo do tipo *Brent*.

(ii) estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A estratégia financeira de*Hedge* está intrinsecamente ligada à estratégia de gerenciamento de riscos da PetroRecôncavo, apresentada no item 5.1 deste Formulário de Referência. Dentro desse contexto, é responsabilidade da Administração garantir que os controles e avaliações estão devidamente desenhados e implementados para que os objetivos, tolerâncias, limites de alçada e risco, conforme definido nas políticas da PetroRecôncavo, sejam respeitadas. Como, por exemplo, a definição das responsabilidades de cada área envolvida e as atividades necessárias no desenvolvimento da estratégia de *Hedge.*

Para tanto, outras premissas importantes estão devem ser observadas:

i. uso do hedge deverá ter o objetivo primordial de dar previsibilidade ao fluxo de caixa e ao orçamento;
ii. as diretrizes e procedimentos deverão estar definidos em linguagem clara; e
iii. as atividades de hedge deverão ser monitoradas constantemente pela administração.

(iii) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A escolha do instrumento de *hedge* adequado deverá se dar em função do menor custo e da oportunidade, dentre as alternativas oferecidas pelo mercado financeiro. Em caso de escassez de crédito junto a instituições financeiras, a alternativa de hedge diretamente na Bolsa de Valores deve ser considerada.

Deverão ser considerados como referência os instrumentos: (i) contratos futuros, (ii) operações a termo, (iii) opções, (iv) swaps, (v) operações de hedge com caixa, e (vi) hedge natural, a menos que um derivativo sugerido por alguma instituição financeira apresente vantagem competitiva e seja validado pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros ou pela Alta Administração da Companhia.

Adicionalmente, visando à manutenção da rentabilidade e da liquidez, a Companhia monitora as projeções de (i) contratos futuros, (ii) operações a termo, (iii) opções, (iv) swaps, (v) operações de hedge com caixa, e (vi) hedge natural por meio de reuniões periódicas com os economistas das principais instituições financeiras brasileiras.

(iv) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Política de Hedge da Companhia para commodities respeita em todos os aspectos pertinentes e relevantes as normas e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira, os pronunciamentos técnicos e as orientações e interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, bem como a *International Accounting Standards Board – "IASB"*. Ainda a presente política é revisada sempre em acompanhamento com a revisão das IAS e CPC's.

A Companhia tem suas operações no mercado nacional de petróleo e gás natural e parte relevante da sua Receita Operacional está diretamente ligada ao preço do Petróleo tipo Brent.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Por se tratar de uma commodity de alta volatilidade, se faz necessária a confecção de uma política para, quando a Administração julgar necessário, proteger o fluxo de caixa futuro da empresa de oscilações de mercado.

Desta forma, o que será alvo de proteção será o fluxo de caixa futuro, relacionado ao faturamento decorrente das vendas e prestações de serviço vinculados ao preço do petróleo do tipo Brent.

A Política compreende a contratação de operações em prazos definidos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros, ou pela alta administração, considerando aspectos de liquidez do mercado, custos envolvidos e preço relativo dos ativos.

(v) se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

Independente da expectativa que se tenha do comportamento dos preços, para a PetroReconcavo, o objetivo do *hedge* sempre é a proteção, nunca a especulação.

(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

É responsabilidade da Administração garantir que os controles e avaliações estão devidamente desenhados e implementados para que os objetivos, tolerâncias, limites de alçada e risco, conforme definido nas políticas da PetroReconcavo, sejam respeitadas.

A responsabilidade da Administração é a definição da estratégia de *Hedge* a ser utilizada pela Companhia e a aprovação da política de *Hedge*, bem como a delegação das atividades e procedimentos a serem executados a fim de operacionalizar a estratégia de *Hedge*. Abaixo estão listadas as principais responsabilidades da Administração da PetroReconcavo:

i. Garantir que políticas, procedimentos e práticas adequadas de controle de risco estão estabelecidas na Companhia;
ii. Avaliar o impacto de uma mudança potencial nas estratégias de Hedge;
iii. Avaliar e informar os departamentos de Contabilidade em caso de mudanças substanciais nos Budget e Forecast, bem como na estratégia de vendas previamente definidas;
iv. Notificar a Controladoria Corporativa com respeito a mudanças substanciais de processos e/ou critérios de Hedge accounting e possíveis inefetividades, conforme apropriado;
v. Discutir metodologias de gestão de Hedge para novos objetos de Hedge e/ou instrumentos de proteção;
vi. Rever posições, marcação a mercado e relatórios de efetividade do Hedge, quando aplicável;
vii. Monitorar mudanças nas metodologias de gestão de Hedge; e
viii. Notificar a Controladoria Corporativa, conforme apropriado.

Nesse sentido, a responsabilidade da **Controladoria** é garantir a correta contabilização das operações de *Hedge*, bem como supervisionar os procedimentos mínimos requeridos para realização das operações de *Hedge accounting*.

A **Diretoria Financeira**, por outro lado, é responsável pela execução da estratégia de Hedge. A controladoria é responsável pela operacionalização da estratégia de Hedge requerida pela Administração, considerando os controles e procedimentos requeridos para realização da atividade.

(d) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A efetividade da relação de *Hedge* é o grau em que as mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *Hedge* atribuível ao risco de variação da *commodity* é compensada pelas mudanças no valor do instrumento de Hedge.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

O teste de efetividade deve ser realizado prospectivamente e retrospectivamente desde a data da designação da relação de *Hedge* com objetivo de assegurar que essa relação será altamente eficaz em períodos futuros.

Cumpre salientar que a Companhia possui receitas operacionais vinculadas ao preço do preço do Petróleo tipo *Brent*. Os contratos de cálculo da receita envolvem a precificação pelo preço do Brent menos um desconto. Assim, é esperado que mudanças no fluxo caixa geradas pelo aumento do valor da *commodity* sejam compensadas pelas mudanças no valor do instrumento de *Hedge*.

A Companhia entende que a estrutura operacional e de controles internos são adequadas para verificar a efetividade da política adotada.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. EM RELAÇÃO AOS CONTROLES ADOTADOS PELO EMISSOR PARA ASSEGURAR A ELABORAÇÃO DE DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONFIÁVEIS, INDICAR:

(a) principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

Visando garantir o atingimento dos objetivos, a administração da Companhia é responsável pelo estabelecimento de controles internos efetivos acerca da divulgação das informações financeiras, dos objetivos operacionais e pela avaliação acerca de sua eficácia.

Os Diretores da Companhia acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos adotados para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras. Por essa razão, elas apresentam adequadamente o resultado de suas operações e sua situação patrimonial e financeira nas respectivas datas. Ainda, os Diretores não identificaram quaisquer tipos de imperfeições materiais que possam comprometê-las.

Embora existam limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controle, incluindo erros humanos. No entanto, os controles e procedimentos estabelecidos pela Companhia visam a proporcionar um nível razoável de garantia no alcance de nossos objetivos. Caso sejam identificadas falhas na execução desses controles ao longo do exercício, elas serão prontamente corrigidas para assegurar a integridade e continuidade da eficácia dos processos.

O controle interno sobre divulgação das informações financeiras está definido como um processo destinado a proporcionar razoável segurança quanto à confiabilidade das informações financeiras e sua elaboração de acordo com os princípios contábeis adotados pela Companhia. Este controle é um pilar fundamental do Programa de Integridade PetroReconcavo e reflete o alto investimento em governança corporativa e a melhoria contínua, manifestando-se por meio de diversas práticas e documentos, tais como:

(i) Código de Conduta, que prescreve os padrões de conduta profissional exigidos dos seus colaboradores (“Código de Conduta”); (ii) de Guia Anticorrupção no intuito de reforçar o compromisso institucional da Companhia de combater à corrupção em todas as suas formas, adequando-se à Lei Federal nº 12.846/2013 (“Lei Anticorrupção”) e ao Decreto nº 11.129/2022; e (iii) de Política de Prevenção à Lavagem de Dinheiro e Combate ao Terrorismo, no intuito de reforçar o compromisso institucional da Companhia de prevenir e detectar transações incomuns e suspeitas que possam estar relacionadas à Lavagem de Dinheiro e financiamento do Terrorismo em todas as suas formas. Todas essas práticas visam assegurar registros e controles contábeis que garantam a pronta elaboração e confiabilidade dos relatórios e demonstrações financeiras da Companhia.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A estrutura organizacional de controles internos é aquela informada no item 5.1(b)(iii).

(c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

O estabelecimento e a manutenção dos controles internos da Companhia referentes à preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas, bem como a avaliação da sua eficácia, é um processo executado pelos gestores, sob responsabilidade do Diretor de Finanças, com o apoio da a área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos Corporativos, sob a supervisão do Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado à Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

5.2 Descrição dos controles internos

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não aplicável, dado que os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

5.3 Programa de integridade

5.3 PROGRAMA DE INTEGRIDADE

(a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas;

A Companhia implementou a primeira versão do seu Programa de Integridade PetroReconcavo, aprovado em 29/09/2022 pelo Conselho de Administração, sendo atualizado em sua segunda edição, abrangendo o Biênio 2025-2027, e aprovado em 27/02/25. Este Programa, juntamente com o seu Código de Ética e Conduta, diretrizes de integridade, Políticas e Procedimentos implementados, refletem os mais altos padrões de integridade e ética adotados, com práticas voltadas para a prevenção, detecção e respostas para desvios, com o intuito de promover um ambiente de trabalho seguro e íntegro, gerando valor e mitigando o risco de fraudes e não conformidades, que possam prejudicar a Companhia e incorrer em dano à sua reputação e imagem. O Programa de Integridade foi estruturado em conformidade com as exigências legais de prevenção e combate à corrupção, incluindo a Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção), o Decreto Regulamentar nº 11.129/2022, a Portaria CGU nº 909/2015, e legislações internacionais de combate ao suborno transnacional, além de aderir às melhores práticas de governança corporativa.

A Diretoria, o Comitê de Ética e o Compliance são órgãos de governança de apoio, assessoramento e implementação do Programa de Integridade, assim como, execução e exigibilidade de suas prerrogativas. O Programa é monitorado de forma semestral pela área de Compliance, e suas políticas e procedimentos são revisados obrigatoriamente a cada ciclo de dois anos, ou a qualquer tempo, conforme as necessidades da Companhia e as alterações legislativas.a

As Dimensões do Programa, em conformidade com o Decreto 11.129/22, aplicam-se aos seus administradores, colaboradores (executivos, empregados e estagiários), subsidiárias, toda a Companhia, bem como, terceiros, fornecedores, clientes, parceiros de negócios, no que couber, no Brasil ou exterior. As responsabilidades, definidas na Matriz de Responsabilidades do Programa de Integridade, não criam diferenças de tratamento aos colaboradores, nos quais, estão sujeitos de forma igualitária ao Programa, assim como, às medidas disciplinares.

A PetroReconcavo aderiu ao Instituto ETHOS e é signatária do Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, desde 2022. Trata-se de um compromisso voluntário assumido por empresas privadas e públicas, cujo objetivo é uni-las na promoção de um mercado mais íntegro e ético e reduzir as diferentes práticas de corrupção. Ao se tornarem signatárias do Pacto, as empresas assumem o compromisso de divulgar a legislação brasileira anticorrupção para seus funcionários e stakeholders, a fim de que seja cumprida integralmente. Além disso, se comprometem a vedar qualquer forma de suborno e primar pela transparência de informações e colaboração em investigações, quando necessário.

A Companhia adquiriu em 2022, o selo de Empresa Limpa do Instituto Ethos. O selo é outorgado para as empresas que não possuem exposição em procesoss públicos sancionadores, e são comprometidas com práticas de integridade e contra a corrupção, assim como à vedação de qualquer forma de suborno, à promoção da legalidade e da transparência e à colaboração com investigações. A outorga e direito do uso do selo é mantido pela Companhia nos anos de 2023,2024 e 2025.

A adesão ao Pacto Global da ONU, em 2023, é reflexo do compromisso e estratégia de engajamento da Companhia, em adotar os ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) de forma alinhada à rotina corporativa e operacional, nas diversas áreas, dentre Direitos Humanos, do Trabalho, Meio Ambiente e Anticorrupção, com a responsabilidade de desenvolvimento de ações eficazes que contribuam para o enfrentamento dos desafios de governança, ambientais e sociais.

5.3 Programa de integridade

A Companhia aderiu no dia 02/01/2025 ao Pacto Brasil pela Integridade, iniciativa da Controladoria-Geral da União (CGU) que estimula empresas que atuam no país a assumirem, voluntariamente, o compromisso público com a integridade empresarial. A participação se realiza a partir da assinatura de termo de adesão e da realização da autoavaliação. A PetroReconcavo obteve pontuação de 92,5, de 100 pontos.

As regras, políticas e procedimentos são constantemente atualizados em decorrência de alterações na legislação e regulamentos aplicáveis, ou da necessidade constatada internamente de adequação, em razão dos riscos que a Companhia está sujeita. Os riscos são classificados em: corporativos e de processos de negócios. Tal classificação visa o melhor gerenciamento dos riscos. A frequência de atualização dos riscos corporativos é bienal. Contudo a atualização dos riscos de processos de negócios é realizada com base no planejamento anual definido pela área de Auditoria Interna e Gestão de Riscos e aprovado pelo Comitê de Auditoria da Companhia com base nos riscos inerentes e identificados ao negócio.

A Companhia conta com um canal de denúncias, intitulado pelos colaboradores por meio de eleição, como “Canal Transparência”, terceirizado, independente e sigiloso, para comunicações sobre os relatos de violação de leis, ao Código de Ética e Conduta, política e demais normas internas, e demais irregularidades. As denúncias podem ser identificadas ou anônimas, com garantia de proteção e não retaliação ao denunciante de boa-fé. O Canal esta disponível 24 (vinte e quatro) horas por dia, 7 (sete) dias na semana, por meio de diversos acessos, telefone, intranet e internet da Companhia, através dos contatos abaixo:

Telefone: 0800 515 2215

E-mail: canaltransparencia@contatoseguro.com.br

Site: https://contatoseguro.com.br/petroreconcavo/

Os relatos recebidos pelo Canal Transparência são investigados de forma consistente, transparente, imparcial e em conformidade com as leis e regulamentos aplicáveis. As investigações são norteadas pelos procedimentos e práticas da Política de Investigações e Manual de Investigações. Os resultados das investigações são levados ao Comitê de Ética da Companhia para conhecimento e recomendação, após amplo debate, de aplicação de medidas educativas e/ou disciplinares. A formação do Comitê de Ética considera a diversidade do público interno, com representação em razão de gênero, etária, região e atuação.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes; e

A área de Compliance é responsável pela gestão do Programa de Integridade, criação, revisão e atualização do Código de Ética e Conduta, políticas de integridade, assim como, os procedimentos e utilização de ferramentas de tecnologia que apoiam no desenvolvimento do Programa. A equipe de Compliance é composta por profissionais qualificados que trabalham para garantir a efetividade das ações em toda a empresa. Para assegurar sua independência e autonomia, a área de Compliance reporta seus resultados ao Conselho de Administração por meio do Comitê de Auditoria estatutário, sendo-lhe subordinada. Possui autonomia para aplicar e fiscalizar o Programa de Integridade sem interferências, bem como autonomia orçamentária para planejar seus recursos. Seus membros têm acesso a informações relevantes e são protegidos contra retaliações, discriminações ou penalizações arbitrárias.

A Alta administração atua no suporte do seu desenvolvimento e zela pelo seu cumprimento, demonstrando comprometimento visível e inequívoco e destinando recursos adequados para a implementação do Programa.

O Comitê de Ética é um órgão colegiado formado por 7 (sete) membros, dotados de independência, e escolhidos com base em critérios de comportamento ético e de influência positiva no ambiente. A formação do Comitê de Ética considera a diversidade do público interno, com representação em razão de gênero, idade, região, formação e atuação. O Comitê tem a função de apoiar no desenvolvimento das ações de cultura de integridade, na

5.3 Programa de integridade

supervisão das atividades de averiguação de irregularidades, atuando na recepção das investigações de denúncias oriundas do Canal, e em casos de violação, recomendar as medidas cabíveis.

Em 2023, a Companhia submeteu o seu Programa de Integridade à avaliação do IBP (Instituto brasileiro de Petróleo), para se tornar membro na Comissão de Compliance e ESG da instituição. A avaliação é baseada no atendimento aos requisitos de existência e efetividade do programa de integridade, conforme orienta o Decreto 11.129/22, que regulamenta a Lei Anticorrupção 12.846/13. A Companhia foi aprovada e inserida como membro do Instituto, que é representante institucional do setor de óleo e gás e opera em função de uma indústria competitiva com uma abordagem pautada pela imparcialidade, integridade e transparência.

A Área de Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos visa a garantir que os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia sejam cumpridos, com reportes periódicos a órgãos e áreas da Companhia.

A Área de Auditoria Interna tem por objetivo monitorar a qualidade e a efetividade dos processos de Gerenciamento de Riscos e governança, bem como controles internos da Companhia e do cumprimento das normas e regulamentos associados às suas operações, reportando suas atividades ao Comitê de Auditoria, que, por sua vez, reportará essas atividades ao Conselho de Administração.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados;**

O Código de Ética e Conduta se aplica a todos os Administradores e colaboradores, sem exceção, bem como terceiros, fornecedores e empresas parceiras. Sua finalidade é posicionar o interesse da Companhia, bem como, orientar, de maneira didática, às condutas esperadas e não toleradas dentro e fora do ambiente de trabalho. Nos contratos firmados com terceiros, fornecedores e parceiros, são incluídas cláusulas específicas que exigem a adesão e o cumprimento do Código de Ética e Conduta e do Programa de Integridade da Companhia, no que lhes couber.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas; e**

A Companhia estabelece medidas disciplinares em casos de violações ao Código de Ética e Conduta, que podem variar, de advertências verbal à desligamento por justa causa para colaboradores. Para fornecedores, são cabíveis aplicação de multas contratuais, bem como, rescisão contratual. Em ambos as hipóteses, é possível a denúncia às autoridades governamentais competentes, sem prejuízo de indenização por perdas e danos à Companhia. As sanções estão previstas no Código de Ética e Conduta.

Em todos os casos estão sujeitos às sanções administrativas, cíveis e penais, nos termos da respectiva legislação.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

O Código de Ética e Conduta em sua 2ª Edição, foi aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de setembro de 2025 e está disponível para acesso de todos através do link https://ri.petroreconcavo.com.br/governanca-corporativa/estatuto-e-politicas-e-codigos/

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

5.3 Programa de integridade

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros;

O Canal Transparência é externo, terceirizado, gerido por empresa renomada no mercado, confere segurança e confidencialidade ao denunciante.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados;

O Canal Transparência é aberto para recebimento de denúncias, internas e externas, português ou inglês, sendo aberto para todos os colaboradores, fornecedores, clientes, parceiros comerciais da Companhia, investidores, comunidades e para o público em geral.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé; e

O “Canal Transparência” aceita denúncias anônimas, sendo o anonimato assegurado por meio de controles técnicos que impedem a coleta ou armazenamento de informações capazes de identificar o denunciante, caso essa opção seja selecionada, bem como por protocolos de criptografia que garantem a confidencialidade das comunicações. A Companhia também assegura a confidencialidade das informações recebidas.

Ademais, o Código de Ética e Conduta estabelece, explicitamente, que não poderá ser praticada qualquer retaliação contra denunciantes de boa-fé. A PetroReconcavo não tolera retaliações contra denunciantes que utilizem o “Canal Transparência”, de boa-fé, para reportar potenciais violações à legislação vigente, ao Código de Ética e de Conduta e aos documentos de integridade.

O canal também dispõe de mecanismo de acompanhamento das denúncias, mediante a geração de protocolo exclusivo, que permite ao denunciante acompanhar o andamento do caso e interagir com a Companhia, inclusive nos registros anônimos, observados os limites legais e de confidencialidade do processo investigativo.

Por essa razão, todos são incentivados a registrar denúncias e a colaborar com as respectivas apurações sem o receio de retaliações.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias;

A Área de Compliance é responsável pela recepção da denúncia, remetida pela ferramenta terceirizada, e também pela investigação/apuração dos fatos denunciados. Todas as investigações são tratadas de forma independente, seguindo o fluxo estabelecido na Política de Investigações, onde a competência exclusiva poderá ser afastada na avaliação do teor da denúncia, quando identificado o conflito de interesse. Os resultados das investigações são submetidos ao Comitê de Ética para conhecimento e recomendação de medidas educativas e/ou disciplinares, e a área de Compliance reporta os resultados do monitoramento do Programa de Integridade ao Comitê de Ética e às mais altas instâncias da Companhia, como o Conselho de Administração, através do Comitê de Auditoria estatutário e/ou da Diretoria.

(c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

A Companhia, nos últimos três exercícios sociais, não registrou nenhum caso de desvio, fraude, irregularidades ou ato ilícito praticado contra a administração pública.

(d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a

5.3 Programa de integridade

administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido.

Não se aplica.

5.4 Alterações significativas

5.4 ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS

A Companhia informa que não possui previsão de redução ou aumento relevante em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

5.5 Outras informações relevantes

5.5 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes, em relação a este item 5, que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social

EDUARDO CINTRA SANTOS

064.858.395-34	Brasil	Não	Não	30/06/2026	
Não					
17.240.000	5,874	0	0,000	17.240.000	5,874

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

Fundos geridos pela Cobas Asset Management, SGIIC, S.A

00.000.000/0000-00	Espanha	Não	Não	30/06/2026	
Não					
31.986.300	10,899	0	0,000	31.986.300	10,899

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

Opeg Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior

33.400.471/0001-46	Brasil	Não	Não	30/06/2026	
Não					
28.400.199	9,677	0	0,000	28.400.199	9,677

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social

OPEG SPECTRUM FUNDO DE INVESTIMENTO DE ACOES

53.653.582/0001-71	Brasil	Não	Não	30/06/2026	
Não	OPEG SPECTRUM FUNDO DE INVESTIMENTO DE ACOES		Juridica	53.653.582/0001-71	
2.778.401	0,947	0	0,000	2.778.401	0,947

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

Opportunity Holding Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior

08.277.553/0001-06	Brasil	Não	Não	30/06/2026	
Não					
49.930.089	17,013	0	0,000	49.930.089	17,013

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.

15.126.451/0001-47	Brasil	Não	Não	30/06/2026	
Não					
12.523.304	4,267	0	0,000	12.523.304	4,267

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.		
05.711.608/0001-48	Luxemburgo	Não
Não		
57.536.716	19,605	0
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000
AÇÕES EM TESOURARIA		
0	0,000	0
OUTROS		
93.087.117	31,718	0
TOTAL		
293.482.126	100,000	0

		Não	Não	30/06/2026	
		0	0,000	57.536.716	19,605
		Ações (%) da espécie		**Ações (%) do capital social**	
			0,000	0	0,000
			0,000	93.087.117	31,718
			0,000	293.482.126	100,000

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	24/04/2026
Quantidade acionistas pessoa física	53.761
Quantidade acionistas pessoa jurídica	409
Quantidade investidores institucionais	238

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	274.861.776	93,655%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	274.861.776	93,655%

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
SPE TIÊTA LTDA	11.230.625/0001-66	100

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico



6.6 Outras informações relevantes

6.6 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Aquisição da Maha Energy Brasil e Constituição da SPE Tiêta S.A.

Em 27/12/2022, a Companhia celebrou o “Quota Purchase Agreement” em conjunto com os sócios da Maha Energy Brasil Ltda. (“Maha Brasil”), para regular os termos e condições da aquisição da totalidade do capital social da Maha Brasil pela Companhia (“QPA” e “Operação”, respectivamente).

A conclusão da Operação esteve sujeita ao cumprimento de condições suspensivas usuais neste tipo de operação, previstas no QPA, incluindo a obtenção de aprovação junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, conforme exigido pela legislação vigente e, ainda, a aprovação pelos acionistas da Companhia em sede de Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), nos termos do artigo 256 da Lei das S.A.. A Assembleia Geral Extraordinária foi realizada em 27 de fevereiro de 2023, na qual os acionistas da Companhia aprovaram por unanimidade a aquisição da totalidade do capital social da Maha Energy Brasil Ltda pela Companhia.

No dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da Maha Energy Brasil Ltda, agora denominada SPE Tiêta S.A., foi concluída com o pagamento da primeira parcela no valor de US$ 95,9 milhões, que corresponde a 60% do preço de aquisição (US$ 82,8 milhões), somados os valores de caixa líquido (US$ 3,7 milhões) e capital de giro (US$ 9,3 milhões), conforme apurados na data efetiva (effective date) de 1º de janeiro de 2023. A Companhia pagou ainda a segunda parcela correspondente 40% do preço de aquisição, no valor de R$ 260.776.184,84 (Duzentos e sessenta milhões, setecentos e setenta e seis mil, cento e oitenta e quatro reais e oitenta e quatro centavos.) nos meses de agosto, setembro e outubro de 2023.

Adicionalmente, os vendedores faziam jus a eventual earnout, de até US$ 36,1 milhões. Deste montante, US$ 12,0 milhões estavam relacionados a sinergias com novas aquisições de ativos, que não se concretizaram e, portanto, deixaram de ser aplicáveis. O montante remanescente, , de até US$ 24,1 milhões, estava vinculado, nos termos do QPA, a variações do preço de Petróleo Brent nos três anos subsequentes à transação. O pagamento seria devido caso o preço médio anual do Brentsuperasse US$ 80,00 por barril, e o pagamento máximo seria alcançado se o preço do petróleo excedesse US$ 90,00 por barril.

No primeiro trimestre de 2024 foi liquidado US$ 1,5 milhão, referente ao exercício de 2023. No primeiro trimestre de 2025, houve a liquidação de US$ 4,41 milhões, referente ao exercício de 2024. Já no exercício de 2025, a Companhia não reconheceu valores a título de earnout no resultado, em função do não atingimento das condições contratuais estabelecidas..

Com a conclusão desta operação a Companhia adquiriu, à época, a participação em seis contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo. Nesse sentido, a Companhia se tornou operadora do Campo de Tartaruga com 75% de participação em parceria com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que detém os 25% restantes; e, também, do Campo de Tiê e dos blocos exploratórios localizados na Bacia do Recôncavo com 100% de participação.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuia a participação em cinco contratos de concessão, os quais abrangem o Campo de Tartaruga, localizado na Bacia de Sergipe, o Campo de Tiê e três blocos exploratórios.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7.1 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO E DO CONSELHO FISCAL

(a) Principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia possui a "Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, de seus Comitês de Assessoramento e da Diretoria" ("Política de Indicação"), aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de fevereiro de 2021 e alterada em reunião de 1º de abril de 2021. A Política está disponível para consulta no website da Companhia: ri.petroreconcavo.com.br e da CVM.

O Conselho de Administração será composto por 7 (sete) membros efetivos e respectivos suplentes, acionistas ou não, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos.

Dos membros do Conselho de Administração, no mínimo, 2 (dois) ou 20% (vinte por cento), o que for maior, deverão ser conselheiros independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, devendo a caracterização dos indicados ao Conselho de Administração como conselheiros independentes ser deliberada na Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) membro(s) do Conselho de Administração eleito(s) mediante a faculdade prevista no Artigo 141, Parágrafo 4º da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de haver acionista controlador. Excepcionalmente para os conselheiros independentes, não será necessário que o número de suplentes seja idêntico aos dos efetivos, podendo ser eleito(s) neste caso suplente(s) em número inferior ao número de membros efetivos.

A indicação de membros do Conselho de Administração da Companhia deverá obedecer aos seguintes critérios, além dos requisitos legais, regulamentares, e daqueles expressos no Estatuto
Social da Companhia:

i. alinhamento e comprometimento com os valores e a cultura da Companhia e seu Código de Conduta;
ii. reputação ilibada;
iii. não ter sido objeto de decisão irrecorrível que o suspendeu ou o inabilitou, por parte da CVM, que o tenha tornado inelegível aos cargos de administrador de companhia aberta;
iv. não ter sido impedido por lei especial, ou condenado por crime falimentar, de prevaricação, corrupção ativa ou passiva, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública, a propriedade ou o sistema financeiro nacional, ou a pena criminal que vede acesso a cargos públicos;
v. formação acadêmica compatível com as atribuições dos membros do Conselho de Administração, conforme descritas no Estatuto;
vi. experiência profissional em temas diversificados;
vii. salvo dispensa da Assembleia Geral, estar isento de conflito de interesse com a Companhia, também não sendo permitido (i) ocupar cargos em sociedades que possam ser consideradas concorrentes no mercado; (ii) prestar serviços de forma direta ou terceirizada para empresas concorrentes; (iii) ser sócio ou prestador de serviço a um fornecedor da Companhia ou à Companhia, como fornecedor terceirizado (salvo aprovação prévia da Área de Compliance, Controles Internos e Gerenciamento de Riscos Corporativos);
viii. não haver horário de atividade paralela que conflite com seu rendimento profissional ou o prejudique;
ix. comprometimento com os princípios, valores e Código de Conduta; e
x. disponibilidade de tempo para dedicar-se adequadamente à função e responsabilidade assumida, que vai além da presença nas reuniões do Conselho de Administração e da leitura prévia da documentação.

A indicação dos membros para composição do Conselho de Administração poderá ser feita pela administração ou por qualquer acionista da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações. O acionista que desejar indicar candidatos para o Conselho de Administração poderá notificar a Companhia por escrito informando o nome completo e qualificação dos candidatos em até 25 (vinte e cinco) dias antes da realização da assembleia geral de acionistas que elegerá o novo Conselho de Administração da Companhia, nos termos da regulação aplicável.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

A eleição dos membros do Conselho de Administração dar-se-á pelo sistema de chapas, ressalvada a hipótese de eleição dos membros do Conselho de Administração pelo processo de voto múltiplo e a possibilidade de eleição em separado nas hipóteses legais. Somente poderão concorrer as chapas:

(i) indicadas pelo Conselho de Administração; ou (ii) que sejam indicadas por qualquer acionista ou conjunto de acionistas.

Assim, observados os preceitos legais e da Política de Indicação, estes serão verificados pela Diretoria da Companhia e, caso cumpridos, o nome do candidato será posto em votação em assembleia geral de acionistas da Companhia. A eleição dos membros do Conselho de Administração da Companhia será realizada conforme previsto no Estatuto Social e na legislação
aplicável.

(b) Se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

i. a periodicidade das avaliações e sua abrangência

Conselho de Administração e Diretoria

Com o objetivo de aprimorar continuamente a efetividade dos órgãos de administração da Companhia, auxiliando os próprios Conselheiros a analisarem suas contribuições, bem como estabelecer planos de ação para o constante aperfeiçoamento do órgão, o Conselho de Administração realizará, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação formal de seu próprio desempenho, como órgão colegiado, e de seus comitês de assessoramento. Adicionalmente, os Diretores também serão avaliados, individualmente, pelo Conselho de Administração.

Estará elegível para participar do processo de avaliação como avaliador ou avaliado, os membros do Conselho de Administração e o Diretor Presidente, que estiverem na função por, pelo menos, 2(duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação.

A condução do processo de avaliação é de responsabilidade do Presidente do Conselho. É facultativa a utilização de uma assessoria externa especializada. Os resultados consolidados das avaliações realizadas pelo Conselho serão divulgados a todos os membros do Conselho e ao Diretor Presidente.

Comitê de Auditoria

Com o objetivo de aumentar continuamente a sua efetividade, o Comitê de Auditoria deverá realizar, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a sua autoavaliação, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

Estará elegível para participar do processo de avaliação, como avaliador ou avaliado, o membro do Comitê de Auditoria que estiver na função por, pelo menos, 2 (duas) reuniões ordinárias desde a última avaliação.

O processo de avaliação é de responsabilidade do Coordenador do Comitê de Auditoria. Os resultados consolidados das avaliações serão disponibilizados a todos os membros do Comitê e do Conselho de Administração. Os resultados das avaliações individuais serão disponibilizados à pessoa em questão, ao Coordenador do Comitê de Auditoria e de Gestão de Riscos e ao Presidente do Conselho de Administração da Companhia.

ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

Em relação à metodologia adotada, o processo de avaliação consiste na avaliação do Conselho de Administração, da Diretoria e dos comitês de assessoramento enquanto órgãos colegiados.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

O processo de avaliação é estruturado levando em consideração as características e responsabilidades específicas do Conselho de Administração, da Diretoria e dos comitês de assessoramento, buscando alcançar um alto nível de especialização durante a avaliação, sendo certo que os principais critérios utilizados na avaliação individual dos Conselheiros e membros dos Comitês de Assessoramento são: (i) assiduidade no exame e no debate das matérias discutidas; (ii) contribuição ativa no procedimento decisório; e (iii) comprometimento com o exercício das suas funções.

O desempenho dos Diretores será avaliado de acordo com metas e indicadores operacionais e financeiros da Companhia, estabelecidos com base nas projeções para cada ano e repassadas para a Diretoria.

iii. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não contratou serviços de consultoria ou assessoria externos relacionados a este item.

(c) Regras de identificação e administração de conflitos de interesses;

De acordo com a Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 30 de março de 2021, e em seu Código de Conduta, cuja atualização foi aprovada pelo Conselho de Administração em 26 de setembro de 2025, a Companhia adota regras para identificação e administração de conflitos de interesses. .

Considerar-se-ão potenciais conflitos de interesses aqueles cujos objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Em face de um potencial conflito de interesses, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus acionistas, administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionadas, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia e não os interesses individuais, caso existam.

Nas situações em que as transações com partes relacionadas necessitem de aprovação nos termos da referida Política de Transações com Partes Relacionadas, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso alguma pessoa em situação potencial de conflito de interesses não se manifeste, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo. A ausência de manifestação voluntária de qualquer tomador de decisão será considerada violação aos princípios da boa governança corporativa e a da Política de Transações com Partes Relacionadas, devendo tal comportamento ser levado ao imediato conhecimento do Conselho de Administração.

Adicionalmente, vale destacar que, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os conflitos de interesse são identificados pelos administradores, cumprindo-lhes cientificar aos demais administradores presentes à Reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria o seu impedimento e fazendo consignar em ata a natureza e a extensão do seu interesse. Não se admite o voto de acionista que tenha interesse conflitante com a matéria da ordem do dia, conforme vedação estabelecida na Lei das Sociedades por Ações.

(e) se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

administração e de seu conselho fiscal

Não se aplica.

(f) papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

Não se aplica.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	4	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	1	6	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	4	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 15	**1**	**14**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	2	0	2	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	1	2	0	3	0	0	1
Conselho de Administração - Suplentes	0	1	0	2	0	0	1
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 15	**1**	**5**	**0**	**7**	**0**	**0**	**2**

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	4	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	7	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	4	0
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 15	**0**	**15**	**0**

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2 INFORMAÇÕES RELACIONADAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

(a) órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia, quando instalado, funcionará em caráter não permanente e, será composto por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros efetivos e terá igual número de suplentes, todos residentes no país, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembleia Geral para mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição (“Conselheiros Fiscais”).

O Conselho Fiscal da Companhia somente será composto, instalado e remunerado nos exercícios sociais em que assim solicitarem os acionistas, conforme previsto na legislação aplicável. O Conselho Fiscal não possui regimento interno e, uma vez instalado, terá a competência disposta na legislação aplicável.

O Conselho Fiscal se reunirá ordinariamente a cada 3 (três) meses e, extraordinariamente, sempre que necessário, devendo analisar, ao menos trimestralmente, as demonstrações e informações financeiras. Caberá ao Presidente do Conselho Fiscal convocar as reuniões sempre que necessário.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria estatutário (“Comitê de Auditoria”) é composto por 3 (três) membros eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos, sendo que ao menos 1 (um) é conselheiro independente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, e ao menos 1 (um) membro com reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária.

O Comitê de Auditoria se reúne mensalmente, sempre que convocado pelo Coordenador do Comitê de Auditoria ou por solicitação escrita de quaisquer 2 (dois) membros do Comitê de Auditoria; e realiza, no mínimo, 1 (uma) vez ao ano, a avaliação do seu processo de funcionamento e a avaliação individual de seus membros.

O Comitê de Auditoria tem como obrigações de sua competência divulgar, anualmente, relatório resumido contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos, e destacando as recomendações feitas ao Conselho de Administração da Companhia.

Nos termos do regimento interno do Comitê de Auditoria, compete-lhe o seguinte:

a. opinar na contratação e destituição dos serviços de Auditoria Interna da Companhia;
b. avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;
c. supervisionar e acompanhar as atividades da Auditoria Interna da Companhia;
d. avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
e. avaliar, monitorar, e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações com Partes Relacionadas;
f. reportar as atividades reportadas pela Auditoria Interna ao Conselho de Administração;
g. possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação; e
h. elaborar relatório anual resumido do Comitê de Auditoria contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos e destacando as recomendações feitas pelo Comitê de Auditoria ao Conselho de Administração da Companhia.

Além disso, o Comitê de Auditoria conta com um coordenador, que deve:

a. convocar, instalar e presidir as reuniões do Comitê de Auditoria;
b. tomar providências para assegurar que os Membros recebam tempestivamente as informações necessárias para deliberar sobre as matérias constantes das agendas das reuniões;

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

c. decidir sobre a participação e, quando for o caso, convocar para participar das reuniões do Comitê de Auditoria, diretores, executivos, auditores, consultores e colaboradores, internos e externos, da Companhia, inclusive especialistas, que detenham informações sobre assuntos constantes da pauta ou cuja área de atuação tenha relação com tais assuntos, observadas as disposições estabelecidas neste Regimento e eventuais questões de conflito de interesses;
d. solicitar à administração da Companhia e seus auditores independentes as informações e/ou esclarecimentos considerados necessários para a atuação do Comitê de Auditoria, observadas as disposições deste Regimento;
e. representar o Comitê de Auditoria em seu relacionamento com o Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, a Diretoria, a auditoria independente e o Conselho Fiscal da Companhia, quando instalado, assinando, quando necessário, as correspondências, convites e relatórios a eles dirigidos;
f. informar o Presidente do Conselho de Administração das atividades desempenhadas pelo Comitê de Auditoria e encaminhar ao Presidente do Conselho de Administração, as recomendações, análises, pareceres e relatórios aprovados em reuniões do Comitê de Auditoria;
g. coordenar o processo de avaliação do Comitê de Auditoria, observados os procedimentos e processos aprovados pelo Conselho de Administração; e
h. zelar pelo fiel cumprimento do Regimento do Comitê de Auditoria.

Comitê de Produção

O Comitê de Produção é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 4 (quatro) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos. O Comitê de Produção se reúne ordinariamente uma vez por bimestre, e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar o desempenho operacional da Companhia, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a respectiva área.

Comitê de Finanças

O Comitê de Finanças é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 4 (quatro) membros, eleitos para o exercício de mandato unificado de 2 (dois) anos. O Comitê de Finanças se reúne ordinariamente uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar o desempenho financeiro da Companhia, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a área financeira.

Comitê de Pessoas e ESG

O Comitê de Pessoas e ESG é um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração, composto por 3 (três) membros, eleitos para o mandato unificado de 2 (dois) anos. O Comitê de Pessoas e ESG se reúne ordinariamente uma vez por bimestre e, extraordinariamente, sempre que necessário. É atribuição do Comitê, entre outras, acompanhar matérias de natureza ambiental, social, governança e de RH, bem como recomendar ao Conselho de Administração as deliberações voltadas para a respectiva área de atuação.

(b) De que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

A Companhia possui política para contratação de serviços extra auditoria com o auditor independente cujo objetivo é estabelecer diretrizes e condições para contratação de serviços extra auditoria pela Companhia. A política foi aprovada pela Diretoria em 17 de janeiro de 2022 e está disponível nos sites da CVM e de RI da Companhia.

Para fins de avaliação do trabalho da auditoria independente, compete ao Comitê de Auditoria, nos termos de seu regimento interno, supervisionar a qualidade e integridade dos relatórios financeiros, a aderência às normas

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

legais, estatutárias e regulatórias, a adequação dos processos relativos à gestão de riscos e as atividades dos auditores independentes, analisar o escopo e o enfoque propostos pelos auditores independentes e avaliar seus honorários e resultados dos serviços prestados, supervisionando suas atividades, a fim de avaliar: a) a sua independência; b) a qualidade de serviços prestados; e c) a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia, bem como opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente.

(c) Se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração.

A Companhia possui o Comitê de Pessoas e ESG que tem a função de prestar o assessoramento ao Conselho de Administração em relação a temas ambientais, sociais, pessoas e de governança.

Adicionalmente, a Companhia instituiu o Canal de Transparência, que funciona como mecanismo para reporte de questões relacionadas a temas ASG e de conformidade como o meio de comunicação para qualquer violação ou suspeita de violação às Leis, ao Código de Ética e Conduta, às Diretrizes de Integridade e Políticas da Companhia.

As manifestações são verificadas e encaminhadas ao Comitê de Ética e, a depender da criticidade e/ou procedência, são levadas ao Comitê de Auditoria Estatutário, o qual, por sua vez, assegura o encaminhamento dessas matérias ao Conselho de Administração.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Não permanente e não instalado

---

Nome CAIO SCANTAMBURLO COSTA **CPF:** 776.864.115-91 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador de Empresas **Data de Nascimento:** 06/04/1974

Experiência Profissional: O Sr. Caio é atualmente Chief Country Officer do Nomura Securities Brazil e Head of Latam Investment Banking. Executivo com mais de 20 anos de experiência em Investiment Banking, com passagem por instituições globais como UBS, Deutsche Bank e ING, tendo executado mais de 70 transações incluindo fusões e aquisições, IPOs e emissão de dívida no mercado local e internacional. Seu histórico inclui inúmeras transações no setor de óleo e gás e infraestrutura no Brasil e exterior. Adicionalmente, o Sr. Caio foi auditor e consultor na Arthur Andersen e teve passagens por empresas familiares. O Sr. Caio é bacharel em Administração de Empresas pela Unifacs e MBA pela Darden Graduate School of Business na Universidade da Virginia. É membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia desde 2021. O Sr. Caio Scantamburlo Costa declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Caio Scantamburlo Costa declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		24/04/2025	Não	01/04/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome CAMILLE LOYO FARIA **CPF:** 016.748.137-16 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheira Química **Data de Nascimento:** 19/07/1973

Experiência Profissional: A Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Consultora da Americanas S.A., onde anteriormente exerceu o cargo de Diretora Financeira e de Relações com Investidores. Anteriormente, atuou na Tim S.A. e na Oi, também como Diretora Financeira e de Relações com Investidores. Atuou ainda como Managing Director responsável pelas áreas de Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom e Indústrias no Bank of America Merrill Lynch, ocupou o cargo de Managing Director responsável por Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom no Bradesco BBI e também no Morgan Stanley. Camille possui também ampla experiência executiva no setor de telecomunicações e infraestrutura, tendo ocupado posições como CEO e IRO da Multiner, CFO da Terna Participações e Líder de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina. É membra do Conselho de Administração e Presidente do Comitê de Finanças da Companhia desde 2021. Formada em Engenharia Química pela PUC-RJ, Camille possui MBA em Finanças pelo Ibmec-RJ e mestrado em Engenharia de Produção com ênfase em finanças pela PUC-RJ. A Sra. Camille Loyo Faria declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, a Sra. Camille Loyo Faria declara que não é considerada uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		24/04/2025	Não	01/04/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome CARLOS MARCIO FERREIRA **CPF:** 016.712.938-43 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 28/05/1959

Experiência Profissional:

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019, passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., companhia atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, onde permaneceu até abril de 2021.

Em abril de 2021, ingressou no Conselho de Administração da PetroReconcavo S.A., exercendo as funções de membro do Conselho, Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Comitê de Pessoas e ESG (anteriormente denominado Comitê de Gestão de Pessoas), posição que ocupou até 2023. Entre 2023 e 2025, exerceu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Companhia.

Em maio de 2023, passou a integrar o Conselho de Administração da Eucatex S.A., empresa com atuação nos setores da indústria moveleira, revenda e materiais para a construção civil.

Em 2025, passou a integrar o Conselho de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras (“Axia Energia”). O Sr. Carlos Marcio Ferreira é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado O Sr. Carlos Marcio Ferreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Adicionalmente, o Sr. Carlos Marcio Ferreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Vice Presidente Cons. de Administração Independente		30/04/2025	Não	23/02/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome CARLOS TADEU DA COSTA FRAGA **CPF:** 465.343.697-53 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro Civil **Data de Nascimento:** 14/07/1957

Experiência Profissional: Graduado em Engenharia Civil pela UFRJ, com especialização em Engenharia de Petróleo e formação complementar em instituições como University of Alberta, Columbia University, INSEAD, London Business School e IBGC. Atuou por 34 anos na Petrobras, onde ocupou posições de liderança como Gerente Geral de Operações na Bacia de Campos, Diretor de Operações no Golfo do México e Gerente Executivo de Desenvolvimento do Pré-Sal. Foi CEO da Prumo Logística, do Porto do Açu e da Dome Integrated Services, além de CTO da GranEnergia.
Atuou como membro do Conselho do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) entre março de 2021 e março de 2025. É Presidente do Conselho do Instituto Refazer desde março de 2022. Integrou o Conselho de Administração da Karoon Energy desde agosto de 2022 até março de 2026. Atua como membro do Conselho de Administração da Constellation Oil Services desde setembro de 2022, da Radix desde 2023 e da Colombo Agroindústria desde março de 2025.
É membro do Conselho de Administração da Companhia e membro do Comitê de Produção desde 2025.
O Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		24/04/2025	Não	24/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome CHRISTOPHER J. WHYTE **CPF:** 061.492.307-75 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Estados Unidos **Profissão:** Empresário **Data de Nascimento:** 14/10/1956

Experiência Profissional: O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2000 e membro do Comitê de Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Christopher J. Whyte declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Christopher J. Whyte declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		24/04/2025	Não	02/08/2000

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome DAVI BRITTO CARVALHO **CPF:** 781.176.075-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 16/03/1981

Experiência Profissional: Bacharel pela Faculdade de Direito da Universidade Católica do Salvador – UCSAL, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas - FGV São Paulo, advogado inscrito na OAB/BA sob o nº 33-747. Iniciou sua carreira na Katoen Natie do Brasil Ltda., empresa multinacional de logística, onde atuou como advogado de 2004 a 2009. Atuou como advogado da Gerência Jurídica de Negócios da Construtora OAS Ltda. atendendo às Diretorias (i) Petróleo e Gás; (ii) Energia; (iii) Regional Bahia/Sergipe/Alagoas de 2009 a 2001. Ingressou em 2011 como advogado na Companhia em 2001. Atualmente, exerce a função de Diretor Jurídico da Companha e é membro suplente do Conselho de Administração da Companhia desde 2014. O Sr. Davi Britto Carvalho declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Davi Britto Carvalho declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		24/04/2025	Não	28/04/2014

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome EDUARDO CINTRA SANTOS **CPF:** 064.858.395-34 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 18/11/1954

Experiência Profissional: Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia - UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%. Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade consistia na exploração de serviços de telecomunicações, e da Starfish Oil & Gás S.A., empresa de exploração e produção de óleo e gás. Exerce a função de Presidente do Comitê de Produção desde 2021. O Sr. Eduardo Cintra Santos declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo Cintra Santos declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		24/04/2025	Não	20/04/2008

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome EDUARDO CINTRA SANTOS FILHO **CPF:** 800.810.455-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador de Empresas **Data de Nascimento:** 08/12/1984

Experiência Profissional: Bacharel em Administração pela escola de Administração da UNIFACS na Bahia e Executive MBA pela Fundação do Cabral. É Diretor da Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda, empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, onde ingressou nela em 2007, e atua desde então. Entre 2005 e 2007 trabalhou como estagiário e posteriormente administrador na FAVAB, Fábrica de Vaselina da Bahia – Empresa que atua na fabricação e comercialização para todo Brasil de diversos tipos de vaselinas e parafinas. É membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia desde 2012. O Sr. Eduardo Cintra Santos Filho declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo Cintra Santos Filho declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		24/04/2025	Não	15/06/2012

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome JOÃO VITOR MOREIRA DA SILVA **CPF:** 115.787.017-16 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro de Petróleo **Data de Nascimento:** 26/12/1987

Experiência Profissional: Graduado em Engenharia de Petróleo pela Universidade Vila Velha – UVV no Espírito Santo e mestrando em Mature Field Management pela Heriot-Watt University no Reino Unido. Possui 14 anos de experiência profissional, tendo ingressado na Companhia como Engenheiro Trainee em 2011. O Sr. João Vitor Moreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. João Vitor Moreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	02/12/2025	Até RCA subsequente à AGO de 2027	Outros Diretores	Diretor de Operações	01/01/2026		22/12/2022

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome JOSÉ MARIA DE MELLO FIRMO **CPF:** 776.407.646-53 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Eletromecânico **Data de Nascimento:** 08/12/1969

Experiência Profissional: Possui mais de 30 anos de experiência na indústria de Petróleo. Após iniciar sua carreira, na indústria de Petróleo, em 1988 na Tratex, Firmo ingressou na Schlumberger, em 1992, onde ocupou inúmeras funções, desde Engenheiro de Campo offshore no Brasil, até posições de Gerente de Campo na América do Norte e do Sul, Diretor Global de Recursos Humanos de Segmento, Vice-Presidente de Operações na América Latina e Presidente da Schlumberger Brasil. José Firmo também foi Vice-Presidente Sênior de Operações da Seadrill no Hemisfério Ocidental de 2014 a 2019. Foi Presidente do IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis de 2017 a 2019 e Presidente da ABESPETRO - Associação Brasileira das Empresas de Serviços do Setor de Petróleo e Gás de 2016 a 2017. Desde 2019, José Firmo ocupa a posição de CEO do Porto do Açu, uma subsidiária da PRUMO Holding de investimentos. Ele é natural do Rio de Janeiro e possui Mestrado em Administração de Empresas pela Rotterdam School of Management, Erasmus University. O Sr. José Firmo declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Firmo declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	30/04/2025	Até RCA subsequente à AGO de 2027	Diretor Presidente / Superintendente		30/04/2025		01/01/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome PHILIP ARTHUR EPSTEIN **CPF:** 716.914.461-14 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Estados Unidos **Profissão:** Empresário **Data de Nascimento:** 23/06/1956

Experiência Profissional: Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestruturar), financiar, operar e monetizar empresas privadas e públicas desde a década de 1990. Desde 2015, Philip atua como Presidente e CEO do ERI Group LLC, empresa focada em projetos dos EUA e internacionais em energia, energias renováveis, infraestrutura, tecnologia, mídia e finanças. No setor de óleo e gás, destaca-se sua atuação como Presidente e CEO da Warren Resources Inc. (NASDAQ: WRES), companhia de exploração e produção com ativos na Califórnia e em Wyoming, bem como sua participação relevante na fundação, crescimento e monetização de empresas como Belco Oil & Gas Corp. (NYSE: BOG), Chesapeake Energy Corporation (NYSE: CHK), Calypso Energy LLC e outros projetos internacionais no segmento de E&P. Mais recentemente, em 2024, cofundou a Bright Stream Energy, empresa independente de energia focada na aquisição e no desenvolvimento de ativos internacionais de upstream e midstream no setor de óleo e gás, na qual atua como co-Managing Partner.
É membro do Conselho de Administração, membro do Comitê de Finanças, e membro do Comitê de Pessoas e ESG desde 2021, se tornando Presidente do Comitê de Pessoas e ESG em 2023. O Sr. Philip Arthur Epstein declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Philip Arthur Epstein declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2025	2 anos encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		24/04/2025	Não	23/02/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome RAFAEL MACHADO NEVES **CPF:** 124.110.527-82 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador de Empresas **Data de Nascimento:** 12/09/1987

Experiência Profissional: Bacharel em Administração pelo IBMEC-RJ, possui MBA pela COPPEAD/UFRJ. Ingressou no time de Private Equity do Opportunity em 2020, onde atua na análise de novos investimentos e gestão do portfólio de companhias investidas. Antes de juntar-se ao Opportunity foi vice-presidente da Brookfield Financial Services no Brasil, braço do grupo canadense Brookfield em advisory services para investidores institucionais nas áreas de infraestrutura e real estate, e previamente fez parte da equipe do Banco Brasil Plural sendo o Investment Banker responsável pelas operações de M&A e mercado de capitais para o segmento imobiliário. Foi membro suplente do Conselho de Administração da Companhia de 2020 até 02 de março de 2026. É membro do Comitê de Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Rafael Machado Neves declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Rafael Machado Neves declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2026	Encerrando-se na AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		24/04/2026	Não	30/06/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome RAFAEL PROCACI DA CUNHA **CPF:** 069.504.527-05 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 16/09/1975

Experiência Profissional: Graduado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, possui ainda um MBA em gestão de negócios pela “Darden Graduate School of Business Administration” na Universidade da Virginia - EUA. Cursou ainda o curso de pos-graduação “Emerging CFO Program: Strategic Financial Leadership Program” pela Stanford Graduate School of Business, na Universidade de Stanford- EUA. Possui certificação pelo Programa de Certificação de Conselheiros IBGC (CCI) em Governança Corporativa pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBCG). Iniciou sua carreira como analista de investimentos em um fundo de private equity administrado pelo Banco Opportunity, onde participou de diversos projetos no setor de infraestrutura, tendo participado ativamente nas negociações com a Petrobras que deram origem ao Contrato de Produção e à Companhia. Exerce a função de Diretor da Companhia desde outubro de 2003. O Sr. Rafael Procaci da Cunha declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Rafael Procaci da Cunha declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	02/12/2025	Até RCA subsequente à AGO de 2027	Outros Diretores	Diretor Financeiro, M&A e de Relações com Investidores	01/01/2026		14/10/2003

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome TIAGO DE ALMEIDA NOEL **CPF:** 140.581.217-69 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 19/09/1990

Experiência Profissional: Tiago de Almeida Noel é bacharel em Ciências Econômicas. É sócio responsável pela área de Private Equity do Opportuntiy, onde atua desde 2020, tendo sido anteriormente sócio da Athena Capital entre o período de 2014 até 2020. É membro do Conselho de Administração da Equatorial Energia desde 2021 e foi membro do conselho de administração da Sabesp de 2024 até fevereiro de 2026. Foi membro do conselho de administração da Echoenergia participações entre 2022 e 2024.
O Sr. Tiago de Almeida Noel declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Tiago de Almeida Noel declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	24/04/2026	Encerrando-se na AGO de 2027	Presidente do Conselho de Administração Independente		24/04/2026	Não	02/03/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome TROY PATRICK FINNEY **CPF:** 837.003.905-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Estados Unidos **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 05/04/1964

Experiência Profissional: Cidadão norte-americano, residente no Brasil, graduado em Engenharia de Petróleo pela University of Wyoming e cursou um MBA pela University of Denver, ambos nos Estados Unidos da América. Iniciou sua carreira na Amoco no Estado do Colorado, EUA, onde desempenhou diversas funções relacionadas à operação e ao gerenciamento de campos e reservatórios de petróleo e gás natural entre 1988 e 1994. Em 1995, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A.), uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde exerceu diversas funções relacionadas ao gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma e antes de assumir a função de Diretor de Operações da Companhia exerceu a função de Vice-Presidente de Engenharia para Operações Internacionais na PetroSantander Inc. Participou ainda de diversas avaliações de campos para aquisições, inclusive dos campos que a Companhia opera hoje. Também exerceu o cargo de Diretor de Operações da Companhia entre 1999 e 2001 e foi membro do Conselho de Administração entre 2002 e 2019. O Sr. Troy Patrick Finney declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Troy Patrick Finney declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	02/12/2025	Até RCA subsequente à AGO de 2027	Outros Diretores	Diretor de Desenvolvimento de Portfólio	01/01/2026		22/03/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

7.4 Composição dos comitês

Nome: CAMILLE LOYO FARIA **CPF:** 016.748.137-16 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheira Química **Data de Nascimento:** 19/07/1973

Experiência Profissional:

A Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Consultora da Americanas S.A., onde anteriormente exerceu o cargo de Diretora Financeira e de Relações com Investidores. Anteriormente, atuou na Tim S.A. e na Oi, também como Diretora Financeira e de Relações com Investidores. Atuou ainda como Managing Director responsável pelas áreas de Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom e Indústrias no Bank of America Merrill Lynch, ocupou o cargo de Managing Director responsável por Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom no Bradesco BBI e também no Morgan Stanley. Camille possui também ampla experiência executiva no setor de telecomunicações e infraestrutura, tendo ocupado posições como CEO e IRO da Multiner, CFO da Terna Participações e Líder de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina. É membra do Conselho de Administração e Presidente do Comitê de Finanças da Companhia desde 2021. Formada em Engenharia Química pela PUC-RJ, Camille possui MBA em Finanças pelo Ibmec-RJ e mestrado em Engenharia de Produção com ênfase em finanças pela PUC-RJ. A Sra. Camille Loyo Faria declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, a Sra. Camille Loyo Faria declara que não é considerada uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Presidente do Comitê	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: CARLOS MARCIO FERREIRA **CPF:** 016.712.938-43 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 28/05/1959

Experiência Profissional:

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014. Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019, passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., companhia atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, onde permaneceu até abril de 2021.
Em abril de 2021, ingressou no Conselho de Administração da PetroReconcavo S.A., exercendo as funções de membro do Conselho, Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Comitê de Pessoas e ESG (anteriormente denominado Comitê de Gestão de Pessoas), posição que ocupou até 2023. Entre 2023 e 2025, exerceu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Companhia.
Em maio de 2023, passou a integrar o Conselho de Administração da Eucatex S.A., empresa com atuação nos setores da indústria moveleira, revenda e materiais para a construção civil.
Em 2025, passou a integrar o Conselho de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras (“Axia Energia”). O Sr. Carlos Marcio Ferreira é considerado conselheiro independente de acordo com os requisitos previstos no Regulamento do Novo Mercado O Sr. Carlos Marcio Ferreira declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Marcio Ferreira declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Presidente do Comitê	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	23/02/2021
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Pessoas e ESG		30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome: CARLOS TADEU DA COSTA FRAGA **CPF:** 465.343.697-53 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro Civil **Data de Nascimento:** 14/07/1957

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia Civil pela UFRJ, com especialização em Engenharia de Petróleo e formação complementar em instituições como University of Alberta, Columbia University, INSEAD, London Business School e IBGC. Atuou por 34 anos na Petrobras, onde ocupou posições de liderança como Gerente Geral de Operações na Bacia de Campos, Diretor de Operações no Golfo do México e Gerente Executivo de Desenvolvimento do Pré-Sal. Foi CEO da Prumo Logística, do Porto do Açu e da Dome Integrated Services, além de CTO da GranEnergia.
Atuou como membro do Conselho do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) entre março de 2021 e março de 2025. É Presidente do Conselho do Instituto Refazer desde março de 2022. Integrou o Conselho de Administração da Karoon Energy desde agosto de 2022 até março de 2026. Atua como membro do Conselho de Administração da Constellation Oil Services desde setembro de 2022, da Radix desde 2023 e da Colombo Agroindústria desde março de 2025.
É membro do Conselho de Administração da Companhia e membro do Comitê de Produção desde 2025.
O Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Produção		30/04/2025	30/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: CHRISTOPHER J. WHYTE **CPF:** 061.492.307-75 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Estados Unidos **Profissão:** Empresário **Data de Nascimento:** 14/10/1956

Experiência Profissional:

O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2000 e membro do Comitê de Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Christopher J. Whyte declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Christopher J. Whyte declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	22/07/2021
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Produção		30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: EDUARDO CINTRA SANTOS **CPF:** 064.858.395-34 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 18/11/1954

Experiência Profissional:

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia - UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%. Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade consistia na exploração de serviços de telecomunicações, e da Starfish Oil & Gás S.A., empresa de exploração e produção de óleo e gás. Exerce a função de Presidente do Comitê de Produção desde 2021. O Sr. Eduardo Cintra Santos declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Eduardo Cintra Santos declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Presidente do Comitê	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Produção		30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: LEONARDO GUIMARÃES PINTO **CPF:** 082.887.307-01 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 05/02/1979

Experiência Profissional:

O Sr. Leonardo Guimarães Pinto é Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 2002, possui MBA Executivo em Finanças Corporativas pelo IBMEC-RJ em 2005. Atua desde 2001 no Opportunity e desde 2014 é sócio diretor da Opportunity Private Equity Gestora de Recursos Ltda. É Conselheiro Fiscal da Santos Brasil Participações S.A, Membro do Comitê de Auditoria da CVC Brasil Operadora e Agência de Viagens S.A. e Conselheiro de Administração da BEMISA Holding S.A. e da Planalto Piauí Participações e Empreendimentos S.A. É membro do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. O Sr. Leonardo Guimarães Pinto declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Leonardo Guimarães Pinto declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	23/02/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: PHILIP ARTHUR EPSTEIN **CPF:** 716.914.461-14 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Estados Unidos **Profissão:** Empresário **Data de Nascimento:** 23/06/1956

Experiência Profissional:

Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestruturar), financiar, operar e monetizar empresas privadas e públicas desde a década de 1990. Desde 2015, Philip atua como Presidente e CEO do ERI Group LLC, empresa focada em projetos dos EUA e internacionais em energia, energias renováveis, infraestrutura, tecnologia, mídia e finanças. No setor de óleo e gás, destaca-se sua atuação como Presidente e CEO da Warren Resources Inc. (NASDAQ: WRES), companhia de exploração e produção com ativos na Califórnia e em Wyoming, bem como sua participação relevante na fundação, crescimento e monetização de empresas como Belco Oil & Gas Corp. (NYSE: BOG), Chesapeake Energy Corporation (NYSE: CHK), Calypso Energy LLC e outros projetos internacionais no segmento de E&P. Mais recentemente, em 2024, cofundou a Bright Stream Energy, empresa independente de energia focada na aquisição e no desenvolvimento de ativos internacionais de upstream e midstream no setor de óleo e gás, na qual atua como co-Managing Partner.
É membro do Conselho de Administração, membro do Comitê de Finanças, e membro do Comitê de Pessoas e ESG desde 2021, se tornando Presidente do Comitê de Pessoas e ESG em 2023. O Sr. Philip Arthur Epstein declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Philip Arthur Epstein declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	22/07/2021
Outros Comitês		Presidente do Comitê	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Pessoas e ESG		30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: RAFAEL MACHADO NEVES **CPF:** 124.110.527-82 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Administrador de Empresas **Data de Nascimento:** 12/09/1987

Experiência Profissional:

Bacharel em Administração pelo IBMEC-RJ, possui MBA pela COPPEAD/UFRJ. Ingressou no time de Private Equity do Opportunity em 2020, onde atua na análise de novos investimentos e gestão do portfólio de companhias investidas. Antes de juntar-se ao Opportunity foi vice-presidente da Brookfield Financial Services no Brasil, braço do grupo canadense Brookfield em advisory services para investidores institucionais nas áreas de infraestrutura e real estate, e previamente fez parte da equipe do Banco Brasil Plural sendo o Investment Banker responsável pelas operações de M&A e mercado de capitais para o segmento imobiliário. Foi membro suplente do Conselho de Administração da Companhia de 2020 até 02 de março de 2026. É membro do Comitê de Produção e Comitê de Finanças desde 2021. O Sr. Rafael Machado Neves declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Rafael Machado Neves declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	22/07/2021
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Produção		30/04/2025	22/07/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: TIAGO DE ALMEIDA NOEL **CPF:** 140.581.217-69 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 19/09/1990

Experiência Profissional:

Tiago de Almeida Noel é bacharel em Ciências Econômicas. É sócio responsável pela área de Private Equity do Opportuntiy, onde atua desde 2020, tendo sido anteriormente sócio da Athena Capital entre o período de 2014 até 2020. É membro do Conselho de Administração da Equatorial Energia desde 2021 e foi membro do conselho de administração da Sabesp de 2024 até fevereiro de 2026. Foi membro do conselho de administração da Echoenergia participações entre 2022 e 2024.
O Sr. Tiago de Almeida Noel declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Tiago de Almeida Noel declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	02/03/2026	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027	Comitê de Pessoas e ESG		02/03/2026	02/03/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

Nome: VICTOR LOW **CPF:** 717.048.051-47 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Canadá **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 22/12/1959

Experiência Profissional:

Victor Low é Bacharel em Comércio, University of Columbia, Vancouver, Canadá e Contador profissional credenciado, contador geral certificado (Canadá CPA, CGA). Desde 1995 ocupa o cargo de Chief Financial Officer (CFO) da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil. É membro do Comitê de Auditoria da Companhia desde 2021. O Sr. Victor Low declarou para todos os fins de direito que, nos últimos 5 anos, não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou a inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Adicionalmente, o Sr. Victor Low declara que não é considerado uma Pessoa Exposta Politicamente, nos termos da regulamentação aplicável.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário não aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	30/04/2025	2 anos encerrando-se na RCA subsequente à AGO de 2027			30/04/2025	23/02/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação

N/A

7.5 Relações familiares

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor ou controlada	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo	**Passaporte**		**Nacionalidade**	
Administrador do emissor ou controlada				
EDUARDO CINTRA SANTOS	064.858.395-34	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A		Brasil	
Pessoa relacionada				
EDUARDO CINTRA SANTOS FILHO	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	Filho ou Filha (1º grau por consanguinidade)
Membro Suplente do Conselho de Administração.	N/A		Brasil	
Observação				
Eduardo Cintra Santos Filho, Membro Suplente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 99,99% do capital votante Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. Em 31/12/2025, Eduardo Cintra Santos detinha 5,9% do capital votante da Companhia.				
Administrador do emissor ou controlada				
EDUARDO CINTRA SANTOS FILHO	800.810.455-49	PetroRecôncavo S.A.	03.342.704/0001-30	
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A		Brasil	
Pessoa relacionada				
EDUARDO CINTRA SANTOS	064.858.395-34	Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	15.126.451/0001-47	Pai ou Mãe (1º grau por consanguinidade)
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A		Brasil	
Observação				
Eduardo Cintra Santos Filho, Membro Suplente do Conselho de Administração, é filho de Eduardo Cintra Santos. Hoje, Eduardo Cintra Santos detém 99,99% do capital votante da Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. Em 31/12/2025, Eduardo Cintra Santos detinha 5,9% do capital votante da Companhia.				

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2025

Administrador do Emissor

EDUARDO CINTRA SANTOS	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

PERBRAS - EMPRESA BRASILEIRA DE PERFURAÇÕES LTDA.	15.126.451/0001-47		
Administrador Sócio	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

N/A

Exercício Social 31/12/2024

Administrador do Emissor

EDUARDO CINTRA SANTOS	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Independente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

PERBRAS - EMPRESA BRASILEIRA DE PERFURAÇÕES LTDA.	15.126.451/0001-47		
Diretor	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2023

Administrador do Emissor

EDUARDO CINTRA SANTOS	064.858.395-34	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

PERBRAS - EMPRESA BRASILEIRA DE PERFURAÇÕES LTDA.	15.126.451/0001-47		
Diretor	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7 ACORDOS/SEGUROS DE ADMINISTRADORES

A Companhia contratou apólice de seguro de responsabilidade civil de conselheiros e diretores (D&O) junto à Swiss Re Corporate Solutions Brasil Seguros S.A., com vigência a partir de 31 de janeiro de 2026 até 31 de janeiro de 2027. O Limite Máximo de Garantia é de R$ 150.100.000,00 (cento e cinquenta milhões e cem mil reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R$ 99.326,32 (noventa e nove mil, trezentos e vinte e seis reais e trinta e dois centavos). Conforme as disposições da apólice, ela cobre o pagamento e/ou reembolso, a título de indenização securitária, das perdas indenizáveis devidas diretamente pelo segurado, ou pelo tomador, sua controlada e/ou subsidiária, quando este antecipar o valor da indenização a que o segurado seja obrigado a pagar, contanto que decorrentes de um fato gerador que origine uma reclamação coberta. Dentre os valores indenizáveis estão custos de defesa, indenizações pelas quais o Administrador seja legalmente responsável em virtude de decisão judicial transitada em julgado, sentença arbitral, decisão administrativa ou acordos por escrito por qualquer meio previamente aprovado pela seguradora. Adicionalmente, o Estatuto Social da PetroRecôncavo prevê a possibilidade de celebração de contratos de indenidade com administradores da Companhia, nos termos do artigo 160 da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de eventual dano ou prejuízo efetivamente sofrido por força do exercício regular de suas funções na Companhia.

A Companhia tem celebrado contratos de indenidade com os administradores da PetroRecôncavo, incluindo os membros suplentes do Conselho de Administração. Nos termos do Contrato de Indenidade, a Companhia ficará imediatamente liberada de suas obrigações com relação a um evento indenizável, caso o beneficiário em questão, a qualquer tempo, total ou parcialmente, por ação ou omissão: (i) tenha atuado fora do exercício de suas atribuições, com má-fé, dolo, mediante fraude ou em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia, ou com culpa comprovada decorrente de grave negligência, imprudência ou imperícia; (ii) não coopere com a Companhia no atendimento às fiscalizações, investigações, pedidos de informações e em defesas, conforme requerido pela Companhia ou seus advogados constituídos; (iii) não forneça todos os documentos e informações que estiverem em seu poder e que sejam solicitados pela Companhia ou seus advogados constituídos, para a condução da defesa ou preservação de direitos; (iv) desista das defesas apresentadas ou tenha qualquer conduta que possa prejudicar a sua elaboração ou condução, bem como a sustentação das teses cabíveis, incluindo o não comparecimento em audiências; (v) não dê ciência tempestivamente à Companhia e/ou aos seus advogados constituídos de toda e qualquer comunicação recebida de qualquer autoridade, encaminhando prontamente qualquer notificação, intimação, citação, decisão, acórdão, ou qualquer outro documento recebido.

Considerando os prazos exíguos de impugnação/recurso/defesa, considerar-se-á inequivocamente tempestivo o envio, pelo beneficiário; (vi) não mantenha zelo e cuidado no recebimento de documentos, citações e intimações de qualquer autoridade, os quais podem ser enviados pelos correios ao domicílio do beneficiário, ou, na hipótese de investigação ou de processo em curso, deixe de manter pessoas autorizadas a receber correspondências em seu nome na hipótese de sua ausência; ou (vii) celebre ou adira a qualquer acordo com autoridades, não autorizado nos termos do Contrato de Indenidade. Sempre que o Beneficiário tomar ciência de qualquer ato, fato ou omissão que possa gerar um evento indenizável, o beneficiário deverá enviar à Companhia uma descrição detalhada de tal evento, bem como toda e qualquer comunicação recebida de qualquer órgão, autoridade ou tribunal administrativo, judicial ou arbitral com jurisdição sobre a Companhia, nos termos do Capítulo 4 do Contrato de Indenidade.

7.8 Outras informações relevantes

7.8 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Apresentamos abaixo, com relação às Assembleias Gerais da Companhia realizadas nos últimos três anos, (i) data de realização; (ii) eventuais casos de instalação em segunda convocação; e (iii) quórum de instalação.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de fevereiro de 2023, quórum de instalação de 59,6% do capital social votante da Companhia. Deliberações: (i) ratificação da contratação da Empresa Especializada para elaboração do laudo de avaliação previsto no artigo 256, §1º, da Lei das Sociedades por Ações ("Laudo de Avaliação"); (ii) aprovação do Laudo de Avaliação; e (iii) aprovação, nos termos do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações, da aquisição, pela Companhia, da totalidade do capital social da Maha Energy Brasil Ltda.

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2023. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 71,63% do capital social votante da Companhia, e em Assembleia Extraordinária quórum de 71,41% do capital social votante da Companhia. Deliberações: (i) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (ii) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (iii) eleger os membros do Conselho de Administração, para mandato até a Assembleia Geral Ordinária que deliberará sobre as demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024; e (IV) fixar a remuneração global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2023; e em Assembleia Geral Extraordinária: (i) aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, nas reuniões de 14/06/2022, 02/09/2022, 29/09/2022, 27/10/2022, 12/12/2022, 22/12/2022, 25/01/2023 e 02/03/2023.

Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de outubro de 2023, quórum de instalação de 72,22% do capital social votante da Companhia. Deliberações: (I) Exame, discussão e aprovação dos termos e condições (i) do Protocolo e Justificação de Incorporação da Potiguar E&P S.A. pela Companhia ("Protocolo e Justificação Potiguar"); (ii) do Protocolo e Justificação de Incorporação da Recôncavo E&P S.A. pela Companhia ("Protocolo e Justificação Recôncavo E&P"); e (iii) do Protocolo e Justificação de Incorporação da SPE Miranga S.A. pela Companhia ("Protocolo e Justificação SPE Miranga" e, em conjunto com o Protocolo e Justificação Potiguar e o Protocolo e Justificação Recôncavo E&P, os "Protocolos e Justificações"); (II) Ratificação da contratação da empresa independente especializada, BDO RCS Auditores Independentes – SS Ltda. (inscrita no CNPJ/MF sob o nº 54.276.936/0001-79) ("BDO"), para elaboração dos laudos de avaliação, a valor contábil ("Laudos de Avaliação"), dos patrimônios líquidos da (i) Potiguar E&P S.A. ("Potiguar"); da (ii) Recôncavo E&P S.A. ("Recôncavo E&P"); e da (iii) SPE Miranga S.A. ("SPE Miranga" e, em conjunto com Potiguar e Recôncavo E&P, as "Incorporadas"), a serem considerados para as incorporações das Incorporadas pela Companhia ("Operação"), nos termos dos Protocolos e Justificações; (III) Aprovação dos Laudos de Avaliação; (IV) Aprovação da Operação, nos termos dos Protocolos e Justificações; (V) Autorização para a prática, pelos administradores da Companhia, de todos os atos necessários à consumação da Operação; e (VI) Aprovação da alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite capital autorizado, nas reuniões de 25 de maio de 2023, 4 de agosto de 2023 e 28 de setembro de 2023, com a consequente consolidação do Estatuto Social.

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 24 de abril de 2024. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 70,04% do capital votante da Companhia e em Assembleia Extraordinária quórum 70,04% do capital social votante da Companhia. Deliberações em Assembleia Ordinária: (I) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023; (II) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023; e (III) fixar a remuneração global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2024 e; em Assembleia Geral Extraordinária: (I) aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, na reunião de 21 de dezembro de 2023.

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 24 de abril de 2025. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 79,59% do capital votante da Companhia e em Assembleia Extraordinária quórum 79,59% do

7.8 Outras informações relevantes

capital social votante da Companhia. Deliberações em Assembleia Ordinária: (I) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024; (II) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024; (III) eleger os membros do Conselho de Administração, para mandato até a Assembleia Geral Ordinária que deliberará sobre as demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2026; e (IV) fixar a remuneração anual global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2025; e em Assembleia Geral Extraordinária: (I) aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social para refletir os aumentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, nas reuniões de 29/04/2024, 29/05/2024, 27/06/2024, 31/07/2024 e 30/01/2025, com a consequente consolidação do Estatuto Social.

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 24 de abril de 2026. Em Assembleia Ordinária quórum de instalação de 79,50% do capital votante da Companhia e em Assembleia Extraordinária quórum 79,53% do capital social votante da Companhia. Deliberações em Assembleia Ordinária: (I) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025; (II) deliberar sobre a proposta de destinação do resultado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025; (III) fixar a remuneração anual global dos administradores da Companhia para o exercício social de 2026; e em Assembleia Geral Extraordinária: (I) deliberar sobre a eleição de membro do Conselho de Administração da Companhia, nomeado pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 2 de março de 2026, em face da renúncia de Conselheiros, nos termos do art. 150 da Lei nº 6.404/1976, para cumprimento do mandato em curso a se encerrar na Assembleia Geral Ordinária de 2027; (II) aprovar o Plano de Incentivo a Longo Prazo 2026 – Ações Restritas; e (III) aprovar a proposta de reforma ao Estatuto Social da Companhia para (i) acrescentar a aprovação da Política de Alçadas da Companhia e suas eventuais alterações às competências exclusivas do Conselho de Administração indicadas no Artigo 17 do Estatuto Social; (ii) excluir os itens (j), (k), (l), (m) e (o) do Artigo 17 do Estatuto Social; (III) incluir o parágrafo terceiro no Artigo 23 do Estatuto Social; e (IV) consolidar o Estatuto Social da Companhia.

ESCLARECIMENTOS ADICIONAIS SOBRE GOVERNANÇA CORPORATIVA:

A Companhia está sujeita às seguintes práticas de governança corporativa:

MELHORES PRÁTICAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA SEGUNDO O IBGC

O "Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa", editado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, objetiva tornar o ambiente organizacional e institucional brasileiro mais sólido, justo, responsável e transparente, estabelecendo recomendações para a criação de melhores sistemas de governança corporativa nas organizações, visando a otimizar o valor da organização, facilitando seu acesso a recursos e contribuindo para o seu bom desempenho e longevidade. A Companhia está comprometida com as melhores práticas de governança corporativa.

SEGMENTO DO NOVO MERCADO

A Companhia sujeitar-se-á também às regras do Regulamento do Novo Mercado. Em 2000, a Bovespa, atual B3 introduziu três segmentos de negociação, com níveis diferentes de práticas de governança corporativa, denominados Nível 1, Nível 2 e Novo Mercado, com o objetivo de estimular as companhias a seguir melhores práticas de governança corporativa e adotar um nível de divulgação de informações adicional em relação ao exigido pela legislação. Os segmentos de listagem são destinados à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam voluntariamente a observar práticas de governança corporativa e exigências de divulgação de informações, além daquelas já impostas pela legislação brasileira. Em geral, tais regras ampliam os direitos dos acionistas e elevam a qualidade das informações fornecidas aos acionistas. O Novo Mercado é o mais rigoroso deles, exigindo maior grau de práticas de governança corporativa dentre os três segmentos.

As companhias que ingressam no Novo Mercado submetem-se, voluntariamente, a determinadas regras mais rígidas do que aquelas presentes na legislação brasileira, obrigando-se, por exemplo, a emitir apenas ações ordinárias; manter em circulação, no mínimo, 20% do capital social ou 15% do capital social, desde que o volume

7.8 Outras informações relevantes

financeiro médio diário de negociação das ações da companhia se mantenha igual ou superior a R$ 20.000.000,00, considerados os negócios realizados nos últimos 12 meses; constituir um Comitê de Auditoria; aprovar regimento interno do Conselho de Administração e de seus comitês de assessoramento; instituir área de controles internos na Companhia, entre outros. A adesão ao Novo Mercado se dá por meio da assinatura de contrato entre a Companhia e a B3, além da adaptação do estatuto da Companhia de acordo com as regras contidas no Regulamento do Novo Mercado.

Ao assinar os contratos, as companhias devem adotar as normas e práticas do Novo Mercado. As regras impostas pelo Novo Mercado visam a conceder transparência com relação às atividades e situação econômica das companhias ao mercado, bem como maiores poderes para os acionistas minoritários de participação na administração das companhias, entre outros direitos.

8.1 Política ou prática de remuneração

8.1 - POLÍTICA OU PRÁTICA DE REMUNERAÇÃO

(a) Objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

O principal objetivo da estrutura de remuneração da Companhia é estabelecer um sistema de remuneração da Administração que auxilie no desenvolvimento de uma cultura de alta performance, mantendo no longo prazo pessoas importantes para o crescimento da Companhia, garantindo a contratação e a retenção das melhores pessoas, assegurando o alinhamento dos interesses dos administradores com os dos acionistas e demais stakeholders e estimulando o pessoal-chave da Companhia ao cumprimento de suas metas corporativas.

No caso dos diretores estatutários, a existência da prática de remuneração variável permite o compartilhamento do risco e do resultado da Companhia com seus principais executivos, característica de uma política voltada para o alcance de resultados duradouros e a perpetuidade da Companhia.

Para os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, não há práticas de remuneração variável, focando-se apenas os componentes fixos, em linha com as práticas usuais do mercado.

O valor global da remuneração dos administradores é fixado anualmente pela Assembleia Geral de acionistas, sendo competência do Conselho de Administração alocar o valor de tal remuneração entre os diferentes órgãos e/ou membros que o compõem e dispor sobre a sua distribuição em distintos componentes, incluindo a remuneração individual de cada membro da Diretoria e do próprio Conselho de Administração. A Assembleia Geral também deverá fixar o valor global da remuneração do Conselho Fiscal, obedecidas as diretrizes legais aplicáveis.

Com relação ao Conselho Fiscal, ele não esteve instalado nos últimos três exercícios sociais, mas caso venha a ser instalado, sua remuneração observará o disposto na lei e será objeto de deliberação pela assembleia geral que instale o órgão.

A Política de Remuneração de Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião de 23 de janeiro de 2021, está disponível nos sites www.cvm.gov.br e ri.petroreconcavo.com.br.

(b) Práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

(i) Os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

A Assembleia Geral de Acionistas aprova anualmente o limite global da remuneração para os administradores. O Conselho de Administração da Companhia define a estratégia de remuneração dos Administradores da Companhia mediante avaliação do desempenho e das melhores práticas de remuneração do mercado.

O Conselho de Administração é assessorado pela área de Gente e Gestão e pelo Comitê de Pessoas e ESG no desenho e exame da política de remuneração, incluindo política salarial e de benefícios, remuneração variável e incentivos de longo prazo para os Diretores Estatutários, membros do Conselho de Administração e colaboradores da Companhia.

(ii) Critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os

8.1 Política ou prática de remuneração

critérios de comparação e a abrangência desses estudos

Com relação à metodologia utilizada para fixação da remuneração individual dos Administradores, a Companhia utiliza estudos periódicos de consultorias especializadas para verificação das práticas de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia.

(iii) Com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

O Conselho avalia a adequação da política de remuneração quando o considera adequado, usualmente uma vez por ano.

(c) Composição da remuneração, indicando:

(i) Descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, e os objetivos de cada um deles:

- **Seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

Conselho de Administração

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), que é determinada de acordo com o padrão de mercado, a qual tem por objetivo reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho de Administração da Companhia. O valor anual global da remuneração dos administradores, compreendendo os membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária, é fixado na Assembleia Geral Ordinária e distribuído pelo Conselho de Administração.

Não há remuneração baseada em participação em reuniões, e os membros do Conselho de Administração não fazem jus a remuneração variável.

Os membros do Conselho de Administração que participarem de Comitês poderão fazer jus ao recebimento de remuneração adicional pela função exercida, conforme deliberação do Conselho de Administração.

Os membros do Conselho de Administração serão reembolsados pela Companhia das despesas com locomoção, alimentação e hospedagem necessárias ao desempenho de sua função, tal como descrito na Política de Remuneração da Companhia.

Diretoria Estatutária e Não Estatutária

A remuneração da Diretoria é uma ferramenta efetiva de atração, motivação e retenção dos Diretores, sendo estruturada de forma justa e compatível com as funções e os riscos inerentes ao cargo, de modo a proporcionar o alinhamento de seus interesses com os interesses de longo prazo da Companhia. Os membros da Diretoria fazem jus a remuneração fixa e variável.

Remuneração Fixa

Pró-labore ou Salário. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), a qual é definida de acordo com a responsabilidade de cada cargo e em linha com as melhores práticas do mercado.

Benefícios. A remuneração acima destacada poderá, conforme o caso, ser complementada por benefícios diretos ou indiretos, quais sejam: assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, previdência privada, vale refeição e vale alimentação

8.1 Política ou prática de remuneração

A remuneração fixa tem como objetivo remunerar a atuação de cada diretor de acordo com o seu escopo de atuação e senioridade.

Os Diretores Estatutários não recebem remuneração por participação em comitês.

Remuneração Variável

(i) Participação nos resultados – PLR

A remuneração variável de curto prazo das Diretorias Estatutária e Não Estatutária é composta por montante anual baseado no atingimento de metas e objetivos estratégicos da Companhia.

Tem como objetivo remunerar os resultados atingidos pelos Diretores Estatutários e Não Estatutários (em conjunto, “Diretores”) de acordo com seu desempenho e retorno para a Companhia.

A remuneração variável de curto prazo consiste no pagamento de bônus e/ou no pagamento de participação nos resultados – PLR. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária não fazem jus à remuneração por participações em reuniões e comissões.

(ii) Remuneração de Longo Prazo Baseada em Ações

Os Diretores e determinados empregados da Companhia e de suas sociedades controladas diretas são elegíveis a programa de remuneração baseados em Ações, nos termos do Programa de Incentivo Consolidado aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 1º de abril de 2021. O objetivo do Programa de Incentivo Consolidado é conceder a eles a oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia e, com isso, (i) assegurar a competitividade dos níveis de remuneração total praticados pela Companhia; (ii) garantir um maior alinhamento dos interesses dos beneficiários com os interesses dos acionistas; (iii) maximizar os níveis de comprometimento com a geração de resultados sustentáveis; bem como (iv) possibilitar à Companhia atrair e manter vinculados a ela, Diretores e empregados.

A parcela da remuneração baseada em ações também compreende o montante relativo à parcela do Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas baseado em ações de emissão da Companhia, aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 27 de abril de 2022, e a parcela prevista para o ano de 2026 já compreende o montante relativo ao Plano de Incentivo de Longo Prazo aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, com os seguintes objetivos principais: (i) gerar um maior alinhamento de interesses dos participantes, com os acionistas da Companhia, na busca de um crescimento sustentável dos seus negócios; (ii) buscar o atingimento dos objetivos sociais e das metas da Companhia; (iii) reforçar a capacidade da Companhia de atrair, reter e motivar os participantes, buscando um comprometimento de longo prazo destes com os objetivos da Companhia; e (iv) compartilhar a criação de valor, bem como os riscos inerentes aos negócios da Companhia.

Benefícios pós-emprego

A Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pró-labore percebido pelos mesmos. Após a contribuição, a Companhia não tem controle sobre os saldos depositados, não havendo nenhuma restrição para que os Diretores Estatuários
resgatem os recursos.

Conselho Fiscal

A Companhia nunca teve Conselho Fiscal instalado. Caso o Conselho Fiscal venha a ser instalado, a remuneração de seus membros deverá ser inteiramente composta por elemento fixo, correspondente a honorários mensais. Na fixação desses honorários pela Assembleia Geral que instalar o Conselho Fiscal, deverão ser obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10%

8.1 Política ou prática de remuneração

da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração

Companhia possui comitês de: (i) Auditoria estatutário; (ii) Finanças; (iii) Pessoas e ESG; e (iv) Produção. A remuneração dos membros dos Comitês é definida pelo Conselho de Administração.

Os membros do Conselho de Administração que participarem de Comitês poderão fazer jus ao recebimento de remuneração adicional pela função exercida, conforme deliberação do Conselho de Administração.

Os membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração serão reembolsados pela Companhia das despesas com locomoção, alimentação e hospedagem necessárias ao desempenho de sua função, tal como descrito na Política de Remuneração da Companhia.

- **Sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais**

A proporção de cada elemento na remuneração total nos últimos três exercícios sociais foi a seguinte:

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2025			
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Diretoria não Estatutária**
Salário ou pró-labore	88%	37%	47%
Benefícios direto ou indireto	0%	0%	0%
Participação em Comitês/reuniões	12%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	27%	28%
Remuneração baseada em ações	0%	34%	9%
Benefício pós emprego	0%	2%	0%
Outros	0%	0%	16%
Total da Remuneração	**100%**	**100%**	**100%**

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2024			
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Diretoria não Estatutária**
Salário ou pró-labore	88%	40%	52%
Benefícios direto ou indireto	0%	0%	0%
Participação em Comitês/reuniões	12%	0%	0%

8.1 Política ou prática de remuneração

Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	12%	13%
Remuneração baseada em ações	0%	46%	18%
Benefício pós emprego	0%	2%	0%
Outros	0%	0%	17%
Total da Remuneração	**100%**	**100%**	**100%**

Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2023			
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Diretoria não Estatutária**
Salário ou pró-labore	90%	36%	47%
Benefícios direto ou indireto	0%	%	0%
Participação em Comitês/reuniões	10%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	0%	0%
Participação de resultados	0%	27%	25%
Remuneração baseada em ações	0%	36%	11%
Benefício pós emprego	0%	1%	0%
Outros	0%	0%	17%
Total da Remuneração	**100%**	**100%**	**100%**

- **Sua metodologia de cálculo e de reajuste**

Em regra, a remuneração tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante, em empresas do mesmo porte e/ou setor que a Companhia.

Conselho de Administração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração é exclusivamente composta por elemento fixo, como forma de compensação dos conselheiros pelo seu papel contínuo de supervisão.

Diretoria Estatutária e não Estatutária

8.1 Política ou prática de remuneração

O cálculo da remuneração acima explicada é definido utilizando-se como referência as práticas do mercado levando-se em consideração práticas de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia e referências internas, que são reavaliadas periodicamente. No caso dos Diretores, o cálculo da remuneração também se baseia na meritocracia, sempre se observando a competitividade externa.

A metodologia de reajuste específico para cada um dos componentes da remuneração da Diretoria Estatutária, Não Estatutária e demais colaboradores leva em conta pesquisas de mercado e benchmarking com empresas do setor assim como empresas de porte e características similares à Companhia. As pesquisas de mercado são encomendadas a empresas especializadas, sendo o referido trabalho supervisionado pela área de Gente e Gestão da Companhia.

(i) o pró-labore/salário mensal é fixado pelo Conselho de Administração levando-se em conta comparações com as práticas do mercado, as quais são reavaliadas de tempos em tempos através da contratação de pesquisas de mercado, sendo reajustado periodicamente conforme a variação de índices de inflação e/ou condições de mercado; (ii) os benefícios diretos e indiretos expressam valores pré-determinados pelo seu preço de mercado, sendo custeados pela Companhia; (iii) os benefícios pós-emprego correspondem a uma contribuição da empresa no valor de 8% do salário mensal dos Diretores Estatutários em fundos de previdência privada do tipo VGBL; e (iv) o bônus é calculado conforme os parâmetros descritos nos subitens “c” e “d” abaixo, nos limites previamente fixados a cada ano pelo Conselho de Administração, com base em valores-alvo de bonificação estabelecidos para cada Diretor, conforme o atendimento das metas aprovadas por aquele órgão, que também é responsável pela aprovação final do valor a ser pago a cada Diretor.

Comitês

A remuneração dos Comitês tem seus valores fixos reajustados em linha com o padrão de mercado, de acordo com a Política de Remuneração de Administradores vigente e de forma que se mantenha adequada às práticas de mercado para os profissionais com experiência semelhante.

Conselho Fiscal

A remuneração do Conselho Fiscal é fixada pela Assembleia Geral de acionistas, obedecidas as diretrizes da lei, que determina que a remuneração dos membros do Conselho Fiscal não pode ser inferior a 10% da remuneração média dos diretores, sem computar benefícios, verbas de representação e participação nos lucros.

- **Principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG**

A remuneração do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal é exclusivamente fixa e, portanto, não está baseada em indicadores de desempenho.

Para avaliação do desempenho das Diretorias Estatutária e Não Estatutária, o Conselho de Administração faz uma avaliação anual do atendimento a metas estabelecidas de forma global para a Companhia e individualmente para cada Diretor. Esses indicadores poderão ser objetivos (quantitativos) ou subjetivos (qualitativos), sendo previamente estabelecidos pelo Conselho de Administração a cada ano. Atualmente, os indicadores objetivos utilizados são a produção (volume), EBITDA, custo de produção por barril, despesas gerais e administrativas, eficiência de capital, índice de reposição de reservas entre outros, e, para os Diretores Estatutários, ainda existem os indicadores objetivos de SSMS e *Compliance* (ASG); e os indicadores subjetivos para os Diretores Estatutários se referem à avaliação de desempenho realizada pelos membros do Conselho de Administração.

- **Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;**

O Conselho de Administração é responsável por aprovar, a cada ano, as metas e objetivos corporativos que balizarão o cálculo da remuneração variável a ser paga à Diretoria Estatutária e não Estatutária, bem como os critérios para apuração do bônus para o exercício, com base nessas metas, fixando as metas quantitativas, os

8.1 Política ou prática de remuneração

limites mínimos e máximos, os valores alvo para cada Diretor, bem como os valores a serem pagos conforme a variação de cada uma das metas. São estabelecidas metas globais para a Companhia, e para as diferentes metas são atribuídos pelo Conselho de Administração pesos diferenciados para cada meta a cada membro da Diretoria, de acordo com suas responsabilidades e funções desempenhadas. Após o encerramento do exercício social, o Conselho avaliará os resultados obtidos e o percentual de atendimento a cada uma das metas estabelecidas. O volume total de recursos a ser distribuído a cada Diretor será calculado pela aplicação proporcional do percentual total de atendimento às metas, de forma ponderada ao peso relativo de cada meta de forma proporcional ao atendimento das metas globais e individuais.

Além disso, o bônus individual de cada Diretor Estatutário poderá sofrer uma variação percentual positiva ou negativa sobre o valor-base previamente estabelecido pelo Conselho de Administração, conforme o atendimento às metas subjetivas individuais de cada Diretor Estatutário. A remuneração é fixada a partir de estudos de mercado para definição de valores e leva em consideração as responsabilidades, o tempo dedicado às funções, a competência e reputação profissional. A remuneração variável é fixada considerando o atingimento de metas corporativas da Companhia, as metas individuais do executivo.

(ii) Razões que justificam a composição da remuneração

Os membros do Conselho de Administração deverão ser compensados tendo em vista a sua função de supervisão geral dos negócios e atividades da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação dos rumos e decisões estratégicas da Companhia.

No que se refere à Diretoria Estatutária e não Estatutária, a Companhia entende que os principais executivos encarregados de implementar as estratégias e negócios da Companhia precisam, por um lado, sentir-se constantemente estimulados e motivados, donde surge a necessidade um componente fixo atrativo, bem como a prática de oferecimento de benefícios comumente observados no mercado. Por outro lado, é também preciso oferecer estímulos para que as metas de negócio da Companhia sejam atingidas, justificando assim a prática de pagar remuneração variável e pagamento baseado em ações como parte significativa da compensação dos Diretores.

Os membros dos Comitês podem ser compensados tendo em vista a sua função de assessoramento ao Conselho de Administração da Companhia, resultando, portanto, na necessidade de um pagamento fixo para que seja mantida, de forma constante, a serenidade na avaliação estratégica de aspectos específicos da condução dos negócios da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal devem unicamente ser compensados pelo ofício prestado à Companhia durante o seu mandato, de forma constante, por isso justificando um pagamento integralmente fixo.

(iii) A existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Não há membros efetivos do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal ou de Comitês Estatutários não remunerados e apenas um dos membros suplentes do conselho de administração é remunerado.

(d) A existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Em 2025, não houve remuneração suportadas por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos.

8.1 Política ou prática de remuneração

(e) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Nos termos dos planos de incentivo baseados em ações da Companhia descritos no item 8.4 a seguir, pode ocorrer vencimento antecipado dos prazos de carência para os benefícios em caso de determinados eventos societários, quais sejam:

- Programa de Incentivo Consolidado: na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, os termos deste Programa e os Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de Administração da Companhia, (i) ser transferidos para a entidade sucessora; ou (ii) ter seus prazos e condições antecipados ou liquidados, conforme aplicável.
- Plano de Incentivo de Longo Prazo – Ações Restritas: Na hipótese de mudança no controle ou alienação de controle da Companhia, nos termos do art. 254-A da Lei das S.A., ou outros eventos societários tais como fusão, incorporação, incorporação de ações, cisão e outras formas de combinação de negócio envolvendo a Companhia que resultem na alteração do seu controle acionário, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar (i) pela manutenção das regras do Plano e dos Programas e Contratos de Outorga nas condições então vigentes; ou (ii) pelo encerramento do Plano, hipótese em que ocorrerá a aceleração dos Períodos de Vesting dos Contratos de Outorga já celebrados em relação a todos os Participantes, de forma que sejam imediatamente transferidas aos Participantes as Ações Restritas previstas em seus respectivos Contratos de Outorga.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2026 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	4,17	0,00	11,17
Nº de membros remunerados	7,00	4,17	0,00	11,17
Esclarecimento	N/A	N/A	A Companhia não possui Conselho Fiscal instalado.	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.361.865,64	13.474.340,74	0,00	18.836.206,38
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	473.263,66	0,00	0,00	473.263,66
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	9.908.000,00	0,00	9.908.000,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	647.325,35	0,00	647.325,35
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	8.184.341,68	0,00	8.184.341,68
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n° 19957.007457/20 18-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n° 19957.007457/20 18-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.	N/A	
Total da remuneração	5.835.129,30	32.214.007,77	0,00	38.049.137,07

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2025 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	12,00
Nº de membros remunerados	7,00	5,00	0,00	12,00
Esclarecimento	N/A	N/A	A Companhia não possuia Conselho Fiscal instalado.	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.488.150,00	8.106.553,08	0,00	12.594.703,08
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	396.000,00	0,00	0,00	396.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	5.896.616,15	0,00	5.896.616,15
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	468.649,20	0,00	468.649,20
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	7.320.436,55	0,00	7.320.436,55
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n°19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP. O valor da Remuneração total do Exercício Social difere da Remuneração do pessoal chave da Administração informada nas demonstrações financeiras da Companhia tendo em vista que esta inclui suplentes do Conselho de Administração e participação em comitês.	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n°19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2022-CVM/SEP.		
Total da remuneração	4.884.150,00	21.792.254,98	0,00	26.676.404,98

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2024 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	12,00
Nº de membros remunerados	7,00	5,00	0,00	12,00
Esclarecimento	N/A	N/A	A Companhia não possuia Conselho Fiscal instalado.	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.461.750,00	8.315.622,68	0,00	12.777.372,68
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	396.000,00	0,00	0,00	396.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	2.477.720,08	0,00	2.477.720,08
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	417.539,00	0,00	417.539,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	9.638.232,00	0,00	9.638.232,00
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n °19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2024-CVM/SEP. O valor da Remuneração total do Exercício Social difere da Remuneração do pessoal-chave da Administração informada nas demonstrações financeiras da Companhia tendo em vista que esta inclui suplentes do Conselho de Administração e participação em comitês.	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n°19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2024 CVM/SEP.		
Total da remuneração	4.857.750,00	20.849.113,76	0,00	25.706.863,76

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	12,00
Nº de membros remunerados	7,00	5,00	0,00	12,00
Esclarecimento	N/A	N/A	A Companhia não possuia Conselho Fiscal instalado.	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.619.500,00	7.710.370,50	0,00	11.329.870,50
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	381.000,00	0,00	0,00	381.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	5.875.300,00	0,00	5.875.300,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	244.992,00	0,00	244.992,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	7.880.241,67	0,00	7.880.241,67
Observação	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n °19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2024-CVM/SEP. O valor da Remuneração total do Exercício Social difere da Remuneração do pessoal-chave da Administração informada nas demonstrações financeiras da Companhia tendo em vista que esta inclui suplentes do Conselho de Administração e participação em comitês.	O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no processo n°19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular/ANUAL-2024 CVM/SEP	N/A	
Total da remuneração	4.000.500,00	21.710.904,17	0,00	25.711.404,17

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2026

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7,00	4,17		**11,17**
N° de membros remunerados	0,00	4,17		**4,17**
Esclarecimento	Conselho de Administração não possui remuneração variável			
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	14862000,00		**14.862.000,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	9908000,00		**9.908.000,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00		**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00		**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	14862000,00		**14.862.000,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	9908000,00		**9.908.000,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7,00	5,00	0,00	**12,00**
N° de membros remunerados	0,00	5,00	0,00	**5,00**
Esclarecimento	0,00		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	14424988,99	0,00	**14.424.988,99**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	9616659,32	0,00	**9.616.659,32**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	5896616,15	0,00	**5.896.616,15**

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7,00	5,00	0,00	**12,00**
N° de membros remunerados	0,00	5,00	0,00	**5,00**
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**

Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	10279476,12	0,00	**10.279.476,12**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	6852984,08	0,00	**6.852.984,08**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	2477720,08	0,00	**2.477.720,08**

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	**12,00**
Nº de membros remunerados	0,00	5,00	0,00	**5,00**
Esclarecimento	Não há remuneração variável para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	10480081,43	0,00	**10.480.081,43**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	6986720,95	0,00	**6.986.720,95**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	5875300,00	0,00	**5.875.300,00**

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4 - PLANO DE REMUNERAÇÃO BASEADO EM AÇÕES

(a) Termos e condições gerais

Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações 2026: foi submetido aos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, o Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações de emissão da Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de ações aos administradores e empregados ("PILP 2026").

Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações: os acionistas da Companhia aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022, o Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações de emissão da Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de ações aos administradores e empregados ("PILP").

Programa de Incentivo Consolidado: os acionistas da Companhia aprovaram, em sede de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 3 de junho de 2016, o Programa de Incentivo para Executivos e, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de junho 2017, o Programa de Incentivo para Gestores, os quais foram consolidados no Programa de Incentivo Consolidado, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de abril de 2021 ("Programa"), que disciplina a concessão de incentivos de médio e longo prazo para os diretores estatutários e empregados da Companhia e de suas controladas ("Participantes"), a partir de atingimento de determinadas metas corporativas.

A elegibilidade de determinado Participante não lhe assegura a participação no Programa, sendo certo que esta somente se tornará efetiva (i) a cada ano, após formalização de convite escrito enviado pelo Conselho de Administração da Companhia, o qual conterá as metas individuais e corporativas que lhe forem definidas, o período de sua apuração, bem como respectivos valores a que o Participante terá direito de receber na hipótese de atingimento das metas, ou (ii) conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, na hipótese de incentivos relacionados ao atingimento de metas de curto prazo.

Nos termos do Programa, tendo como propósito o alinhamento de expectativas entre seus Participantes e a Companhia e visando a incentivar o engajamento daqueles em prol da obtenção de resultados positivos para a Companhia no médio e longo prazos, a PetroRecôncavo poderá recompensar os Participantes, mediante o atingimento das metas que lhes forem definidas, com os seguintes benefícios: (i) pagamento de bônus anual em dinheiro, (ii) entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iii) opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia, (iv) outorga de ações diferidas; e/ou (v) *matching* de ações ordinárias de emissão da Companhia.

Em relação aos benefícios aplicáveis a este item 8.4:

Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia: Na hipótese de atingimento total ou proporcional das metas anuais, o Participante fará jus a receber certa quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia ("Ações"), em lote a ser determinado ("Lote Outorgado"). A primeira determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado somente ocorrerá após a apuração acumulada das metas anuais definidas para cada exercício social.

Opção de Subscrição Adicional: Caso a apuração das metas anuais definidas para determinado exercício habilite o Participante a receber um Lote Outorgado, o Participante passará a ter uma opção de subscrever, adicionalmente ("Opção de Subscrição Adicional"), um lote de Ações equivalente a até 50% das Ações objeto do Lote Outorgado recebido no respectivo ano ("Lote Subscrito").

Matching de Ações: O Conselho de Administração poderá, a seu exclusivo critério, outorgar a determinados Participantes o direito de, mediante o exercício da Opção de Subscrição Adicional pelos referidos Participantes do *matching* e a efetiva subscrição e integralização da totalidade das Ações objeto do respectivo Lote Subscrito, receber um lote adicional de Ações em quantidade idêntica à quantidade de Ações objeto do Lote Subscrito pelo Participante do *matching* em decorrência do exercício Opção de Subscrição Adicional.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Outorga de Ações Diferidas: A Companhia poderá, a exclusivo critério do Conselho de Administração, outorgar aos Participantes ou a determinado grupo deles o direito de receber Ações de emissão da Companhia a título não oneroso ("Ações Diferidas"), admitida a outorga de Ações Diferidas sob condição suspensiva.

Plano de Opção de Compra de Ações: os acionistas da Companhia aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10 de junho de 2011, o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, que estabelece as condições gerais para a outorga de opções de compra de ações aos administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia, nomeados pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, sendo certo que cada opção de compra concede ao beneficiário o direito de adquirir uma ação de emissão da Companhia. O referido Plano de Opção de Compra de Ações foi alterado, uma única vez, por aprovação unânime dos acionistas da PetroRecôncavo em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 10 de outubro de 2013 ("**Plano**").

Em virtude do desdobramento de ações de emissão da companhia aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 1º de abril de 2021 (vide item 12.12 deste Formulário de Referência), foi consignado na referida Assembleia Geral Extraordinária que os números de ações referentes às opções de compra de ações de emissão da Companhia já outorgadas ao amparo do Plano e ainda não exercidas até 1º de abril de 2021 serão ajustados proporcionalmente, de modo a refletir o desdobramento das ações de emissão da Companhia. Em outras palavras, cada opção de compra objeto do Plano passará a conceder ao beneficiário o direito de adquirir o número ajustado de 2 (duas) ações de emissão da Companhia.

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, até o momento, 3 (três) Programas de Opção de Compra de Ações, no âmbito do Plano, nos seguintes termos e condições:

	1º Programa	2º Programa	3º Programa
Data de Aprovação	10/10/2013	25/07/2014	13/05/2016
Classe das Ações	Ordinária.	Ordinária.	Ordinária
Beneficiários	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.	Administradores, empregados e prestadores de serviços da Companhia.
Quantidade de Opções	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	332.243 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).	269.500 opções da compra de ações da Companhia. As opções se dividem em 3 Lotes Anuais (A, B e C).
Período de Carência	Lote A – exercíveis a partir de 10/10/2014; Lote B – exercíveis a partir de 10/10/2015; e Lote C – exercíveis a partir de 10/10/2016.	Lote A – exercíveis a partir de 25/07/2015; Lote B – exercíveis a partir de 25/07/2016; e Lote C – exercíveis a partir de 25/07/2017.	Lote A – exercíveis a partir de 13/05/2017; Lote B – exercíveis a partir de 13/05/2018; e Lote C – exercíveis a partir de 13/05/2019.
Preço de Exercício	R$ 20,73 cada opção.	R$ 21,41 cada opção.	R$ 14,81 cada opção.

(b) Data de aprovação e órgão responsável

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Plano de Incentivo de Longo Prazo (PILP) 2026: foi aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026.

Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações (PILP): aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2022.

Programa de Incentivo Consolidado: aprovado pelos acionistas da Companhia, em sede de Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de junho de 2016, o Programa de Incentivo para Executivos e, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de junho 2017, o Programa de Incentivo para Gestores, os quais foram consolidados no Programa de Incentivo Consolidado, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de abril de 2021 ("Programa").

Plano de Opção de Compra de Ações: aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10 de junho de 2011.

(c) Número máximo de ações abrangidas

PILP 2026: O limite total acumulado de ações restritas que poderão ser outorgadas aos Participantes nos termos do Plano não poderá superar 2,5% (dois vírgula cinco por cento) do número total de ações emitidas pela Companhia (desconsideradas as ações mantidas em tesouraria), considerando sua aprovação pelos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026.

PILP: O limite total acumulado de ações restritas que poderão ser outorgadas aos Participantes nos termos do Plano não poderá superar 1,5% (um vírgula cinco por cento) do número total de ações emitidas pela Companhia (desconsideradas as ações mantidas em tesouraria) na data de aprovação de cada programa.

Programa: a entrega de ações ordinárias, sem direito a voto, de emissão da Companhia, e a outorga de Ações Diferidas, devem respeitar o limite máximo conjunto de 5% (cinco por cento) do total de ações em que se divide o capital social da Companhia.

No âmbito da Opção de Subscrição Adicional de Ações, será possível a subscrição de um lote de Ações equivalente a até 50% das Ações objeto do Lote Outorgado recebido no respectivo ano.

Plano: poderão ser outorgadas opções representativas de, no máximo, 3% (três por cento) das ações representativas do capital social da Companhia.

(d) Número máximo de opções a serem outorgadas

No âmbito do Plano, as opções poderão ser outorgadas a todos beneficiários que forem elegíveis para participar, desde que limitado ao número máximo de ações abrangidas pelo Plano, conforme previsto acima.

(e) Condições de aquisição de ações

As opções de compra objeto do Plano, no âmbito de cada programa, deverão ser outorgadas mediante celebração de contrato entre o titular das opções e a Companhia, em que serão definidas as seguintes condições específicas, sem limitação: (i) o número total de ações da Companhia objeto de outorga; e (ii) o preço de exercício, de acordo com cada programa.

As ações, no âmbito do Programa, deverão ser entregues de acordo com a performance do Participante ao final de cada ano, por meio do atingimento das metas anuais definidas para cada exercício social. Excepcionalmente, o

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Conselho de Administração poderá definir metas a serem atingidas em período inferior a 1 (um) exercício social. Caso o Participante tenha uma performance equivalente a zero, nos termos do Programa, este não fará jus ao recebimento de qualquer Lote Outorgado com relação a tal ano.

A outorga das Ações Restritas aos Participantes, no âmbito de cada programa do PILP e PILP 2026, será realizada mediante a celebração do respectivo contrato de outorga ("Contrato de Outorga") entre a Companhia e cada um dos Participantes.

Para cada Programa do PILP e PILP 2026, o Diretor-Presidente recomendará e o Conselho de Administração, com o auxílio do Comitê de Gestão de Pessoas, definirá, a seu exclusivo critério, a lista dos Participantes e a respectiva quantidade de Ações Restritas a serem outorgadas, bem como outras condições aplicáveis a cada outorga, sempre respeitadas as regras do Plano, as quais deverão constar nos respectivos Contratos de Outorga.

Observado o Limite Global de Outorga, a quantidade máxima de Ações Restritas do PILP e PILP 2026 que poderá ser outorgada a cada Participante em cada Programa será definida e individualizada pelo Conselho de Administração, a seu exclusivo critério, e constará do respectivo Contrato de Outorga.

A efetiva transferência das Ações Restritas do PILP e do PILP 2026 para o Participante somente se dará com o implemento das condições e prazos previstos no Plano, nos Programas e nos Contratos de Outorga, observados os Períodos de *Vesting* aplicáveis, de modo que a aprovação dos Programas ou a celebração dos Contratos de Outorga, por si só, não garantem ao Participante quaisquer direitos sobre as Ações Restritas outorgadas, nem tampouco representam garantia ao recebimento de Ações Restritas.

Por fim, nenhuma Ação Restrita do PILP e do PILP 2026 será entregue ao Participante a não ser que todas as exigências legais, regulamentares e contratuais tenham sido integralmente cumpridas.

(f) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

PILP 2026: conforme aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, a concessão das Ações Restritas será realizada a título gratuito aos participantes, observados os termos do Plano e nos respectivos Programas e as regras contidas em cada Contrato de Outorga.

PILP: a concessão das Ações Restritas será realizada a título gratuito aos participantes, observados os termos do Plano e nos respectivos Programas, e as regras contidas em cada Contrato de Outorga.

Programa: para apuração do valor de mercado da ação da Companhia será utilizada (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do Programa, a média aritmética dos valores obtidos a partir da aplicação dos múltiplos de Empresas Comparáveis abaixo descritos aos mesmos indicadores (BOE e EBITDAX) verificados na PetroRecôncavo, sendo que ao valor final será aplicado um desconto de liquidez de 30% (trinta por cento) pelo fato de que as ações utilizadas para cálculo do Preço de Exercício são relativas a companhias abertas e as ações da Companhia não possuem liquidez uma vez que não são negociadas no mercado: (a) mediana dos múltiplos EV/BOE ("Enterprise Value", dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social) de Empresas Comparáveis; e (b) mediana dos múltiplos EV/EBITDAX ("Enterprise Value" dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável) das mesmas Empresas Comparáveis; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo de lançamento do Programa, a cotação média das ações nos últimos 30 (trinta) pregões na B3 S.A., anteriores à data de concessões da opção (ou, em caso de oferta pública inicial realizada até 30 dias antes da outorga, considera-se o preço de emissão).

Plano: o preço de emissão, ou preço da compra das ações a serem adquiridas pelos Beneficiários em decorrência do exercício da opção será determinado pelo Conselho de Administração ou pelo Comitê, ao tempo do programa aplicável, e será equivalente: (i) caso a Companhia não tenha ações negociadas em bolsa ao tempo do lançamento do programa aplicável, ao valor correspondente à média aritmética do valor das ações de companhias

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

abertas listadas na Bolsa que prestam serviços no setor de exploração e produção de gás natural e com características similares às da Companhia, apurado por dois múltiplos distintos sendo (a) a mediana dos múltiplos EV/BOE, no qual o Enterprise Value será dividido pelo volume de reservas provadas de petróleo e gás equivalente na data do último exercício social das Empresas Comparáveis; e (b) a mediana dos múltiplos EV/EBITDAX, na qual o Enterprise Value será dividido pelo EBITDAX dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável; e (ii) caso a Companhia tenha ações negociadas na Bolsa ao tempo de lançamento do programa aplicável, a cotação média das ações nos últimos 30 (trinta) pregões na B3 S.A., anteriores à data de concessões da opção (ou, em caso de oferta pública inicial realizada até 30 dias antes da outorga, considera-se o preço de emissão).

Onde:

“EV” ou “Enterprise Value”: é o valor de mercado de cada empresa aferido pela cotação média de suas ações os 30 (trinta) dias anteriores ao encerramento das últimas demonstrações financeiras divulgadas por cada Empresa Comparável, multiplicado pelo número de ações da empresa correspondente na mesma data, subtraído da dívida líquida constante no balanço patrimonial do encerramento das últimas demonstrações financeiras divulgadas por cada Empresa Comparável;

“BOE”: Volume total de reservas provadas de petróleo e gás equivalente de cada empresa conforme informado nas demonstrações financeiras do último exercício social;

“EBITDAX”: Corresponde ao lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro líquido, das despesas com exploração, das despesas de depreciação e amortização de cada empresa, conforme informado nas demonstrações financeiras dos últimos 12 meses contados a partir das demonstrações financeiras mais recentes divulgadas por cada Empresa Comparável; e

“Empresas Comparáveis”: são companhias abertas, com ações negociadas em bolsas de valores, do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural e com características similares à Companhia, ou seja, que tenham volume de produção semelhantes na proporção gás natural/petróleo e sejam consideradas de pequeno e médio porte.

(g) Critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício

PILP 2026**:** conforme aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, as Ações Restritas serão outorgadas aos Participantes em duas parcelas distintas, quais sejam, (a) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas aos Participantes em cada Contrato de Outorga terá o objetivo exclusivo de retenção do Participante (“Parcela Retenção”). A concessão das Ações Restritas da Parcela Retenção estará sujeita à carência de 3 (três) anos, dividida em 3 (três) lotes anuais, que serão liberados ao Participante ao final dos seguintes prazos, contados a partir da celebração do Contrato de Outorga com o Participante e (b) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas ao Participante em cada Contrato de Outorga será variável e a quantidade efetiva de Ações Restritas que serão conferidas ao Participante em referência a tal parcela será definida em função do cálculo da taxa de retorno total ao acionista da Companhia (“Parcela TSR”), a ser verificada pelo Conselho de Administração ao final do Período de Vesting TSR.

PILP: As Ações Restritas serão outorgadas aos Participantes em duas parcelas distintas, quais sejam, (a) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas aos Participantes em cada Contrato de Outorga terá o objetivo exclusivo de retenção do Participante (“Parcela Retenção”). A concessão das Ações Restritas da Parcela Retenção estará sujeita à carência de 3 (três) anos, dividida em 3 (três) lotes anuais, que serão liberados ao Participante ao final dos seguintes prazos, contados a partir da celebração do Contrato de Outorga com o Participante e (b) uma parcela equivalente a 50% (cinquenta por cento) das Ações Restritas outorgadas ao Participante em cada Contrato de Outorga será variável e a quantidade efetiva de Ações Restritas que serão conferidas ao Participante em referência a tal parcela será definida em função do cálculo da taxa de

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

retorno total ao acionista da Companhia (“Parcela TSR”), a ser verificada pelo Conselho de Administração ao final do Período de Vesting TSR.

Programa: a determinação acerca do direito de recebimento de um Lote Outorgado, ocorrerá anualmente, até o mês de abril. O prazo de exercício da Opção de Subscrição está diretamente ligado com o atingimento das metas anuais e do recebimento de um Lote Outorgado.

O Participante contemplado deverá comunicar à Companhia acerca da sua intenção de exercer ou não a Opção de Subscrição Adicional até no máximo 3 (três) dias de antecedência da data de realização da Reunião do Conselho de Administração. Findo tal prazo sem manifestação do Participante, este perderá automaticamente o direito ao exercício da Opção de Subscrição Adicional e à subscrição das Ações objeto do Lote Subscrito.

Plano: o Beneficiário poderá exercer, total ou parcialmente, a opção de compra das ações incorporadas ao longo do período de 10 (anos) anos a contar da data do respectivo programa em que o Beneficiário participou.

(h) Forma de liquidação

PILP 2026: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

PILP: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

Programa: em caso de exercício da Opção de Subscrição Adicional, a Companhia informará ao Participante contemplado por escrito o preço de emissão da totalidade das Ações objeto do Lote Subscrito, devendo tal emissão ser aprovada na Reunião do Conselho de Administração, comprometendo-se o Participante a realizar o depósito, em conta corrente de titularidade da Companhia, da totalidade do preço de emissão das Ações objeto do Lote Subscrito, com recursos próprios e em moeda corrente nacional, sob pena de perda do direito da Opção de Subscrição Adicional exercida. Acerca do Lote Outorgado, uma vez atendidas às condições previstas no Programa, o Participante fará jus ao recebimento de tais Ações, cabendo à administração da Companhia tomar todas as providências necessárias para formalizar a respectiva transferência.

Para liquidação das Ações Diferidas, a Petrorecôncavo poderá, a seu exclusivo critério, (i) transferir Ações mantidas em tesouraria; ou (ii) efetuar o pagamento em dinheiro do valor equivalente à quantidade de cada lote de Ações Diferidas a ser liquidado; sempre tendo em vista, como preço de referência, a média da cotação de fechamento das ações da Petrorecôncavo nos 30 (trinta) pregões anteriores à data da liquidação.

Plano: o pagamento do preço de exercício da opção, pelo beneficiário, será feito à vista, no ato de subscrição das ações emitidas em razão do exercício da opção ou da compra das ações que estiverem detidas em tesouraria.

Todos os pagamentos realizados aos beneficiários do Programa ou do Plano serão diminuídos de quaisquer impostos e encargos aplicáveis cuja responsabilidade de retenção e recolhimento seja atribuída à Companhia pela legislação brasileira, sem implicar em direito a reembolso, majoração (*gross-up*), ou restituição de qualquer natureza entre o beneficiário e a Companhia.

(i) Restrições à transferência das ações

PILP 2026: conforme aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, o Beneficiário apenas poderá, de qualquer forma, alienar as ações da Companhia adquiridas, se atendido o período mínimo de indisponibilidade de 3 (três) anos, contados a partir da celebração do Contrato com o Participante.

PILP: o Beneficiário apenas poderá, de qualquer forma, alienar as ações da Companhia adquiridas, se atendido o período mínimo de indisponibilidade de 3 (três) anos, contados a partir da celebração do Contrato com o

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Participante.

Programa: o Participante somente poderá vender, ceder, transferir ou, de qualquer forma, alienar quaisquer das ações de emissão da Companhia de que seja ou passe a ser titular, em decorrência de sua participação no Programa ou de qualquer outra forma, bem como aquelas que venham a ser por ele adquiridas em virtude de bonificações ou desdobramentos de ações de que seja ou passe a ser titular em decorrência de sua participação no Programa ou a qualquer outro título, tendo que ser respeitado o período mínimo de indisponibilidade a ser encerrado, conforme venha a ser decidido pelo Conselho de Administração, entre 1 (um) e 3 (três) anos contados da respectiva subscrição ou aquisição das Ações detidas pelo Participante.

As Ações recebidas pelos Participantes em decorrência da liquidação de Ações Diferidas não estarão sujeitas às restrições acima.

Plano: o Beneficiário apenas poderá, de qualquer forma, alienar as ações da Companhia adquiridas no âmbito do Plano, se atendido o período mínimo de indisponibilidade eventualmente estabelecido em cada programa para cada lote de Ações, o qual nunca poderá ser superior a 5 (cinco) anos. Os programas aprovados no âmbito do Plano estabelecem que os beneficiários ficam sujeitos a um período mínimo de indisponibilidade de um ano.

Os Beneficiários poderão alienar o número de Ações necessário, ainda que dentro do período de *lock-up* supracitado, para exclusivamente realizar o pagamento do Preço de exercício de opções que lhes forem outorgadas.

(j) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

PILP 2026: conforme aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de abril de 2026, na hipótese de mudança no controle ou alienação de controle da Companhia, nos termos do art. 254-A da Lei das S.A., ou outros eventos societários tais como fusão, incorporação, incorporação de ações, cisão e outras formas de combinação de negócio envolvendo a Companhia que resultem na alteração do seu controle acionário, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar (i) pela manutenção das regras do Plano e dos Programas e Contratos de Outorga nas condições então vigentes; ou (ii) pelo encerramento do Plano, hipótese em que ocorrerá a aceleração dos Períodos de Vesting dos Contratos de Outorga já celebrados em relação a todos os Participantes, de forma que sejam imediatamente transferidas aos Participantes as Ações Restritas previstas em seus respectivos Contratos de Outorga.

PILP: na hipótese de mudança no controle ou alienação de controle da Companhia, nos termos do art. 254-A da Lei das S.A., ou outros eventos societários tais como fusão, incorporação, incorporação de ações, cisão e outras formas de combinação de negócio envolvendo a Companhia que resultem na alteração do seu controle acionário, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar (i) pela manutenção das regras do Plano e dos Programas e Contratos de Outorga nas condições então vigentes; ou (ii) pelo encerramento do Plano, hipótese em que ocorrerá a aceleração dos Períodos de Vesting dos Contratos de Outorga já celebrados em relação a todos os Participantes, de forma que sejam imediatamente transferidas aos Participantes as Ações Restritas previstas em seus respectivos Contratos de Outorga.

Programa: o Programa poderá ser extinto, suspenso ou alterado, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral, sem prejuízo da prevalência de obrigações assumidas nos termos do Programa, que deverão permanecer em vigor pelos prazos ali previstos. Adicionalmente, caso haja a alienação de controle da Companhia, o Participante terá o direito de vender a totalidade de suas Ações ao adquirente do controle, nos termos e

prazos estabelecidos no Programa. Na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, os Contratos de Outorga de Ações Diferidas em vigor poderão, a critério do Conselho de

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Administração, (i) ser transferidos para a entidade sucessora; ou (ii) ter seus prazos e condições de liquidação antecipados, conforme aplicável.

Plano: o Plano terminará e qualquer opção até então concedida extinguir-se-á na hipótese de dissolução, transformação, incorporação fusão, cisão ou reorganização da Companhia, dentro da qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação na Bolsa. Porém, se em conexão com tal operação (i) o Conselho de Administração ou o Comitê aprove a antecipação do prazo de carência das opções dos Programas em vigência, por determinado prazo, para que possam ser exercidas pelo Beneficiário; ou (ii) estabeleça-se, por escrito, a permanência do Plano e a assunção das opções até então concedidas com a substituição de tais opções por novas opções, a Companhia sucessora ou sua afiliada ou subsidiária assumirá os ajustamentos apropriados no número e preço das ações.

k) Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

PILP 2026: Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting Retenção, o desligamento do Participante da Companhia, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Em caso de ocorrer (i) o falecimento do Participante; ou (ii) caso se verifique a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, o Participante, ou o seu espólio ou sucessor, conforme o caso, permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas. Na hipótese de desligamento após o cumprimento, total ou parcial, do Período de Vesting Retenção, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas. Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente, o Participante fará jus às Ações Restritas recebidas na Parcela Retenção.

Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting TSR, (i) o desligamento do Participante da Companhia por sua própria iniciativa (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo na administração da Companhia, conforme o caso) e/ou (ii) o desligamento do Participante da Companhia com justa causa, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Na hipótese de ocorrer o desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, nos primeiros 12 (doze) meses do Período de Vesting TSR, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas. No caso de desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, ocorrido a partir do 13º (décimo terceiro) mês do Período de Vesting TSR, o Participante permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas em quantidade proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido pelo Participante até a data de desligamento, tomando como base a proporcionalização do número de Ações Restritas e o número de meses cumpridos durante o Período de Vesting TSR. Na hipótese de desligamento, sem justa causa, após o cumprimento do Período de Vesting TSR, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas até o desligamento. Na hipótese de (a) se verificar a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, ou (b) falecimento do Participante, o Participante, ou seu espólio ou sucessor, conforme o caso, permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas, calculadas de forma proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido, sendo que, neste caso, não haverá a aplicação do Fator de Conversão TSR.

PILP: Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting Retenção, (i) o desligamento do Participante da Companhia; ou (ii) o falecimento do Participante; ou (iii) caso se verifique a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Na hipótese de desligamento após o cumprimento, total ou parcial, do Período de Vesting Retenção, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas. Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente, o Participante fará jus às Ações Restritas recebidas na Parcela Retenção.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Na hipótese de ocorrer, antes do término do Período de Vesting TSR, (i) o desligamento do Participante da Companhia por sua própria iniciativa (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo na administração da Companhia, conforme o caso) e/ou (ii) o desligamento do Participante da Companhia com justa causa, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas ainda não transferidas. Na hipótese de ocorrer o desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, nos primeiros 12 (doze) meses do Período de Vesting TSR, o Participante perderá automática e integralmente o direito ao recebimento das Ações Restritas. No caso de desligamento do Participante da Companhia, sem justa causa, ocorrido a partir do 13º (décimo terceiro) mês do Período de Vesting TSR, o Participante permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas em quantidade proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido pelo Participante até a data de desligamento, tomando como base a proporcionalização do número de Ações Restritas e o número de meses cumpridos durante o Período de Vesting TSR. Na hipótese de desligamento, sem justa causa, após o cumprimento do Período de Vesting TSR, o Participante fará jus às Ações Restritas já transferidas até o desligamento. Na hipótese de (a) se verificar a invalidez permanente do Participante, conforme reconhecida pela Previdência Social, ou (b) falecimento do Participante, o Participante, ou seu espólio ou sucessor, conforme o caso, permanecerá com o direito ao recebimento das Ações Restritas, calculadas de forma proporcional ao Período de Vesting TSR efetivamente cumprido, sendo que, neste caso, não haverá a aplicação do Fator de Conversão TSR.

***Programa*:** o pedido de demissão, a demissão por justa causa (nos termos da legislação trabalhista aplicável), a renúncia ou a destituição por justo motivo de cargo na Petrorecôncavo importarão em sua automática exclusão do Programa e, consequentemente, na perda do direito de receber qualquer Lote Outorgado referente ao exercício em curso. Em caso de morte, impacidade transitória ou permanente, demissão sem justa causa (nos termos da legislação trabalhista aplicável) ou destituição imotivada do Participante, este (ou seus herdeiros ou curadores, conforme o caso) fará(ão) jus ao recebimento de um Lote Outorgado, em quantidade proporcional ao período de efetivo exercício de gestão pelo Participante no ano encerrado, desde que as metas anuais previstas para o mesmo tenham sido alcançadas total ou proporcionalmente.

Plano: em casos de (i) término do contrato de trabalho ou do mandato de Beneficiário por justa causa ou razão equiparada; (ii) pedido de demissão voluntária do Beneficiário; ou (iii) renúncia ao mandato de Beneficiário, (a) as opções cujos prazos iniciais de carência ainda não tenham decorrido caducarão sem direito a qualquer indenização; e (b) as opções cujos prazos iniciais de carência já tenham decorrido poderão ser exercidas no prazo de até 90 dias a contar do evento supracitado ou até o término do prazo para o exercício das opções, se restar o prazo inferior a 90 dias, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização.

Já em casos de (i) término de contrato de trabalho pela Companhia sem justa causa; (ii) término do mandato de Beneficiário sem reeleição; (iii) aposentadoria do Beneficiário que enseje o término do vínculo com a Companhia; ou (iv) mudança de controle da Companhia, (a) o direito de exercício será antecipado com relação às opções cujos prazos iniciais de carência ainda não tenham decorrido, as quais poderão ser exercidas no prazo de 90 dias a contar do evento ante referido, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização; e (b) as opções cujos prazos iniciais de carência já tenham decorrido poderão ser exercidas no prazo de até 90 dias a contar do evento supracitado ou até o término do prazo para o exercício das opções, se restar o prazo inferior a 90 dias, após o qual ficarão extintas de pleno direito, sem direito a qualquer indenização.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)

Exercício Social: 31/12/2026

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	4,17		**11,17**
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		**0,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	0,000000		**0,00**
Esclarecimento	Não se aplica	Não se aplica		**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00		**12,00**
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		**0,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	0,000000		**0,00**
Esclarecimento	Não há remuneração baseado em Ações para o Conselho de Administração	Não há remuneração baseado em ações para a Diretoria Estatutária		**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	**12,00**
Nº de membros remunerados	0,00	1,00	0,00	**1,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	8,000000	0,000000	**8,00**
Esclarecimento	Não há Remuneração Baseada em Ações para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	21,41	0,00	**21,41**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0,00	21,41	0,00	**21,41**

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00	**12,00**
Nº de membros remunerados	0,00	2,00	0,00	**2,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0,000000	38,000000	0,000000	**38,00**
Esclarecimento	Não há Remuneração Baseada em Ações para o Conselho de Administração		Não há Conselho Fiscal	**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	21,41	0,00	**21,41**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0,00	21,41	0,00	**21,41**

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6 - OUTORGA DE OPÇÕES DE COMPRA DE AÇÕES

Outorga de opções de compra de ações previstas para o exercício social de 2026

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	4,17
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Data de outorga	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções	N/A	N/A
Valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A

Outorga de opções de compra de ações do exercício social findo em 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Data de outorga	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções	N/A	N/A
Valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na	N/A	N/A

8.6 Outorga de opções de compra de ações

data da outorga		

Outorga de opções de compra de ações do exercício social findo em 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Data de outorga	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções	N/A	N/A
Valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A

Outorga de opções de compra de ações do exercício social findo em 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Data de outorga	N/A	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	N/A	N/A
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções	N/A	N/A
Valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	N/A	N/A

8.7 Opções em aberto

8.7 - OPÇÕES EM ABERTO

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Opções ainda não exercíveis		
Quantidade	N/A	0,00
Data em que se tornarão exercíveis	N/A	0,00
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	0,00
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	0,00
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0,00
Opções exercíveis		
Quantidade	N/A	0,00
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	N/A
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	0,00
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0,00
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	N/A	0,00

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8 - OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES

Opções exercidas no exercício social encerrado em 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00
Número de ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	N/A
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	N/A

Opções exercidas no exercício social encerrado em 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	1,00
Número de ações	N/A	24.000,00
Preço médio ponderado de exercício	N/A	R$ 10,705
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	R$ 19,91
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	R$ 220.920,00

Opções exercidas no exercício social encerrado em 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	1,00
Número de ações	N/A	88.000,00
Preço médio ponderado de exercício	N/A	R$ 10,705

8.8 Opções exercidas e ações entregues

Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	R$ 33,62
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas	N/A	R$ 942.006,38

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9 - DILUIÇÃO POTENCIAL POR OUTORGA DE AÇÕES:

Remuneração baseada em ações, previstas para serem entregues aos beneficiários no exercício social corrente

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	4,17
Nº de membros remunerados	0,00	4,17
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações entregues aos beneficiários no exercício social encerrado em 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações entregues aos beneficiários no exercício social encerrado em 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

Remuneração baseada em ações entregues aos beneficiários no exercício social encerrado em 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	N/A	0,00

8.10 Outorga de ações

8.10 - OUTORGA DE AÇÕES

Outorga de ações - exercício social corrente

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	4,17
Nº de membros remunerados	0,00	4,17
Data de outorga	N/A	28/04/2026
Quantidade de ações outorgadas	N/A	590.316
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	2029
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	A definir
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	A definir

Outorga de ações realizada no exercício social no exercício social encerrado em 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Data de outorga	N/A	30/04/2025
Quantidade de ações outorgadas	N/A	661.651
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	31/05/2027
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 9,10
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 6.021.024,10

Outorga de ações realizada no exercício social no exercício social encerrado em 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária

8.10 Outorga de ações

Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Data de **outorga**	N/A	29/04/2024
Quantidade de ações outorgadas	N/A	368.482
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	31/05/2027
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 19,64
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 7.239.986,48

Outorga de ações realizada no exercício social no exercício social encerrado em 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	5,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00
Data de **outorga**	N/A	17/04/2023
Quantidade de ações outorgadas	N/A	257.744
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	31/05/2026
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 27,44
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 7.072.495,36

8.11 Ações Entregues

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00
Nº de membros remunerados	0,00	5,00	0,00
Nº de ações	0	112.385	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	14,40	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	-1.618.344,00	0,00
Esclarecimento	Não houve entrega de ações		A Companhia não possui Conselho Fiscal

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00
Nº de membros remunerados	0,00	4,00	0,00
Nº de ações	0	218.070	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	19,95	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	-4.350.496,50	0,00
Esclarecimento	N/A		N/A

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Nº total de membros	7,00	5,00	0,00
Nº de membros remunerados	0,00	4,00	0,00
Nº de ações	0	163.480	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	18,02	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	-2.945.909,60	0,00
Esclarecimento	N/A		Não há Conselho Fiscal

8.12 Precificação das ações/opções

8.12 - PRECIFICAÇÃO DAS AÇÕES / OPÇÕES

Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 8.5 a 8.11, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

(a) Modelo de precificação

PILP 2026: a Companhia utiliza o modelo de precificação baseado em Simulação de Monte-Carlo.

PILP: a Companhia utiliza o modelo de precificação baseado em Simulação de Monte-Carlo.

Plano: as opções são precificadas utilizando o modelo de Black & Scholes.

Programa: Entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia, Opção para subscrição adicional de ações ordinárias de emissão da Companhia e Outorga de ações diferidas: As ações são precificadas de acordo com valor de mercado da ação da Companhia na data de encerramento do último Exercício. A apuração do valor de mercado da ação da Companhia está detalhada no item 8.4(f) deste Formulário de Referência. Matching de ações ordinárias de emissão da Companhia: as ações são emitidas por um preço global de emissão de R$ 1,00 (um real). Alternativamente, a Companhia poderá, a critério do Conselho de Administração, utilizar Ações existentes mantidas em tesouraria para fazer frente à entrega de um Lote do Matching ao Participante do Matching.

(b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço do exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Plano:

Inputs:	Outorgadas em 2013	Outorgadas em 2014
Stock – S	20,73 BRL	21,41 BRL
Discount	0,00%	0,00%
Strike – K	20,73 BRL	20,41 BRL
Term – t	3.650 d	3.650 d
TRF	9,00% a.a.	11,00% a.a.
s	53,82% a.a.	53,82% a.a.

Programa:

Preço de exercício: consulte o item 8.4.(f) deste Formulário de Referência para obter as informações acerca das premissas utilizadas no modelo de precificação das ações objeto do Programa, incluindo o preço médio ponderado das ações e preço de exercício.

Volatilidade esperada: considerando que a Companhia não tem histórico de negociação de suas ações, a volatilidade esperada será calculada com base na média de grupos comparáveis ao setor de atuação da PetroRecôncavo, quando da realização da oferta pública inicial de ações de sua emissão.

8.12 Precificação das ações/opções

Dividendo esperado: uma vez que o Participante passe a ser titular de ações de emissão da Companhia, este fará jus à percepção dos dividendos que estas eventualmente venham a gerar, conforme descrito no item 2.7 do Formulário de Referência e sujeito a eventuais restrições, conforme detalhado no item 8.4.(i) do Formulário de Referência da Companhia.

Taxa de juros livre de risco: Não aplicável.

Prazo de carência das ações: as ações, no âmbito do Programa, deverão ser entregues de acordo com a performance do Participante ao final de cada ano, por meio do atingimento das metas anuais definidas para cada exercício social. Para mais informações, consulte o item 8.4.(g) deste Formulário de Referência.

(c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

PILP 2026: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

PILP: não aplicável, tendo em vista que não se trata de um plano de opções.

Plano: foi estimada uma taxa de saída antes do lock-up de 15% dos detentores das opções.

Programa: caberá ao Conselho de Administração antecipar ou prorrogar quaisquer prazos relacionados às opções aos incentivos objeto do Programa.

Para liquidação das Ações Diferidas e das Ações Restritas previstas no Programa e no PILP, a Companhia transferirá ações mantidas em tesouraria sem emissão de novas ações e, portanto, sem diluição.

(d) Forma de determinação da volatilidade esperada

Para a determinação da volatilidade esperada, foi utilizado o método de desvio padrão utilizando-se como base a média de empresas comparáveis à PetroRecôncavo, a partir do banco de dados fornecido por empresa de assessoria especializada no tema.

(e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13 – PARTICIPAÇÕES DETIDAS POR ÓRGÃO

Posição em 31 de dezembro de 2025		
Descrição	**Diretoria Estatutária**	**Conselho de Administração**
Ações ordinárias emitidas pela Companhia	880.815	17.488.728
Opções emitidas pela Companhia	0	0
Ações ou quotas emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0
Opções emitidas por controladores indiretos da Companhia	0	0

8.14 Planos de previdência

8.14 - PLANOS DE PREVIDÊNCIA

Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Não aplicável, visto que até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não conferiu planos de previdência aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, conforme descrito no item 8.1. (b) deste Formulário de Referência.

Apesar de não fornecer plano de previdência privada aos seus Diretores ou empregados, a Companhia realiza contribuições a um plano de previdência privada VGBL ou PGBL, de mercado, a ser indicado pelos Diretores Estatutários, por meio de depósitos no montante de 8% do pró-labore percebido pelos mesmos. Após a contribuição, a Companhia não tem controle sobre os saldos depositados, não havendo nenhuma restrição para que os Diretores Estatuários resgatem os recursos.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023
Nº de membros	5,00	5,00	5,00	7,00	7,00	7.00	0,00	0,00	0,00
Nº de membros remunerados	5,00	5,00	5,00	7,00	7,00	7,00	0,00	0,00	0,00
Valor da maior remuneraçãoReal	6.619.285,26	5.916.701,58	6.792.363,24	742.500,00	717.750,00	571.500,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneraçãoReal	2.596.855,95	2.460.860,32	2.237.959,40	594.000,00	594.000,00	571.500,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneraçãoReal	4.358.451,05	4.169.822,75	4.342.180,83	615.450,00	693.964,29	571.500,00	0,00	0,00	0,00

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.	
31/12/2024	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.	
31/12/2023	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual da Diretoria foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros da Diretoria dividido pelo número de membros remunerados informados.	

	Conselho de Administração	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2025	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.	
31/12/2024	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício, a remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho, incluindo o suplente, dividido pelo número de membros remunerados informados.	
31/12/2023	Os valores da maior e da menor remuneração anual individual do Conselho foram apurados considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício e correspondem a 12 meses do exercício. A remuneração média considera o total da remuneração anual percebida pelos membros do Conselho dividido pelo número de membros remunerados informados.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2025		A Companhia não possui Conselho Fiscal
31/12/2024		Não há Conselho Fiscal
31/12/2023		Não há Conselho Fiscal

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16 - MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO / INDENIZAÇÃO

Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor.

A Companhia contratou, em fevereiro/2025, a apólice de seguro de responsabilidade civil de Conselheiros e Diretores (D&O) junto à Lockton Brasil Corretora de Seguros Ltda. e Santander Corretora de Seguros, Investimentos e Serviços S.A., com vigência a partir de 31 de janeiro de 2025 até 31 de janeiro de 2026. O Limite Máximo de Garantia é de R$ 150.000.000,00 (cento e cinquenta milhões de reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R$ 133.390,37 (cento e trinta e três milhões, trezentos e noventa mil reais e trinta e sete centavos).Em fevereiro/2026, a Companhia contratou a apólice de seguro de responsabilidade civil de Conselheiros e Diretores (D&O) junto à Swiss Re Corporate Solutions Brasil Seguros S.A., com vigência a partir de 31 de janeiro de 2026 até 31 de janeiro de 2027. O Limite Máximo de Garantia é de R$150.100.000,00 (cento e cinquenta milhões e cem mil reais). O valor do prêmio líquido desta apólice foi de R$ 99.326,32 (noventa e nove mil, trezentos e vinte e seis reais e trinta e dois centavos).Dentre os valores indenizáveis estão custos de defesa, indenizações pelas quais o Administrador seja legalmente responsável em virtude de decisão judicial transitada em julgado, sentença arbitral, decisão administrativa ou acordos por escrito por qualquer meio previamente aprovado pela seguradora. Adicionalmente foram celebrados contratos de indenidade com administradores da Companhia, conforme descrito no Formulário de Referência.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17 - PERCENTUAL PARTES RELACIONADAS NA REMUNERAÇÃO TOTAL

Em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Exercício social corrente	0%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2025	0%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2024	0%	0%	0%
Exercício encerrado em 31/12/2023	0%	0%	0%

8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)

Exercício Social	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Total
2026				A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercício.
2025				A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercício.
2024				A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercício.
2023				A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercício.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)

31/12/2026

A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercicio.

31/12/2025

A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercicio.

31/12/2024

A companhia declarou que não possui remuneração para esse exercicio.

31/12/2023

Remuneração recebida em função do exercicio social do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	26.256,00	26.256,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Demais remunerações recebidas, especificando a que titulo foram atribuidas.

	Conselho de Administração	Conselho fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Controladores diretos e indiretos	0,00	0,00	0,00	0,00
Controladas do emissor	0,00	0,00	0,00	0,00
Sociedades sob controle comum	0,00	0,00	0,00	0,00

Especificação das demais Remunerações	

8.20 Outras informações relevantes

8.20 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não aplicável.

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	004715		
Razão Social		**Tipo Auditor**	**CPF/CNPJ**
ERNST & YOUNG AUDITORES INDEPENDENTES S/S Ltda		Juridica	61.366.936/0001-25
Data de contratação do serviço		**Data de início da prestação de serviço**	
14/02/2025		14/02/2025	

Descrição dos serviços prestados

Os serviços contratados no exercício de 2025 compreendem: (i) auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da PetroReconcavo S.A. e da controlada SPE Tiêta Ltda., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards - IFRS); e (ii) revisão das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da PetroReconcavo S.A. referentes aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2025, elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma "International Accounting Standard"IAS 34.

Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social

O montante total da remuneração dos auditores independentes, com impostos incluídos, no último exercício social foi de R$ 764.500,00, sendo R$ 695.000,00 referente ao valor inicialmente pactuado e R$ 69.500,00 referente à honorários adicionais referente aos serviços de auditoria para o exercício findo em 31/12/2025.

Justificativa da substituição

Não aplicável.

Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa

Não aplicável.

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3 INDEPENDÊNCIA E CONFLITO DE INTERESSES DOS AUDITORES

A Companhia possui a Política de Contratação de Serviços Extra Auditoria, aprovada em reunião da Diretoria do dia 17 de janeiro de 2022 cujo objetivo é estabelecer diretrizes e condições para a contratação de serviços extra auditoria pela Companhia e sua subsidiária.

Segundo esta Política, o Auditor Independente contratado pela Companhia não poderá prestar concomitantemente serviços de consultoria à Companhia e sua subsidiária que possam caracterizar a perda da sua objetividade e independência.

Nesse sentido, a contratação de serviços “extra auditoria” será possível caso seja realizada uma análise prévia pelo Comitê de Auditoria e aprovação seja concedida. Além disso, os serviços a serem prestados pelo auditor não devem comprometer a sua independência e devem estar dentro do escopo da competência profissional da firma de auditoria.

Os serviços abaixo listados serão considerados serviços que podem comprometer a independência dos auditores:

i. Contabilidade ou outros serviços relacionados à preparação dos registros contábeis ou das demonstrações financeiras;
ii. Desenho e implementação de sistemas de informação financeira;
iii. Serviços de avaliação ou fairness opinions;
iv. Serviços de reavaliação de ativos;
v. Assessoria à reestruturação organizacional;
vi. Determinação de valor recuperável de ativos, bem como de valores para efeito de constituição de provisões, inclusive para contingências ou reservas técnicas;
vii. Planejamento tributário;
viii. Preparação da Declaração de Ajuste Anual de Imposto de Renda para a pessoa física dos administradores;
ix. Remodelamento dos sistemas contábil, de informações e de controle interno;
x. Serviços atuariais;
xi. Terceirização de auditoria interna. Neste caso, a Companhia não deve contratar para auditoria interna quem preste ou tenha prestado serviços de Auditoria Independente nos últimos dois anos;
xii. Planejamento e/ou implementação de sistemas de tecnologia da informação que sejam parte do controle interno sobre relatórios financeiros ou que gerem informações nos Sistemas ERP.
xiii. Serviços de apoio em litígios, perícias judiciais e extrajudiciais;
xiv. Qualquer outro produto ou serviço que influencie ou que possa vir a influenciar as decisões tomadas pela administração da Companhia; e
xv. Qualquer outro serviço que o CFC ou a CVM venha a proibir.

Caso ocorram contratações de serviços extra auditoria junto ao Auditor Independente, tal contratação deverá ser comunicada à CVM. A Companhia e sua subsidiária devem evitar contratar para seu quadro de colaboradores membros da equipe responsável pela auditoria das suas demonstrações financeiras nos últimos dois anos. Não obstante, caso seja de interesse a contratação de profissional nessa circunstância, tal contratação deve ser submetida ao Comitê de Auditoria, para que possa avaliar os eventuais impactos à independência.

A Política de Contratação de Serviços Extra Auditoria também determina que todas as propostas de serviços “extra auditoria” devem ser acompanhadas por relatório de análise de comprometimento da independência da contratação, elaborado pela própria auditoria independente, juntamente com os valores envolvidos. A área responsável pela contratação deverá, após a aprovação da contratação pelo Comitê de Auditoria, assegurar que eventuais salvaguardas sejam incluídas no contrato de prestação de serviços.

9.4 Outras informações relevantes

9.4 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não existem outras informações que a Companhia julgue relevantes, em relação a esta Seção 9, que não tenham sido já divulgadas nos itens anteriores desta Seção.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	41	208	0	0	0
Não-liderança	270	1233	0	0	0
TOTAL = 1.752	**311**	**1441**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	0	113	23	112	0	0	1
Não-liderança	25	361	273	824	3	0	17
TOTAL = 1.752	**25**	**474**	**296**	**936**	**3**	**0**	**18**

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	4	203	42
Não-liderança	272	1126	105
TOTAL = 1.752	**276**	**1329**	**147**

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	3	246	0
Não-liderança	22	1481	0
TOTAL = 1.752	**25**	**1727**	**0**

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	249	0	0	0	0
Não-liderança	0	1503	0	0	0	0
TOTAL = 1.752	**0**	**1752**	**0**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	311	1441	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.752	**311**	**1441**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	25	474	296	936	3	0	18
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.752	**25**	**474**	**296**	**936**	**3**	**0**	**18**

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	276	1329	147
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	0	0	0
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.752	**276**	**1329**	**147**

10.1 Descrição dos recursos humanos

10.1 DESCRIÇÃO DOS RECURSOS HUMANOS

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica); e

TERCEIRIZADOS			
31/12/2025			
Área	Bahia	Rio Grande do Norte	Total Geral
Sondas e Serviços	419	199	618
Funções administrativo e operacionais do Ativo	613	441	1.054
Logística e Materiais	150	145	295
Projetos	92	70	162
Total	1.274	855	2.129

(c) índice de rotatividade.

TURNOVER	
	31/12/2025
Acumulado do ano	15,0%

Cabe destacar que o índice de rotatividade é calculado da seguinte forma: (n° de desligamentos / n° de colaboradores).

10.2 Alterações relevantes

10.2 ALTERAÇÕES RELEVANTES

Não há informações relevantes com relação aos números divulgados no item 10.1 acima.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3 POLÍTICAS E PRÁTICAS DE REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS

(a) política de salários e remuneração variável;

A Companhia considera sua política de salários e remuneração variável como parte integrante de sua estratégia empresarial, visando assegurar: remuneração em linha com o mercado; condições de atrair e reter os profissionais para a Companhia; definição de uma estrutura de cargos e salários adequada aos processos organizacionais e o fornecimento de uma base de conduta para que o colaborador conheça suas atribuições e responsabilidades.

(b) política de benefícios;

A Companhia possui uma política unificada de benefícios, adotando políticas regionais ou locais, conforme o caso e sempre em observância à legislação aplicável. Os empregados da Companhia são elegíveis a benefícios diversos de acordo com o cargo, bem como de acordo com a legislação aplicável.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não- administradores, identificando:

i. grupos de beneficiários;
ii. condições para exercício;
iii. preços de exercício;
iv. prazos de exercício; e
v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

A Companhia possui plano de opção de compra de ações e programa de outorga de ações, cujos detalhes estão descritos no item 8.4 deste Formulário de Referência.

(d) razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado do emissor no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados do emissor no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social

A razão entre a maior remuneração individual e a mediana da remuneração individual dos empregados é de aproximadamente 88.

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
6.619.285,26	75.537,95	87,63
Esclarecimento		

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4 RELAÇÕES ENTRE EMISSOR E SINDICATOS

A Companhia realiza suas negociações sindicais com o Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado da Bahia – Sindipetro-BA e com o Sindicato dos Petroleiros e Petroleiras do Estado do Rio Grande do Norte – Sindipetro-RN.

Adicionalmente, não houve nos 3 (três) últimos exercícios sociais nenhuma greve ou paralisação das atividades da Companhia.

10.5 Outras informações relevantes

10.5 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações relevantes com relação a este item 10.

11.1 Regras, políticas e práticas

11.1 REGRAS POLÍTICAS E PRÁTICAS DO EMISSOR QUANTO À REALIZAÇÃO DE TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de abril de 2021, cujo objetivo é estabelecer os procedimentos a serem observados pela Companhia em transações envolvendo partes relacionadas, com a finalidade de assegurar que as decisões sejam tomadas no melhor interesse da Companhia e de seus acionistas, assegurando transparência aos acionistas, ao mercado e aos investidores em geral, e equidade de tratamento com terceiros.

A Política de Transações com Partes Relacionadas deve ser observada: (i) pelos acionistas da Companhia; e (ii) por todos os membros da Diretoria, do Conselho de Administração e dos Comitês de Assessoramento da Companhia, bem como os respectivos membros próximos da família, conforme definido na referida Política, em todas as transações comerciais entre a Companhia e quaisquer de suas Partes Relacionadas, além dos membros indicados. Para fins da Política, membros próximos incluem: (i) os filhos da pessoa, cônjuge ou companheiro(a); (ii) os filhos do cônjuge da pessoa ou de companheiro(a); e (iii) dependentes da pessoa, de seu cônjuge ou companheiro(a).

Segundo a Política de Transações com Partes Relacionadas, conflito de interesses surge quando uma pessoa se encontra envolvida em processo decisório em que ela tenha o poder de influenciar o resultado final, assegurando um ganho para si, algum familiar, ou terceiro com o qual esteja envolvido, ou ainda que possa interferir na sua capacidade de julgamento.

No caso da Companhia, os potenciais conflitos de interesse são aqueles nos quais os objetivos pessoais dos tomadores de decisão, por qualquer razão, possam não estar alinhados aos objetivos da Companhia em matérias específicas.

Tendo em vista o potencial conflito de interesses nestas situações, a Companhia busca assegurar que todas as decisões que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus administradores, familiares, entidades ou pessoas a eles relacionados, sejam tomadas com total lisura, respeitando o interesse da Companhia.

Nas situações em que as Transações com Partes Relacionadas necessitem de aprovação nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, a pessoa envolvida no processo de aprovação que tenha um potencial conflito de interesse com a recomendação ou decisão a ser tomada, deverá declarar-se impedida, explicando seu envolvimento na transação e, se solicitado, fornecendo detalhes da transação e das partes envolvidas. O impedimento deverá constar da ata da reunião do órgão social que deliberar sobre a transação, e a referida pessoa deverá se afastar das discussões e deliberações.

Caso o indivíduo conflitado não manifeste seu potencial conflito de interesses, qualquer outro membro do órgão ao qual pertence, que tenha ciência do fato, deverá fazê-lo, sendo o indivíduo conflitado obrigado a seguir os procedimentos definidos na Política de Transações com Partes Relacionadas. Adicionalmente, a não manifestação do potencial conflito de interesses pelo próprio indivíduo conflitado poderá ser denunciado aos canais de Ouvidoria da Companhia.

As transações com partes relacionadas devem ser formalizadas por escrito, conduzidas e aprovadas nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, observados os seguintes critérios:

i. estar em condições equitativas, ao menos, igualmente favoráveis à Companhia do que as condições disponíveis no mercado ou oferecidas por um terceiro não-relacionado com a Companhia, em circunstâncias equivalentes, ou prever pagamento compensatório adequado, sempre respeitando os interesses da Companhia;
ii. serem especificadas as principais características e condições da transação, incluindo, conforme aplicável, preço, prazos, garantias e responsabilidades referentes à transação;
iii. serem descritas quaisquer outras informações que possam ser relevantes diante das circunstâncias da transação com parte relacionada; e

11.1 Regras, políticas e práticas

iv. em caso de reestruturações societárias envolvendo Partes Relacionadas, as transações devem assegurar tratamento equitativo para todos os acionistas.

Entretanto, é vedada a celebração, pela Companhia, de transações com partes relacionadas que:

i. não sejam realizadas em condições equitativas, e/ou não tenham observado os critérios constantes acima;
ii. consistam na concessão de empréstimos em favor dos: (a) controladores, diretos ou indiretos, da Companhia; (b) Administradores; ou (c) membros próximos da família dos administradores, controladores ou acionistas dos controladores, diretos ou indiretos; e
iii. representem formas de remuneração de assessores, consultores ou intermediários da Companhia que possam lhe colocar em potencial situação de Conflito de Interesses com a Companhia, seus acionistas ou seus administradores.

Caberá ao Comitê de Auditoria Estatutário avaliar e monitorar a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia, bem como sua aderência e conformidade com os critérios da Política, inclusive quanto à:

i. identificação das Partes Relacionadas e classificação das transações como Transações com Partes Relacionadas;
ii. aplicabilidade dos procedimentos e condições previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
iii. eventual existência de situação de conflito de interesses em Transações com Partes Relacionadas.

Caberá à Diretoria negociar e conduzir as Transações com Partes Relacionadas, observados os procedimentos e as regras de alçada e aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto Social da Companhia.

Caberá ao Conselho de Administração aprovar previamente as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcancem valor superior a R$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor.

Caberá à Diretoria Estatutária aprovar as Transações com Partes Relacionadas em valor inferior ao Montante Relevante, conforme definido na Política de Transações com Partes Relacionadas.

Para fins da verificação da alçada prevista acima, devem ser consideradas relacionadas entre si as Transações com Partes Relacionadas que integrem o mesmo conjunto de operações correlatas e/ou operações recorrentes envolvendo uma mesma Parte Relacionada.

Na análise de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração e/ou a Diretoria, conforme aplicável, deverão considerar e verificar:

i. se há motivos claros para a realização da Transação com Parte Relacionada;
ii. se os termos da Transação com Parte Relacionada atendem aos critérios previstos na Política de Transações com Partes Relacionadas, devendo ser arquivada a documentação pertinente à comprovação da comutatividade da Transação com Parte Relacionada;
iii. se a Transação com Parte Relacionada não se enquadra como uma das hipóteses de transações vedadas na Política de Transações com Partes Relacionadas; e
iv. a análise e recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário, nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas, bem como os resultados de avaliações realizadas ou de opiniões e laudos emitidos por profissional ou empresa especializada e independente, se houver.

Nas hipóteses em que se entender adequado à análise e embasamento da Transação com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração e/ou Diretoria poderão solicitar informações ou avaliações adicionais, incluindo avaliações e laudos independentes, bem como a apresentação de alternativas de mercado à Transação com Partes Relacionadas.

11.1 Regras, políticas e práticas

O texto integral da Política está disponível no site da CVM (www.cvm.gov.br), da B3 (www.b3.com.br) e no site de Relações com Investidores da Companhia (ri.petroreconcavo.com.br).

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	31/12/2025	4.509.651,99	5.026.992,8	R$3.973.062,88	Indeterminado.	%
Relação com o emissor	Acionista					
Objeto contrato	Controlar e reger todas as transações feitas pelas partes através de Ordens de Serviço complementares periodicamente, de acordo com os termos e condições deste contrato e termos comerciais e técnicos especificados em cada OS para serviços de intervenção em poços de petróleo, água produzida e gás natural, mediante utilização de equipamentos da contratada					
Garantia e seguros	Não aplicável.					
Rescisão ou extinção	As partes poderão, em qualquer momento e exclusivamente a seu critério, rescindir o Contrato mediante comunicação prévia com antecedência de 180 dias. As OS poderão se rescindidas com 30 dias de antecedência, no entanto, algumas podem ter vigência mínima de 12 meses, que caso não seja observada poderá ensejar a aplicação de multas.					
Natureza e razão para a operação	A Perbras é uma empresa brasileira que opera há 40 anos no setor brasileiro de petróleo e gás mediante a prestação de serviços de suporte e demais serviços a empresas do setor de E&P, inclusive no que tange a atividades de produção e perfuração.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

11.2 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

(n) Medidas tomadas para tratar conflitos de interesses

Em conformidade com a Lei 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, os membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenham interesses conflitantes com os da Companhia.

Adicionalmente, a administração da Companhia e todos os seus funcionários submetem-se ao Código de Ética e Conduta, o qual contém disposições visando prevenir e tratar situações de conflito de interesses, incluindo regras relacionadas a relacionamentos pessoais e parentesco no ambiente de trabalho, restrições à contratação de parentes e obrigações de declaração de potenciais conflitos, entre outras diretrizes.

Concomitantemente à abertura de capital, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento especial de listagem da B3, comprometendo-se com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais, além daquelas já exigidas pela legislação vigente.

Nos termos da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto Social, caberá à Diretoria Estatutária negociar e conduzir as Transações com Partes Relacionadas, observados os procedimentos e as regras de alçada e aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas e do Estatuto. Caberá ao Conselho de Administração aprovar previamente as Transações com Partes Relacionadas que, em um único negócio ou em um conjunto de negócios realizados em 12 (doze) meses consecutivos, alcancem valor superior a R$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou 1% (um por cento) do ativo total da Companhia, o que for menor.

As operações e negócios com partes relacionadas da Companhia são realizadas com o objetivo de contribuir para o desempenho da Companhia e devem observar condições comutativas,levando sempre em consideração o critério de mercadi quanto a preço, prazo e encargos financeiros compatíveis. Todos os contratos celebrados estabelecem prazos para sua efetiva realização (quitação) ou, quando de prazo indeterminado, garantem o direito de rescindi-los a exclusivo critério da Companhia, bem como taxas de juros de mercado (quando aplicável).

(o) Demonstração de caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As transações com partes relacionadas descritas no item 11.2 observam condições estritamente comutativas, com pagamento compensatório adequado, similares àquelas que poderiam ser estabelecidas em transações com partes não relacionadas

Adicionalmente, para a aprovação das referidas transações, a Companhia considerou: (a) os termos da transação; (b) o interesse da parte relacionada e o impacto da aprovação da transação em sua dedicação para com a Companhia; (c) se a transação envolveu a venda de um ativo, a descrição do ativo, incluindo data de aquisição e valor contábil ou custo atribuído; (d) as potenciais contrapartes na transação; (e) o montante financeiro aproximado da transação, bem como o valor do interesse da parte relacionada; (f) eventuais provisões ou limitações impostas à Companhia como resultado da celebração da transação; (g) se a transação envolveria algum risco reputacional para a Companhia; e (h) qualquer outra informação considerada relevante para os acionistas e investidores, diante das circunstâncias da transação específica. Para uma descrição mais detalhada dessas operações, vide item 11.2 acima.

As transações celebradas com partes relacionadas são suportadas por avaliações prévias e criteriosas de seus termos, de forma a assegurar sua realização em condições comutativas e em linha com práticas de mercado. Dessa forma, tais operações não geram benefícios ou prejuízos indevidos às sociedades envolvidas.

Para verificar a comutatividade das operações com partes relacionadas, a Companhia analisa a viabilidade financeira de cada operação vis-à-vis com operações semelhantes no mercado entre partes não vinculadas.

11.3 Outras informações relevantes

11.3 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 11, que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
27/05/2026	N/A	2.907.370.309,42
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
293.482.126	0	293.482.126

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
27/05/2026	N/A	2.907.370.309,42
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
293.482.126	0	293.482.126

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
27/05/2026	N/A	2.907.370.309,42
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
293.482.126	0	293.482.126

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2 EMISSORES ESTRANGEIROS - DIREITOS E REGRAS

(a) Direito a dividendos;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(b) Direito de voto;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(c) Conversibilidade em outra classe ou espécie de ação, indicando:

i. Condições
ii. Efeitos sobre o capital social

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(d) Direitos no reembolso de capital

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(e) Direito a participação em oferta pública por alienação de controle;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(f) Restrições a circulação;

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(g) Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(h) Possibilidade de resgate de ações, indicando:

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

i. Hipóteses de resgate
ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(i) Hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(j) Hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

(k) Outras características relevantes

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	1ª Emissão de Debêntures - 1ª e 2ª séries
Data de emissão	15/05/2024
Data de vencimento	15/05/2031
Quantidade	1.129.500
Valor nominal global R$	1.129.500.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.168.662.043,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos da Resolução CVM 160, a negociação das Debêntures no mercado secundário (i) a Investidores Profissionais poderá ocorrer sem prazo de restrição e a qualquer tempo; (ii) a investidores qualificados, conforme definido no artigo 12 da Resolução CVM 30 (“Investidores Qualificados”), somente poderá ocorrer após decorridos 6 meses da data de encerramento da oferta, nos termos do “Anexo M” mencionado no artigo 76 da Resolução CVM160 (“Anúncio de Encerramento”) e (iii) ao público investidor em geral somente poderá ocorrer após decorrido 1 ano contado da data de divulgação do Anúncio de Encerramento, conforme o artigo 86, inciso II, alínea “b” da Resolução CVM 160.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo Total:
Desde que observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, nas disposições da Resolução CMN 4.751, ou normativo que venha substitui-lo, e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, bem como o prazo médio ponderado dos pagamentos seja superior a 4 anos desde a data de emissão até o efetivo resgate antecipado. As debêntures resgatadas serão obrigatoriamente canceladas. Procedimentos específicos de notificação e liquidação são seguidos conforme as debêntures estejam ou não custodiadas eletronicamente na B3.

Oferta de Resgate Antecipado:
Realizada por meio de comunicação aos debenturistas, com antecedência mínima de 30 dias úteis da data pretendida para o resgate. Os debenturistas devem formalizar sua adesão no sistema da B3, e o resgate ocorrerá em uma única data para todas as debêntures da oferta.

Oferta de Aquisição Obrigatória:
Nos termos do artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, da Lei 12.431, a Oferta de Aquisição Obrigatória poderá ser realizada desde que transcorridos 2 (dois) anos contados da Data de Emissão; sendo certo que, caso ocorrido o evento descrito na Cláusula 5.4.1 do instrumento particular de escritura (i) em prazo inferior a 2 (dois) anos contados da Data de Emissão e não seja realizado, pela Emissora e/ou suas controladas, um Procedimento de Substituição de Concessão, no prazo de 10 (dez) Dias Úteis contados do referido evento; ou (ii) em prazo superior a 2 (dois) anos contados da Data de Emissão e não seja realizado, pela Emissora e/ou suas controladas (conforme aplicável), um Procedimento de Substituição de Concessão ou uma Oferta de Aquisição Obrigatória, no prazo de 10 (dez) Dias Úteis contados do referido evento, tal evento acarretará o vencimento antecipado não automático das Debêntures, nos termos do item (k) da Cláusula 6.1.2 do instrumento particular de escritura.

Cálculo do Valor de Resgate
Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total:
O valor devido será o maior entre os critérios (a) e (b):
(a) Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido da remuneração devida até a data do resgate, encargos moratórios (se houver) e demais obrigações pecuniárias.
(b) Soma do Valor Nominal Unitário Atualizado mais a remuneração não paga até a data do vencimento, trazido a valor presente utilizando uma taxa de desconto específica.

Oferta de Resgate Antecipado:
O valor a ser pago será o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido da remuneração calculada pro rata temporis desde a data de início da rentabilidade ou a última data de pagamento da remuneração até a data do resgate, além de quaisquer encargos e prêmio de resgate (se aplicável).

Oferta de Aquisição Obrigatória:
O valor pago será o saldo do Valor Nominal Unitário Atualizado acrescido da remuneração pro rata temporis, encargos moratórios (se houver) e outros acréscimos pecuniários.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas: Qualquer modificação relativa às características das Debêntures que implique em alteração de matérias específicas só pode ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas, mediante deliberação favorável de debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das debêntures em circulação ou das debêntures em circulação da respectiva série, conforme o caso, em primeira ou segunda convocações. Matérias que Exigem Aprovação: Remuneração; Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos na escritura de emissão, incluindo condições de amortização e resgate; Data de Vencimento ou prazo de vigência; Valores, montantes e datas de amortização do principal; Redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado ou sua supressão; Alteração dos quóruns de deliberação previstos na escritura de emissão; Disposições da cláusula que rege estas alterações (9.8.1); Criação de evento de repactuação. Alterações sem Necessidade de Assembleia: Estão dispensadas da realização de Assembleia Geral as deliberações sobre aditamentos decorrentes de hipóteses expressamente previstas na escritura, correção de erros materiais, exigências formuladas pela CVM ou B3, e atualização de dados cadastrais das partes, desde que não causem prejuízo aos debenturistas ou alterações no fluxo de pagamento.
Outras características relevantes	O valor nominal unitário das debêntures foi de R$ 1.000 na data de emissão. Índices Financeiros: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: O índice deve ser menor ou igual a 3,00 vezes; PV10 Reservas Provadas/Dívida Bruta: O índice deve ser maior ou igual a 1,50 vezes; Caixa: O valor em caixa deve ser maior que R$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais);

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	2° Emissão de Debêntures - Série Única
Data de emissão	15/10/2024
Data de vencimento	15/10/2029
Quantidade	650.000
Valor nominal global R$	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	669.366.039,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos da Resolução CVM 160, a negociação das Debêntures no mercado secundário (i) a Investidores Profissionais poderá ocorrer sem prazo de restrição e a qualquer tempo; (ii) a investidores qualificados, conforme definido no artigo 12 da Resolução CVM 30 (“Investidores Qualificados”), somente poderá ocorrer após decorridos 6 meses da data de encerramento da oferta, nos termos do “Anexo M” mencionado no artigo 76 da Resolução CVM160 (“Anúncio de Encerramento”) e (iii) ao público investidor em geral somente poderá ocorrer após decorrido 1 ano contado da data de divulgação do Anúncio de Encerramento, conforme o artigo 86, inciso II, alínea “b” da Resolução CVM 160.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo: A Emissora poderá, a partir do 36º (trigésimo sexto) mês, inclusive, contado da Data de Emissão, ou seja, a partir de 15 de outubro de 2027 (inclusive), a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo”). O Resgate Antecipado Facultativo será endereçado a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, de acordo com os termos e condições previstos na Escritura de Emissão. O Resgate Antecipado Facultativo somente poderá ocorrer mediante a divulgação de aviso aos respectivos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão ou mediante comunicação individual encaminhada aos respectivos Debenturistas com cópia ao Agente Fiduciário, com antecedência de 5 (cinco) Dias Úteis da data estabelecida para ocorrência do efetivo Resgate Antecipado Facultativo. O Resgate Antecipado Facultativo será realizado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo; (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate, se for o caso; e (iii) de prêmio de 0,40% (quarenta centésimos por cento) ao ano, calculado pro rata temporis, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures contado da data do efetivo resgate até a Data de Vencimento, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, conforme o caso, e segundo a fórmula constante da Escritura de Emissão. Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar oferta de resgate antecipado das Debêntures, com o consequente cancelamento das Debêntures, endereçada a todos os titulares das Debêntures, sendo assegurado a todos os titulares das Debêntures igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas (“Oferta de Resgate Antecipado”). O valor a ser pago aos titulares das Debêntures deverá ser equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures a serem resgatadas, acrescido (i) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização, ou a Data do Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate das Debêntures objeto da Oferta de Resgate Antecipado; (ii) dos Encargos Moratórios, se houver; (iii) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures; e (iv) se for o caso, do prêmio de resgate indicado no Comunicado de Oferta de Resgate Antecipado, que não poderá ser negativo.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas: Qualquer modificação relativa às características das Debêntures que implique em alteração de matérias específicas previstas na Escritura de Emissão somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas, mediante deliberação favorável de debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das debêntures em circulação, em primeira ou segunda convocação. Matérias que Exigem Aprovação: Remuneração; Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos na escritura de emissão, incluindo condições de amortização e resgate; Data de Vencimento ou prazo de vigência; Valores, montantes e datas de amortização do principal; Redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado ou sua supressão; Alteração dos quóruns de deliberação previstos na escritura de emissão; Disposições da cláusula que rege estas alterações (9.8.1); Criação de evento de repactuação. Alterações sem Necessidade de Assembleia: Estão dispensadas a realização de Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre aditamentos decorrentes: (i) de hipóteses de dispensa expressamente previstas na Escritura de Emissão; (ii) da correção de erros materiais, seja ele um erro grosseiro, de digitação ou aritmético, (iii) das alterações a quaisquer documentos da Emissão já expressamente permitidas nos termos do(s) respectivo(s) documento(s) da Emissão, (iv) das alterações a quaisquer documentos da Emissão em razão de exigências formuladas pela CVM, pela B3, ou (v) da atualização dos dados cadastrais das Partes, tais como alteração na razão social, endereço e telefone, entre outros, desde que as alterações ou correções referidas nos itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v) acima, não possam acarretar qualquer prejuízo aos Debenturistas ou qualquer alteração no fluxo Debenturistas, e desde que não haja qualquer custo ou despesa adicional para os Debenturistas
Outras características relevantes	O valor nominal unitário das debêntures foi de R$ 1.000 na data de emissão. Índices Financeiros: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: O índice deve ser menor ou igual a 3,00 vezes; PV10 Reservas Provadas/Dívida Bruta: O índice deve ser maior ou igual a 1,50 vezes; Caixa: O valor em caixa deve ser maior que R$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais);

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	3° Emissão de Debêntures - Série Única
Data de emissão	04/07/2025
Data de vencimento	04/07/2032
Quantidade	500.000
Valor nominal global R$	500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	536.757.579,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 26, inciso V, alínea (a), da Resolução CVM 160, por se tratar de oferta pública de distribuição de debêntures não-conversíveis ou não-permutáveis em ações, de emissor de valores mobiliários registrado na categoria “A”, em fase operacional, destinada exclusivamente a investidores profissionais, conforme definidos no artigo 11 da Resolução da CVM n.º 30, de 11 de maio de 2021, conforme alterada (“Resolução CVM 30” e “Investidores Profissionais”, respectivamente).

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo A partir de 04 de julho de 2028 (36º mês da Data de Emissão), a Emissora poderá, a seu critério, realizar o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures, com igualdade de condições entre os Debenturistas, conforme previsto na Escritura de Emissão. O aviso deve ser enviado com pelo menos 5 Dias Úteis de antecedência, por comunicação individual ou conforme Cláusula 4.19. O pagamento incluirá: (i) Valor Nominal Unitário (ou saldo), (ii) Remuneração pro rata temporis, (iii) Encargos Moratórios, se houver, e (iv) prêmio de 0,40% a.a. pro rata temporis, sobre o prazo remanescente até o vencimento. Oferta de Resgate Antecipado A Emissora poderá, a qualquer momento desde a Data de Emissão, realizar oferta de resgate antecipado com cancelamento das Debêntures, assegurando igualdade de condições. O aviso deve ser enviado com, no mínimo, 30 Dias Úteis de antecedência, por comunicação aos Debenturistas (com cópia ao Agente Fiduciário) ou por anúncio, conforme Escritura. O pagamento inclui: (i) Valor Nominal Unitário (ou saldo), (ii) Remuneração pro rata temporis, (iii) Encargos Moratórios e demais acréscimos, e (iv) prêmio indicado no comunicado, se aplicável e não negativo. Oferta de Aquisição Obrigatória Caso a Emissora ou suas controladas alienem Concessões ou ativos que representem, individual ou conjuntamente, redução igual ou superior a 30% do EBITDA Ajustado consolidado (sem realizar o Procedimento de Substituição de Concessão previsto no Anexo I), deverá ser feita uma oferta de aquisição das Debêntures em até 10 Dias Úteis. O aviso será enviado ou publicado com 30 dias de antecedência, com cópia para a B3. O pagamento incluirá: (a) saldo do Valor Nominal Unitário, (b) Remuneração pro rata temporis, (c) Encargos Moratórios e demais acréscimos, e (d) prêmio indicado no comunicado, se aplicável. As Debêntures adquiridas poderão ser mantidas em tesouraria, canceladas ou recolocadas no mercado. Aquisição Facultativa A Emissora poderá adquirir Debêntures em circulação a qualquer momento, com aceite do Debenturista, conforme artigo 55, §3º da Lei das S.A. e observando normas da CVM (inclusive a Resolução CVM 77). As Debêntures adquiridas poderão ser canceladas, mantidas em tesouraria ou recolocadas no mercado, conforme a Resolução CVM 160. Vencimento Antecipado das Debêntures As Debêntures serão consideradas vencidas antecipadamente e exigíveis na ocorrência dos eventos previstos nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão, respeitados os prazos de cura, quando aplicáveis.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	A modificação relativa às características das Debêntures que implique em alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas, mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco) das Debêntures em Circulação, em primeira ou segunda convocações: (i) Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência; (iv) valores, montantes e datas de amortização do principal; (v) redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado ou sua supressão; (vi) alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão; (vii) disposições da Cláusula 9.8.1 da Escritura de Emissão; e (viii) criação de evento de repactuação. Estão dispensadas a realização de Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre aditamentos decorrentes: (i) de hipóteses de dispensa expressamente previstas na Escritura de Emissão; (ii) da correção de erros materiais, seja ele um erro grosseiro, de digitação ou aritmético, (iii) das alterações a quaisquer documentos da Emissão já expressamente permitidas nos termos do(s) respectivo(s) documento(s) da Emissão, (iv) das alterações a quaisquer documentos da Emissão em razão de exigências formuladas pela CVM, pela B3, ou (v) da atualização dos dados cadastrais das Partes, tais como alteração na razão social, endereço e telefone, entre outros, desde que as alterações ou correções referidas nos itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v) da Escritura de Emissão, não possam acarretar qualquer prejuízo aos Debenturistas ou qualquer alteração no fluxo Debenturistas, e desde que não haja qualquer custo ou despesa adicional para os Debenturistas.
Outras características relevantes	O valor nominal unitário das Debêntures foi de R$ 1.000,00 na Data de Emissão. Os índices financeiros foram: • Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a 3,00x; • PV10 Reservas Provadas/Dívida Bruta: maior ou igual a 1,50x; • Caixa: maior que R$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	4ª Emissão de Debêntures - 2ª série
Data de emissão	18/12/2025
Data de vencimento	15/12/2035
Quantidade	225.000
Valor nominal global R$	225.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	204.738.980,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 26, inciso V, alínea (a), da Resolução CVM 160, por se tratar de oferta pública de distribuição de debêntures não-conversíveis ou não-permutáveis em ações, de emissor de valores mobiliários registrado na categoria “A”, em fase operacional, destinada exclusivamente 13 a investidores profissionais, conforme definidos no artigo 11 da Resolução da CVM n.º 30, de 11 de maio de 2021, conforme alterada (“Resolução CVM 30” e “Investidores Profissionais”, respectivamente).
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

• Resgate Antecipado Facultativo Total:

Desde que observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei nº 12.431, nas disposições da Resolução CMN nº 4.751 (ou norma que a substitua), bem como as demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, e desde que transcorrido o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Primeira Série e/ou da Segunda Série. O valor devido por ocasião do resgate corresponderá ao maior valor apurado entre os critérios previstos nos itens 5.1.1(a) e 5.1.1(b) da Escritura de Emissão, cujas fórmulas de cálculo e demais condições estão detalhadas no item 5.1 da Escritura de Emissão.

• Oferta de Resgate Antecipado:

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer tempo, desde que observado o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos, realizar Oferta de Resgate Antecipado total, endereçada à totalidade dos Debenturistas da respectiva Série, assegurada a igualdade de condições para aceitação da oferta, nos termos do item 5.3 da Escritura de Emissão e da legislação aplicável.

• Oferta de Aquisição Obrigatória:

Nos termos da Escritura de Emissão (Cláusula 5.4), caso a alienação de Concessões ou de ativos de E&P, inclusive por meio de operações de farm-out, resulte, de forma individual ou agregada, em redução igual ou superior a 30% (trinta por cento) do EBITDA Ajustado consolidado da Emissora e não seja realizado o Procedimento de Substituição de Concessão, a Emissora deverá realizar Oferta de Aquisição Obrigatória endereçada à totalidade das Debêntures, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, sendo adquiridas apenas as Debêntures cujos titulares aderirem à oferta. O valor de aquisição corresponderá ao Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração pro rata temporis, dos encargos e acréscimos devidos e, se aplicável, de prêmio não negativo, nos termos da Escritura de Emissão.

• Aquisição Facultativa:

Nos termos da Escritura de Emissão (Cláusula 5.5) e da Lei nº 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, após decorridos 2 (dois) anos da Data de Emissão — ou antes, se legalmente permitido — adquirir Debêntures no mercado secundário, condicionado ao aceite do respectivo Debenturista, por valor igual ou inferior ao Valor Nominal Unitário Atualizado, ou por valor superior, desde que observadas a legislação societária, a regulamentação da CVM e as demais normas aplicáveis. As Debêntures adquiridas poderão ser canceladas, mantidas em tesouraria ou recolocadas no mercado, conforme previsto na Escritura de Emissão.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	A modificação relativa às características das Debêntures das respectivas Séries que implique em alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas, mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso, em primeira ou segunda convocações: (i) Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência; (iv) valores, montantes e datas de amortização do principal; (v) redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado ou sua supressão; (vi) alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão; (vii) disposições desta Cláusula 9.6.2; e (viii) criação de evento de repactuação. Estão dispensadas a realização de Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre aditamentos decorrentes: (i) de hipóteses de dispensa expressamente previstas nesta Escritura de Emissão; (ii) da correção de erros materiais, seja ele um erro grosseiro, de digitação ou aritmético, (iii) das alterações a quaisquer documentos da Emissão já expressamente permitidas nos termos do(s) respectivo(s) documento(s) da Emissão, (iv) das alterações a quaisquer documentos da Emissão em razão de exigências formuladas pela CVM, pela B3, ou (v) da atualização dos dados cadastrais das Partes, tais como alteração na razão social, endereço e telefone, entre outros, desde que as alterações ou correções referidas nos itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v) acima, não possam acarretar qualquer prejuízo aos Debenturistas ou qualquer alteração no fluxo Debenturistas, e desde que não haja qualquer custo ou despesa adicional para os Debenturistas.
Outras características relevantes	O valor nominal unitário das Debêntures foi de R$ 1.000,00 na Data de Emissão. Os índices financeiros foram: • Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a 3,00x; • PV10 Reservas Provadas/Dívida Bruta: maior ou igual a 1,50x; e • Caixa: maior que R$100.000.000,00 (cem milhões de reais).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	4° Emissão de Debêntures – 1ª série
Data de emissão	18/12/2025
Data de vencimento	15/12/2032
Quantidade	525.000
Valor nominal global R$	525.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	505.022.816,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 26, inciso V, alínea (a), da Resolução CVM 160, por se tratar de oferta pública de distribuição de debêntures não-conversíveis ou não-permutáveis em ações, de emissor de valores mobiliários registrado na categoria “A”, em fase operacional, destinada exclusivamente 13 a investidores profissionais, conforme definidos no artigo 11 da Resolução da CVM n.º 30, de 11 de maio de 2021, conforme alterada (“Resolução CVM 30” e “Investidores Profissionais”, respectivamente).
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

• Resgate Antecipado Facultativo Total:

Desde que observado o disposto no artigo 1º, parágrafo 1º, inciso II, combinado com o artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei nº 12.431, nas disposições da Resolução CMN nº 4.751 (ou norma que a substitua), bem como as demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, e desde que transcorrido o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis), a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Primeira Série e/ou da Segunda Série. O valor devido por ocasião do resgate corresponderá ao maior valor apurado entre os critérios previstos nos itens 5.1.1(a) e 5.1.1(b) da Escritura de Emissão, cujas fórmulas de cálculo e demais condições estão detalhadas no item 5.1 da Escritura de Emissão.

• Oferta de Resgate Antecipado:

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer tempo, desde que observado o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos, realizar Oferta de Resgate Antecipado total, endereçada à totalidade dos Debenturistas da respectiva Série, assegurada a igualdade de condições para aceitação da oferta, nos termos do item 5.3 da Escritura de Emissão e da legislação aplicável.

• Oferta de Aquisição Obrigatória:

Nos termos da Escritura de Emissão (Cláusula 5.4), caso a alienação de Concessões ou de ativos de E&P, inclusive por meio de operações de farm-out, resulte, de forma individual ou agregada, em redução igual ou superior a 30% (trinta por cento) do EBITDA Ajustado consolidado da Emissora e não seja realizado o Procedimento de Substituição de Concessão, a Emissora deverá realizar Oferta de Aquisição Obrigatória endereçada à totalidade das Debêntures, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, sendo adquiridas apenas as Debêntures cujos titulares aderirem à oferta. O valor de aquisição corresponderá ao Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração pro rata temporis, dos encargos e acréscimos devidos e, se aplicável, de prêmio não negativo, nos termos da Escritura de Emissão.

• Aquisição Facultativa:

Nos termos da Escritura de Emissão (Cláusula 5.5) e da Lei nº 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, após decorridos 2 (dois) anos da Data de Emissão — ou antes, se legalmente permitido — adquirir Debêntures no mercado secundário, condicionado ao aceite do respectivo Debenturista, por valor igual ou inferior ao Valor Nominal Unitário Atualizado, ou por valor superior, desde que observadas a legislação societária, a regulamentação da CVM e as demais normas aplicáveis. As Debêntures adquiridas poderão ser canceladas, mantidas em tesouraria ou recolocadas no mercado, conforme previsto na Escritura de Emissão.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	A modificação relativa às características das Debêntures das respectivas Séries que implique em alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas, mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso, em primeira ou segunda convocações: (i) Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência; (iv) valores, montantes e datas de amortização do principal; (v) redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado ou sua supressão; (vi) alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão; (vii) disposições desta Cláusula 9.6.2; e (viii) criação de evento de repactuação. Estão dispensadas a realização de Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre aditamentos decorrentes: (i) de hipóteses de dispensa expressamente previstas nesta Escritura de Emissão; (ii) da correção de erros materiais, seja ele um erro grosseiro, de digitação ou aritmético, (iii) das alterações a quaisquer documentos da Emissão já expressamente permitidas nos termos do(s) respectivo(s) documento(s) da Emissão, (iv) das alterações a quaisquer documentos da Emissão em razão de exigências formuladas pela CVM, pela B3, ou (v) da atualização dos dados cadastrais das Partes, tais como alteração na razão social, endereço e telefone, entre outros, desde que as alterações ou correções referidas nos itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v) acima, não possam acarretar qualquer prejuízo aos Debenturistas ou qualquer alteração no fluxo Debenturistas, e desde que não haja qualquer custo ou despesa adicional para os Debenturistas.
Outras características relevantes	O valor nominal unitário das Debêntures foi de R$ 1.000,00 na Data de Emissão. Os índices financeiros foram: • Dívida Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a 3,00x; • PV10 Reservas Provadas/Dívida Bruta: maior ou igual a 1,50x; e • Caixa: maior que R$100.000.000,00 (cem milhões de reais).

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	2147	81	563

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5 MERCADOS DE NEGOCIAÇÃO NO BRASIL

Os valores mobiliários da Companhia são negociados no segmento de governança corporativa do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sendo suas ações ordinárias negociadas sob o código RECV3.

As Debêntures foram depositadas para: (i) distribuição no mercado primário, por meio do MDA - Módulo de Distribuição de Ativos, e (ii) negociação no mercado secundário, através do CETIP 21 - Módulo de Títulos e Valores Mobiliários, ambos operacionalizados e administrados pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão – Balcão B3 (“B3”). A distribuição e as negociações liquidadas financeiramente, além da custódia eletrônica das Debêntures, são realizadas pela B3.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8 DESTINAÇÃO DE RECURSOS DE OFERTAS PÚBLICAS

(a) Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

1ª Emissão de Debêntures: os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures serão utilizados exclusivamente para o (i) pagamento futuro e/ou (ii) reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas relacionados à implantação dos Projetos, desde que o pagamento dos referidos gastos, despesas e/ou dívidas passíveis de reembolso tenham ocorrido em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses da data de encerramento da Oferta.

2ª Emissão de Debêntures: os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures serão utilizados exclusivamente para (i) o pagamento de dívida sindicalizada, nos termos da Lei n.º 4.131, de 3 de setembro de 1962, constituída em 6 de setembro de 2022, no valor de US$126.000.000,00 (cento e vinte e seis milhões de dólares); e (ii) após a destinação destes nos termos do item (i) acima, serão destinados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Emissora, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e potenciais avaliações e oportunidades para aquisição de ativos.

3ª Emissão de Debêntures: os recursos líquidos captados pela Companhia por meio da 3ª Emissão das Debêntures serão utilizados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Companhia, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e aquisição de ativos.

4ª Emissão de Debêntures: os recursos obtidos por meio da 4ª Emissão das Debêntures serão destinados, nos termos do artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei 12.431, e do Decreto 11.964, para o pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas, inclusive das despesas de capital relacionados o desenvolvimento dos campos dos Ativos Bahia e Potiguar, sendo certo que, no caso das despesas já incorridas, referidos recursos serão integralmente alocados no reembolso de despesas, dívidas ou gastos relacionados ao Projeto que ocorreu em prazo igual ou inferior a 36 (trinta e seis) meses contados da data de encerramento da Oferta.

(b) Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não houve qualquer desvio relevante entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos documentos da Oferta.

(c) Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável uma vez que não houve qualquer desvio.

12.9 Outras informações relevantes

12.9 OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes, em relação a este item 12, que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
Rafael Procaci da Cunha	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	
José Maria de Mello Firmo	Diretor Presidente	Registrado	

13.1 Declaração do diretor presidente

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ITEM 13.1
DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

Eu José Maria de Mello Firmo, brasileiro, divorciado, eletromecânico, portador de Cédula de Identidade 4.118.155, e inscrito no CPF sob o nº 776.407.646-53, na qualidade de Diretor-Presidente da PetroRecôncavo S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.342.704/0001-30, para fins do item 13 deste Formulário de Referência da Companhia, declaro que:

(a) revi o Formulário de Referência da Companhia, com data-base de 31 de dezembro de 2025;

(b) todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades.

José Maria de Mello Firmo
Diretor-Presidente

29/5/26

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ITEM 13.1 DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

Eu, Rafael Procaci da Cunha, brasileiro, casado, economista, portador de Cédula de Identidade 22.910.092-90, e inscrito no CPF sob o nº 069.504.527-05, na qualidade de Diretor de Relações com Investidores da PetroRecôncavo S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.342.704/0001-30, para fins do item 13 deste Formulário de Referência da Companhia, declaro que:

(a) revi o Formulário de Referência da Companhia, com data-base de 31 de dezembro de 2025;

(b) todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e

(c) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades.

rafael@petroreconcavo.com.br
D4Sign
RAFAEL PROCACI DA CUNHA
06950452705
ICP Brasil
Assinado

Rafael Procaci da Cunha
Vice Presidente Financeiro, M&A e de Relações com Investidores

D4Sign 1b2c6650-66cc-4c0c-a7b6-a4b399c1f737 - Para confirmar as assinaturas acesse https://secure.d4sign.com.br/verificar
Documento assinado eletronicamente, conforme MP 2.200-2/01, Art. 10º, §2. Brasil

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

2 páginas - Datas e horários baseados em Brasília, Brasil
Sincronizado com o NTP.br e Observatório Nacional (ON)
Certificado de assinaturas gerado em 29 de May de 2026, 08:58:42

Declaração 13 1 CFO docx

Código do documento 1b2c6650-66cc-4c0c-a7b6-a4b399c1f737

Assinaturas

RAFAEL PROCACI DA CUNHA:06950452705
Certificado Digital
rafael@petroreconcavo.com.br
Assinou

Eventos do documento

28 May 2026, 11:18:25
Documento 1b2c6650-66cc-4c0c-a7b6-a4b399c1f737 **criado** por LARISSA RAFAELA SOUZA LEITE DA SILVA (cf9f1154-2cfc-4fee-89ba-aa51462c4a1a). Email:larissa.silva@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-05-28T11:18:25-03:00

28 May 2026, 11:22:08
Assinaturas **iniciadas** por LARISSA RAFAELA SOUZA LEITE DA SILVA (cf9f1154-2cfc-4fee-89ba-aa51462c4a1a). Email: larissa.silva@petroreconcavo.com.br. - DATE_ATOM: 2026-05-28T11:22:08-03:00

28 May 2026, 16:47:37
ASSINATURA COM CERTIFICADO DIGITAL ICP-BRASIL - RAFAEL PROCACI DA CUNHA:06950452705 **Assinou**
Email: rafael@petroreconcavo.com.br. IP: 177.136.115.110 (110-115-136-177.STATIC.itsweb.com.br porta: 37794). Dados do Certificado: C=BR,O=ICP-Brasil,OU=AC Instituto Fenacon RFB G3,CN=RAFAEL PROCACI DA CUNHA:06950452705. - DATE_ATOM: 2026-05-28T16:47:37-03:00

Hash do documento original
(SHA256):e432cf4412be715ecf98353c5d7d9090cb51df4e4e82cbba0b15406b427adb6d
(SHA512):cdb11552ad102477ae609fa55a5a254e88ba1fe3922f50395984f41bc0731b20cab522ce3c57065235e5b0bf81aea63aa9588c4ab8b41c2df874635e6c77845c

Esse log pertence **única** e **exclusivamente** aos documentos de HASH acima

Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign
Integridade certificada no padrão ICP-BRASIL
Assinaturas eletrônicas e físicas têm igual validade legal, conforme **MP 2.200-2/2001** e **Lei 14.063/2020**.

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Documento não preenchido.