

Com sede na cidade do Rio de Janeiro, a Brava foi criada a partir da incorporação da Enauta pela 3R Petroleum e concebida com o objetivo de criar uma das principais empresas independentes integradas de óleo e gás da América Latina. A Brava tem atuação integrada em todos os segmentos da cadeia produtiva através de um amplo portfólio de ativos de produção de petróleo e gás natural (*upstream*), suportado por uma infraestrutura completa de tratamento, estocagem, escoamento e processamento da produção (*midstream*) e vasta capacidade instalada de refino e comercialização de produtos e serviços (*downstream*).

O portfólio da Companhia é composto por ativos em produção localizados em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*), que totalizam 51 concessões de óleo e gás, distribuídas em seis bacias sedimentares, localizadas em cinco estados do Brasil: Bahia, Ceará, Espírito Santo, Rio de Janeiro e Rio Grande do Norte. A diversificação do portfólio mitiga riscos à concentração das operações em projetos específicos, proporciona flexibilidade operacional, sinergias estratégicas e permite equilibrar o desempenho geral do portfólio, assegurando maior resiliência em um mercado dinâmico.

O processo de montagem do portfólio da Companhia contou com: (i) operações de M&A, (ii) participação em rodadas de licitação de ativos promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, (iii) processo de desinvestimento da Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), bem como (iv) processos privados de venda de ativos.

Abaixo, apresentamos os principais marcos da 3R Petroleum e da Enauta Energia, que resultaram na composição atual de estratégia e portfólio da Brava Energia:



(a) Trajetória e Expansão da 3R Petroleum (atual Brava Energia)

Fundada em 2010, a 3R Petroleum iniciou suas atividades como uma empresa focada na exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural, especialmente por meio da **revitalização de campos maduros**. Sua estratégia de crescimento foi fortemente baseada em aquisições de ativos desinvestidos pela Petrobras e participação em rodadas da ANP.

A seguir, destacam-se os principais movimentos estratégicos da Companhia:

- **2013:** aquisição do bloco BAR-M-387 na 11ª Rodada da ANP.
- **2014:** aquisição de parte das sociedades detidas pela El Paso no Brasil, passando a deter: (i) 35% dos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão ("Polo Pescada"), ativo produtor de gás e condensado na porção offshore bacia do Potiguar, e (ii) o campo de Camarão, na Bacia de Camamu. Em julho de 2020, a 3R Pescada, subsidiária da Companhia, celebrou contrato referente à aquisição dos 65% complementares do Polo Pescada, detidos pela Petrobras. A referida transação encontra-se em fase de transição operacional e até a conclusão, a Petrobras permanece como operadora do ativo;
- **2019: aquisição do Polo Macau (RN)** - A 3R Macau (atual 3R RNCE S.A.) adquiriu da Petrobras, em agosto de 2019, campos de produção terrestre e águas rasas de petróleo e gás natural (Polo Macau), localizado no Estado do Rio Grande do Norte, Bacia Potiguar. Em maio de 2020, a 3R Macau concluiu a aquisição do ativo e tornou-se operadora do ativo.
- **2020: aquisição do Polo Fazenda Belém (CE)** - A 3R Fazenda Belém (atual 3R RNCE S.A.) adquiriu da Petrobras, em agosto de 2020, campos de produção terrestre de petróleo (Polo Fazenda Belém),

localizado no Estado do Ceará, Bacia Potiguar. Em agosto de 2022 a transação foi concluída e a 3R Fazenda Belém passou a ser operadora do ativo.

- **2020: realização de abertura de capital ("IPO") e adesão ao Novo Mercado da B3.** Em agosto de 2020, os acionistas da Companhia aprovaram (i) a submissão de pedido de registro de emissora de valores mobiliários, categoria "A", perante a CVM, (ii) a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia; (iii) a submissão do (a) pedido de adesão da Companhia ao segmento especial de governança corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão denominado Novo Mercado, e (b) pedido de admissão à negociação das ações da Companhia na B3, mediante a celebração com a B3 do Contrato de Participação do Novo Mercado; e (iv) a alteração da denominação social de Ouro Preto Óleo e Gás S.A. para 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. Em novembro de 2020, a Companhia incorporou a 3R Petroleum e Participações S.A. ("3R Participações") e a sucedeu a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos ativos e passivos da 3R Participações para o patrimônio da Companhia. Ainda em novembro de 2020, a Companhia finalizou o processo de Abertura de Capital e Oferta de Ações (IPO).
- **2020–2021: aquisição dos polos Rio Ventura e Recôncavo (BA)** – A 3R Candeias (atual 3R BAHIA S.A.), subsidiária integral da Companhia, adquiriu da Petrobras, campos de produção terrestre de petróleo e gás natural, no Estado da Bahia, Bacia do Recôncavo. A Companhia concluiu as aquisições dos Polos Rio Ventura e Recôncavo em julho de 2021 e maio de 2022, respectivamente, se tornando operadora das concessões.
- **2021: aquisição do Polo Peroá (ES) e do bloco BM-ES-21 e aquisição de participação no campo de Papa Terra (RJ)** - Em janeiro de 2021, a 3R Petroleum Offshore, subsidiária da Companhia, firmou contrato com a Petrobras para aquisição da participação de 100% dos direitos em campos de produção de óleo e gás natural em águas rasas (Polo Peroá) e no bloco de exploração BM-ES-21, situados no Espírito Santo, na Bacia do Espírito Santo. A transação foi concluída em agosto de 2022, passando a subsidiária 3R Offshore ser operadora do ativo.

Já em julho de 2021, através da 3R Offshore, a Companhia assinou contrato para a aquisição da participação detida pela Petrobras no campo de Papa Terra, localizado na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, incluindo toda a infraestrutura e sistemas de superfície e submarinos atrelados. A transação foi concluída em dezembro de 2022, quando a 3R Offshore passou a ser operadora do ativo com 62,5% de participação.

Em setembro de 2022, o Conselho de Administração aprovou a aquisição de participação adicional de 15% na subsidiária 3R Offshore, por R\$ 12 milhões. A partir da transação, a Companhia passou a deter 85% do capital social da 3R Offshore sendo a DBO (atual Maha Energy) detentora da participação complementar de 15%. Por consequência, a Companhia passou a deter, indiretamente, 85% do Polo Peroá e 53,13% do Polo Papa Terra.

- **2021: Aquisição da Duna Energia S.A.:** Em agosto de 2021, a Companhia assinou contrato para compra da totalidade de ações da Duna Energia S.A. (atual 3R RNCE S.A.), detentora de concessões terrestres de produção de óleo na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Em novembro de 2021, a Companhia concluiu a aquisição.
- **2021: 1º aumento de capital** - Em março de 2021, foi aprovado pelo Conselho de Administração o aumento do capital social no montante de R\$ 822.798.000,00, mediante a emissão de 22.855.500 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, ao preço de R\$ 36,00 por ação.
- **2021: 2º aumento de capital** - Em novembro de 2021, foi aprovado pelo Conselho de Administração o aumento do capital social no montante de R\$ 2.168.100.000,00, mediante a emissão de 65.700.000 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, ao preço de R\$ 33,00 por ação.
- **2022: aquisição do Polo Potiguar** - Em janeiro de 2022, a Companhia assinou contrato para a aquisição da participação detida pela Petrobras no Polo Potiguar, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. O contrato contemplou a cessão dos contratos de concessão de campos *onshore* e *offshore* em produção e a transferência de toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação, além do Ativo Industrial de Guamaré, que engloba unidades de processamento

de gás natural, a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré. A transação foi concluída em junho de 2023 quando a 3R passou a ser operadora do ativo e da infraestrutura.

- **2023:** 3º aumento de capital - Em abril de 2023, o Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social, mediante subscrição de novas ações, sendo, no máximo, R\$ 899.999.976,75, com a emissão particular de 36.809.815 ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$ 24,45.
- **2022–2024:** Participação em rodadas da ANP com aquisição de blocos exploratórios terrestres nas bacias do Ceará e Potiguar.

(b) Trajetória e Expansão da Enauta Energia

A Enauta Participações S.A. foi fundada em 2010 e passou por diferentes fases de reestruturação até consolidar sua presença no setor de E&P:

- **2007:** O Grupo Queiroz Galvão iniciou suas atividades de exploração e produção por meio de um processo de farm-out (contempla a venda parcial ou total dos direitos de concessão detidos por uma determinada companhia) realizado pela Petrobras entre os anos de 1998 e 2000, denominado "Round Zero". Nesse processo, foi adquirida participação representativa de 55% do bloco BCAM-40, localizado na bacia de Camamu-Almada, onde as partes do consórcio descobriram o Campo de Manati, em 2000. O Campo de Manati iniciou sua produção em 2007 e é operado pela Petrobras desde então.
- **2010:** A Constellation (então Queiroz Galvão Óleo e Gás) aportou os ativos de E&P na Enauta Energia (antiga Queiroz Galvão Exploração e Produção), no âmbito do processo de reestruturação das operações no setor de óleo e gás do Grupo Queiroz Galvão, seguido de um aporte de capital pela Constellation no valor de R\$558.197.657,00. Ainda em 2010, após Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de setembro de 2010, as ações da Enauta de titularidade da Constellation passaram a ser detidas diretamente pela Queiroz Galvão S.A. ("QGSA"), companhia do Grupo Queiroz Galvão que, desde então, tornou-se acionista controladora da Enauta.
- **2010:** Em 26 de outubro de 2010 o Conselho de Administração da Enauta aprovou a abertura de seu capital no segmento do Novo Mercado da B3 e, em 16 de dezembro de 2010, também em sede de Conselho de Administração, foi aprovado um aumento do capital social da Companhia, passando para R\$620.416.742,82, mediante a emissão de 6.202.196 novas ações ordinárias, subscritas pelo Quantum – Fundo de Investimento em Ações – FIA.
- **2011:** Realizou IPO e listagem no Novo Mercado da B3, mediante um aumento de capital no montante de R\$1.317.460.323,00, passando de R\$620.416.742,82 para R\$1.937.877.065,82, mediante a emissão de 69.340.017 novas ações ordinárias. Em 02 de março de 2011 em decorrência do exercício da opção de distribuição de lote suplementar foi aprovado novo aumento de capital social mediante a emissão de 10.401.002 ações suplementares ("Ações Suplementares"), no montante de R\$197.619.038,00. Com isso, o capital social da Companhia passou de R\$1.937.877.065,82 para R\$2.135.496.103,82.
- **2012:** Foi adquirida participação de 30% da Shell no Campo de Atlanta por US\$ 157 milhões
- **2018:** Como resultado de um processo arbitral em face da Dommo foi adquirida participação adicional de 20% no Campo de Atlanta.
- **2019:** Alterou sua denominação de QGEP para **Enauta Participações S.A.**, marcando novo posicionamento estratégico.
- **2021:** Em 25 de junho de 2021, devido à saída da Barra Energia do consórcio, passamos a deter os 50% restantes de participação no Campo de Atlanta, consolidando 100% de participação neste ativo.
- **2023–2024:** A Enauta passou por mudança de controle com a saída progressiva da QGSA, que detinha 63% das ações e passou a transferir parcela relevante de sua participação para terceiros. Do total cedido pela QGSA, 15,48% foram transferidos a fundos sob gestão da Jive Asset Gestão de Recursos Ltda.; 2,84% foram transferidos a fundos sob gestão da SPS Capital Gestão de Recursos Ltda. (gestora da Vinci Partners Investments Ltd.); 6,12% foram transferidos para a Travessia Securitizadora de Créditos Mercantis XI S.A., fundo sob gestão da Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.; e o restante a outros acionistas.

A partir de 2024, iniciou tratativas com a 3R Petroleum, visando consolidação estratégica. A operação culminou na incorporação de suas ações pela Brava Energia, com posterior reestruturação societária.

(c) Incorporação da Enauta Participações pela 3R Petroleum e criação da Brava Energia:

Em junho de 2024, em sede de Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, foram aprovadas, dentre outras pautas, as seguintes operações ("Operação"): (i) incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda. pela Companhia, e (ii) incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações S.A. pela Companhia.

A Operação foi consumada em 31 de julho de 2024, sendo que: (i) os acionistas da Enauta receberam 0,805012676 ação ordinária de emissão da Brava Energia para cada ação ordinária de emissão da Enauta no âmbito da Incorporação de Ações Enauta, de modo que foi atribuído aos acionistas da Enauta um total de 213.623.971 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; (ii) a quotista da Maha Holding recebeu 0,059604188 ação ordinária de emissão da Brava para cada quota de emissão da Maha Holding no âmbito da Incorporação da Maha Holding, de modo que foi atribuído à única quotista da Maha Holding um total de 10.081.840 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; e (iii) tornaram-se eficazes as alterações na composição do Conselho de Administração e no estatuto social da Companhia, ambos aprovados em Assembleia Geral Extraordinária de 26 de junho de 2024.

Em 08 de outubro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a celebração do "Protocolo e Justificação de Incorporação da Enauta Participações pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum Óleo e Gás S.A)." ("Protocolo e Justificação Enauta Participação") e do "Protocolo e Justificação de Incorporação da 3R Operações Offshore Ltda pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A." ("Protocolo e Justificação 3R Operações Offshore" e, em conjunto com o Protocolo e Justificação Enauta Participações, "Protocolos e Justificação").

Os Protocolos e Justificação, submetidos em conjunto com os respectivos laudos de avaliação e demais documentos pertinentes ao Conselho de Administração da Companhia, estabelecem os termos e condições da incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias integrais Enauta Participações e 3R Operações Offshore foram submetidos à deliberação da assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024 e aprovados.

Em 11 de outubro de 2024, a Enauta Energia adquiriu 29% da participação societária na 3R Potiguar, a reestruturação societária faz parte da captura das sinergias da Operação realizada entre 3R e Enauta. Em 06 de dezembro de 2024, a Enauta Energia adquiriu +59% de participação societária na 3R Potiguar, resultando na participação de 81%.

Em 1º de novembro de 2024, a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, conforme aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de outubro de 2024, passando a Brava Energia (Antiga 3R Petroleum) a suceder a Enauta Participações em todos os seus direitos e obrigações. A incorporação da Enauta Participações é uma etapa subsequente da operação de incorporação de ações realizadas pela Holding, Brava Energia (antiga 3R Petroleum), que foi concluída em 31 de julho de 2024.

Em 03 dezembro de 2024, em Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada, em segunda convocação, a alteração da denominação social da Companhia de 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. para Brava Energia S.A..

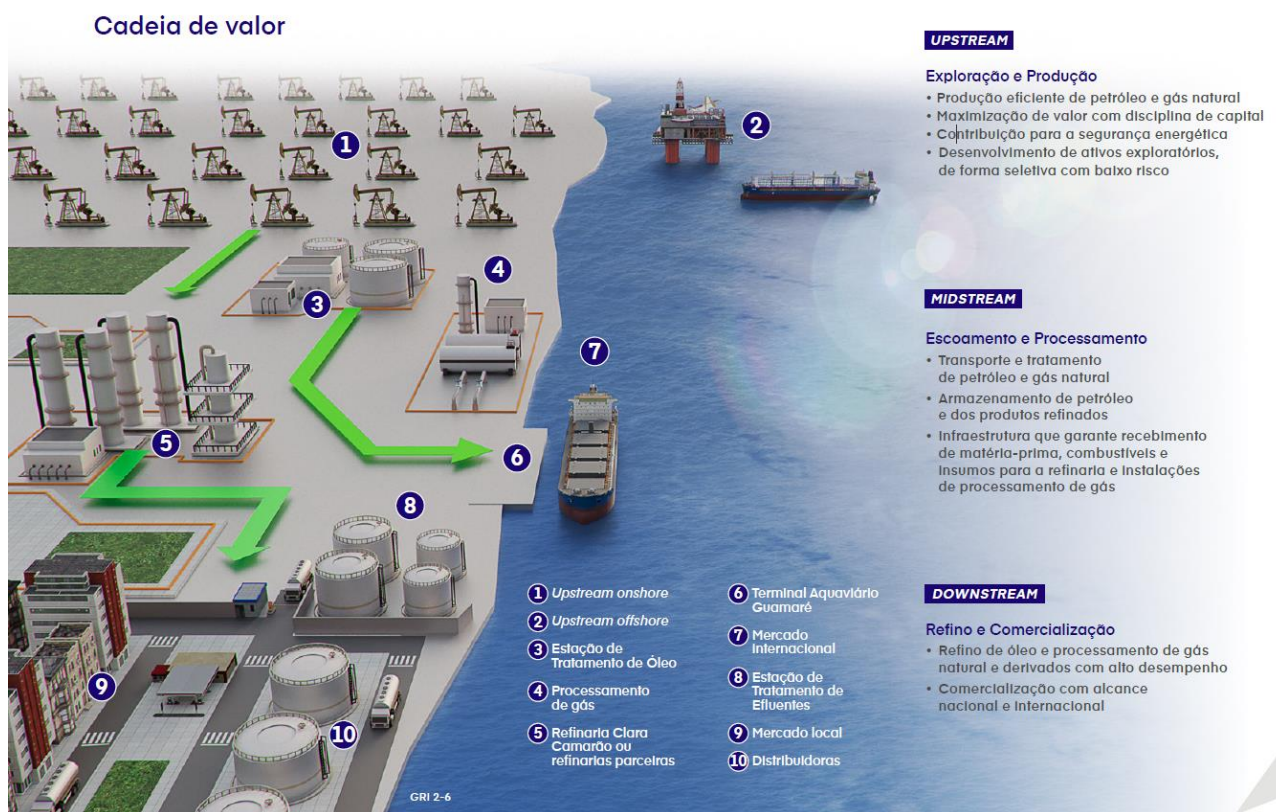
(a) Visão Geral da Companhia

A criação da Brava Energia, após a incorporação da Enauta pela 3R Petroleum, viabilizou a construção de um portfólio robusto de ativos em produção, com escala otimizada tanto em terra quanto no mar e elevada capacidade de reposição de reservas. A infraestrutura logística, a alta capacidade de estocagem e o acesso independente aos mercados nacional e internacional são vantagens estratégicas do portfólio da Companhia. A Brava tem como pilares de sua estratégia o crescimento orgânico da produção, a constante busca por eficiência e segurança em suas operações, a gestão eficiente de custos e o aprimoramento da monetização de seus produtos. Nesse contexto, a Brava atua com rigorosa disciplina de alocação de capital, concentrando investimentos nos ativos mais relevantes, estratégicos e rentáveis de seu portfólio.

No mid & downstream, a Brava opera o Ativo Industrial de Guimarães (ATI), no Rio Grande do Norte, que inclui a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guimarães e Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) conectadas às redes de transporte do Nordeste e do Sudeste. Essa infraestrutura permite o processamento, a estocagem e a comercialização de óleo e gás, reduz a dependência de infraestrutura de terceiros e amplia o alcance aos mercados nacional e internacional. A integração entre upstream e mid & downstream fortalece a competitividade da Companhia ao oferecer flexibilidade no escoamento da produção, ganhos de escala no processamento de derivados e ampliação das oportunidades comerciais.

Após a formação da Brava Energia, contamos com uma equipe de aproximadamente 1,1 mil colaboradores experientes, cujas expertise técnica e capacidade de inovação impulsionam nossa eficiência operacional. Além de gerar valor econômico, nossa atuação contribui para o desenvolvimento socioeconômico regional, reforçando nosso compromisso com segurança, eficiência e responsabilidade ambiental. Estamos empenhados em consolidar e aprimorar as melhores práticas ESG (sigla em inglês para aspectos ambientais, sociais e de governança corporativa), assegurando conformidade regulatória e alinhamento estratégico. Esse processo é supervisionado pela Administração, com participação ativa da Diretoria Executiva, do Conselho de Administração e do Comitê de Sustentabilidade, em colaboração com diversas áreas da Companhia.

A ilustração abaixo apresenta a cadeia da indústria de óleo e gás, onde a Companhia está inserida.



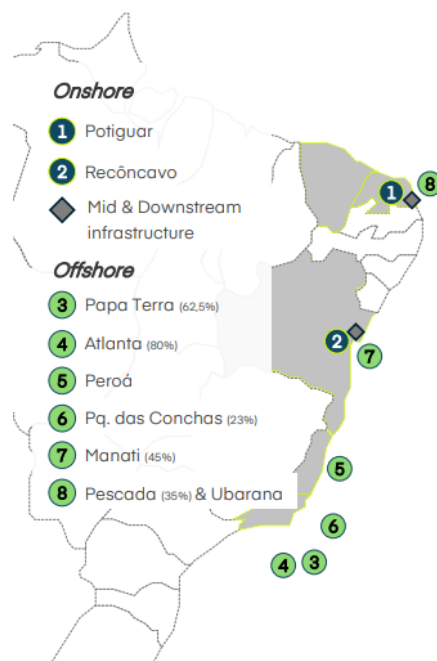
(b) Portfólio de Ativos¹

O portfólio da Companhia é formado por doze ativos, distribuídos em seis bacias sedimentares, cinco estados, e que contam com concessões de produção *onshore* (em terra) e *offshore* (em mar), além de operação no segmento de *Mid & Downstream*, que envolve escoamento, tratamento, processamento e comercialização de produtos derivados nos mercados local e exterior.

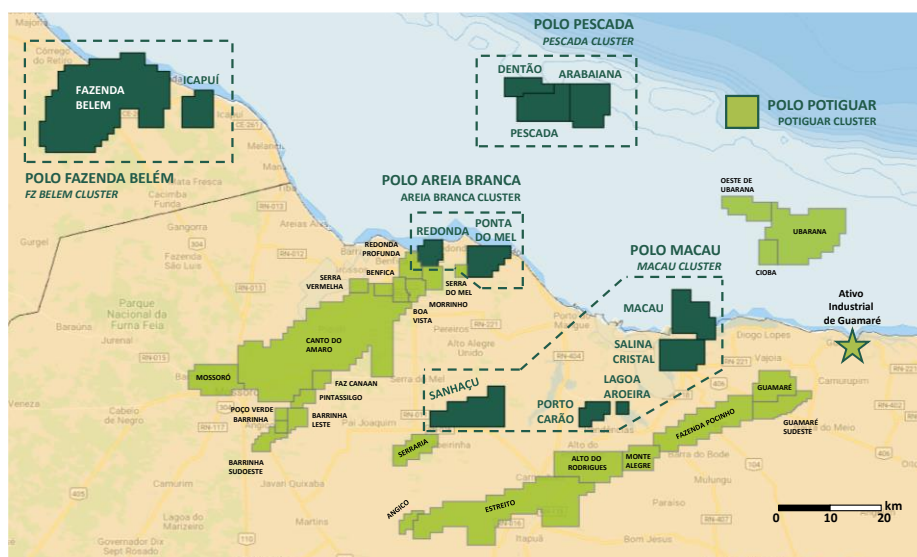
A localização dos ativos é estratégica do ponto de vista de integração, sendo que: (i) cinco estão localizados na Bacia Potiguar e formam o Complexo Potiguar: Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Pescada e Potiguar, (ii) dois estão localizados na Bacia do Recôncavo e formam o Complexo Recôncavo: Polos Rio Ventura e Recôncavo, e (iii) cinco ativos compõem o portfólio Offshore: Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, Polos Papa Terra e Parque das Conchas, localizados na Bacia de Campos, Polo Atlanta, localizados na Bacia de Santos e Polo Manati, localizado na Bacia Camamu-Almada.

O mapa ilustra a disposição geográfica do portfólio da Companhia na costa brasileira, com operação nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro.

A Companhia destaca ainda que, adicionalmente aos ativos mencionados acima, o seu portfólio possui participação em blocos exploratórios, que representam uma oportunidade futura de desenvolvimento, sendo: (i) nove² blocos terrestres localizados na Bacia Potiguar, (ii) um bloco offshore localizado na Bacia de Barreirinhas, tendo esse sido incorporado do Grupo Ouro Preto, (iii) um campo em fase de desenvolvimento, Campo de Camarão, na Bacia do Camamu, tendo sido esse incorporado do Grupo Ouro Preto, (iv) um bloco offshore localizado na Bacia Foz do Amazonas, (v) dois blocos offshore localizados na Bacia Pará-Maranhão, (vi) nove blocos offshore localizados na Bacia Sergipe-Alagoas, e (vi) quatro blocos *onshore* na Bacia do Paraná.



i. Complexo Potiguar



¹ Ativos adquiridos: Pescada (35%), Macau, Rio Ventura, Areia Branca, Recôncavo, Peroá, Fazenda Belém, Papa Terra (62,5%), Potiguar, Atlanta (80%), Manati (45%) e Parque das Conchas (23%). Ativo em aquisição: Pescada (65%).

² POT-T326, POT-T353, POT-T-403, POT-T437, POT-T-488, POT-T524, POT-T525, POT-T-531 e POT-T568

A integração dos ativos que compõem o Complexo Potiguar permite a captura de sinergias operacionais, financeiras e comerciais, otimizando recursos, ampliando escala regional e, consequentemente, reduzindo o custo. A flexibilidade construída por uma operação integrada é um dos vetores de geração de valor para a Companhia em seu projeto de revitalização dos ativos e redesevolvimento da produção.

Especificamente no Complexo Potiguar, a Companhia dispõe de flexibilidade adicional, com a verticalização das operações, a partir da infraestrutura própria disponível no Polo Potiguar (*upstream, midstream e downstream*), e que recebe toda a produção da bacia.

Polo Macau

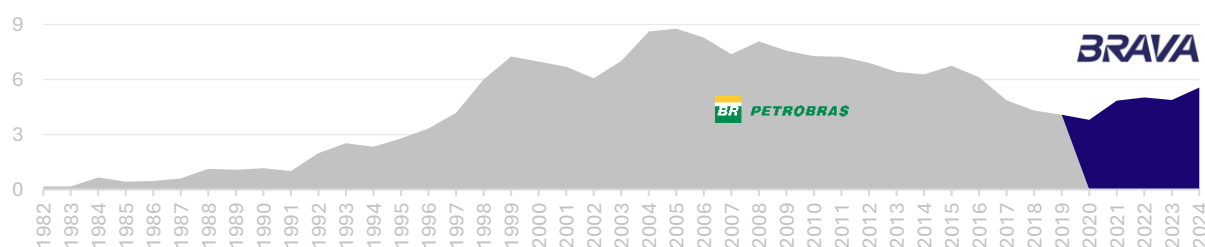
Em 29 de maio de 2020, a 3R Macau (atual 3R RNCE S.A.), subsidiária integral da Companhia, concluiu a aquisição do Polo Macau junto à Petrobras, que engloba concessões terrestres e em mar de óleo e gás, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte - campos de Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes eram da Petrogal Brasil S.A. – GALP. Em agosto de 2021, assinou contrato para a aquisição da participação da GALP no referido campo, sendo a transação foi concluída em 21 de dezembro de 2021.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem entre 2025 e 2052, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Macau, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP. Cabe destacar que a Companhia já obteve a extensão das concessões de Macau e Salina Cristal, ambas com vigência atual até 2052.

Em dezembro de 2020, a Companhia recebeu da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), órgão vinculado ao Ministério do Desenvolvimento Regional, a aprovação do enquadramento referente ao benefício fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais em favor da 3R Macau. O referido enquadramento do benefício permite redução fixa de 75% do Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2021, sobre as atividades de produção de petróleo e gás natural desenvolvidas pela 3R Macau. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e Contribuição Social – CSLL de 34% para 15,25% na operação do Polo Macau.

As operações no Polo Macau tiveram seu início em 1982 e segundo dados da ANP³, a fração recuperada⁴ do ativo é na ordem de 19% do volume de óleo estimado e 20% do volume de gás, comparados a uma fração recuperada média de 19% de óleo e 41% de gás na Bacia Potiguar. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de junho de 2020.

Produção de Óleo – Média Diária (mil boe/d⁵)



Fonte: Dados da ANP

³ Boletim Anual de Reservas 2023 (BAR)

⁴ Proporção de hidrocarboneto produzido em relação ao total estimado

⁵ Barril de óleo equivalente por dia (boe/d)

Polo Areia Branca

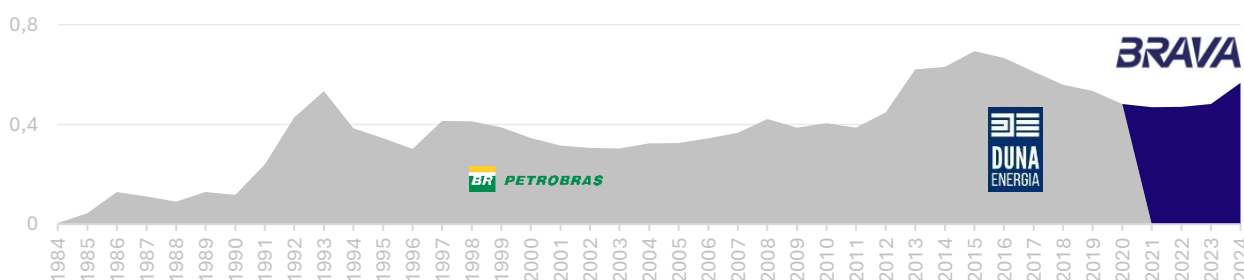
Em 1º de novembro de 2021, a Companhia concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão da Duna Energia S.A. (renomeada 3R RNCE S.A.), detentora das concessões de produção *onshore* nos campos de Ponta do Mel e Redonda, localizados na Bacia Potiguar, estado do Rio Grande do Norte. Com a conclusão da transação, a 3R Areia Branca passou a ser uma subsidiária integral da Companhia.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem em 2025, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Areia Branca, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

A 3R Areia Branca (atual 3R RNCE S.A.) possui o benefício fiscal da SUDENE para as atividades de produção de petróleo, válido pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2021. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e CSLL de 34% para 15,25% na operação do ativo.

As operações no Polo Areia Branca tiveram seu início em 1984 e segundo dados do Boletim Anual de Reservas 2023 (BAR), a fração recuperada do ativo é na ordem de 8% do volume de óleo estimado, comparado a uma fração recuperada média de 19% do volume de óleo na Bacia Potiguar. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de novembro de 2021.

Produção de Óleo – Média Diária (mil boe/d)



Fonte: Dados da ANP

Polo Fazenda Belém

Em 14 de agosto de 2020, a 3R Fazenda Belém (atual 3R RNCE S.A.), subsidiária integral da Companhia, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, que constituem o Polo Fazenda Belém, na Bacia Potiguar, no Ceará. Em 05 de agosto de 2022 a transação foi concluída e a 3R Fazenda Belém assumiu a operação do ativo.

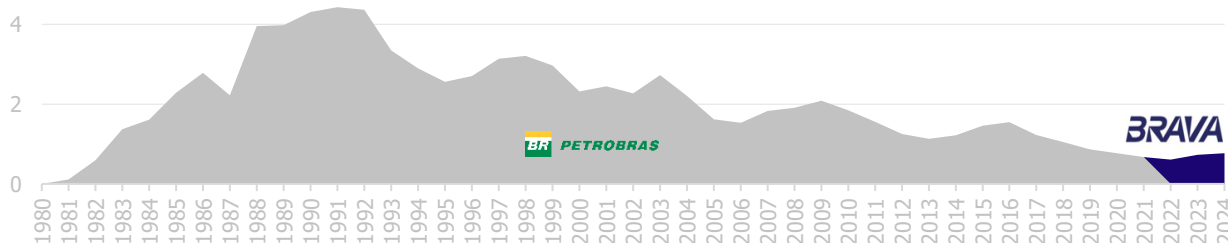
O Polo Fazenda Belém possui estações coletoras, estação de tratamento do óleo, estação de tratamento de água, além de unidades de geração de vapor.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem em 2025, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Fazenda Belém, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

Em dezembro de 2022, a SUDENE aprovou o enquadramento das atividades de produção de petróleo da 3R Fazenda Belém ao benefício fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e CSLL de 34% para 15,25% na operação do Polo Fazenda Belém e é válido pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2023.

As operações no Polo Fazenda Belém tiveram seu início em 1980 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 6% do volume de óleo estimado, comparado a uma fração recuperada média de 19% do volume de óleo estimado na Bacia Potiguar. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de agosto de 2022.

Produção de Óleo – Média Diária (mil boe/d)



Fonte: Dados da ANP

Polo Pescada

Em 9 de julho de 2020, por meio da subsidiária 3R Pescada, atual detentora de 35% dos direitos de concessão no Polo Pescada, a Companhia firmou contrato para a aquisição da participação remanescente de 65% sobre os direitos da concessão da Petrobras no referido ativo, que engloba os *campos* de Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados em águas rasas da Bacia Potiguar, a cerca de 31 km da costa do município de Areia Branca, em lâmina d'água média de 25 metros, no estado do Rio Grande do Norte. O campo de Dentão encontra-se, atualmente, inativo.

O ativo possui seis plataformas fixas do tipo jaqueta e poços de gás condensado em produção que utilizam árvore de natal de completação seca. No campo de Pescada está a plataforma central PPE-1A, que é responsável por coletar, testar e direcionar toda a produção das plataformas satélites do próprio campo e de Arabaiana. As plataformas satélites são interligadas à PPE-1A através de dutos submarinos.

Ainda na plataforma central de Pescada (PPE-1A), há um vaso separador de testes no qual é possível fazer a separação líquido/gás e a medição dos fluidos produzidos pelos poços. Apesar de a plataforma PPE-1A possuir estrutura de alojamento, todas as plataformas operam de forma remota e encontram-se desabitadas e automatizadas.

A aquisição de 65% dos direitos de concessão no Polo Pescada encontra-se em fase de transição operacional junto a Petrobras e, após a conclusão, a 3R Pescada tornar-se-á a operadora dos campos. As licenças de operação desses campos, hoje em nome da Petrobras, serão transferidas à Companhia, sendo tal processo de transferência mais simplificado do que o de obtenção de nova licença.

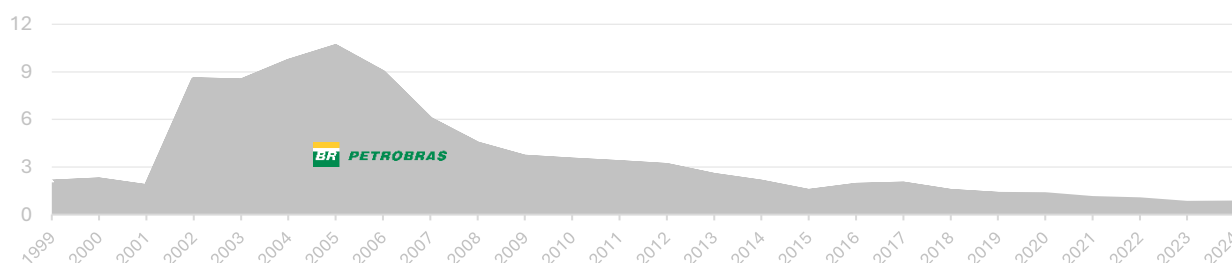
Embora os contratos de concessão atuais se encerrem em 2025, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP.

A Companhia pretende solicitar o enquadramento das atividades de produção de petróleo e de gás da 3R Pescada ao benefício fiscal da SUDENE, tão logo o processo de cessão do ativo seja concluído perante a ANP.

As operações no Polo Pescada tiveram seu início em 1999 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 29% do volume de gás estimado, comparado a uma fração recuperada média de 41%

do volume de gás na Bacia Potiguar. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo sob gestão do atual operador.

Produção de Gás – Média Diária (mil boe/d)



Fonte: Dados da ANP

Polo Potiguar

Em 31 de janeiro de 2022, a 3R Potiguar S.A., subsidiária integral da Companhia, assinou o contrato de compra e venda da totalidade da participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) no Polo Potiguar, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Em 07 de junho de 2023 a transação foi concluída e a 3R Potiguar assumiu a operação do ativo em 08 de junho de 2023.

O acordo incluiu a cessão dos contratos de concessão de um conjunto de 22 campos de produção e a transferência de toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação, além do Ativo Industrial de Guararé (AIG), que engloba unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guararé (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados, além de oferecer suporte logístico às operações offshore na Bacia Potiguar.

O Polo Potiguar compreende três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção *onshore*; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção *onshore*; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guararé - um complexo produtor marítimo composto de 17 plataformas. A logística do Polo Potiguar é otimizada, uma vez que toda a produção de óleo e gás é transportada por meio de dutos até as instalações de processamento localizadas no AIG.

Os três subpolos contam com infraestrutura completa de suporte às operações, dentre as quais se destacam: (i) estações coletoras, de compressão e de injeção de água; (ii) subestações de energia; (iii) sistema de geração de vapor com dutos e estações geradoras e de injeção; (iv) plataformas offshore conectadas às instalações do AIG por dutos; (v) sistema de escoamento da produção *onshore* e *offshore*; e (vi) bases operacionais, laboratórios para análises, galpões de manutenção e estoque de materiais.

Adicionalmente, o AIG reúne toda a infraestrutura necessária para processamento, tratamento, refino, logística e armazenamento de óleo e gás oriunda de todos os campos *onshore* e *offshore* do estado do Rio Grande do Norte, incluindo os já adquiridos pela Brava na região (Polos Macau, Areia Branca e Pescada) e os campos operados por outras empresas do setor.

Dentre as estruturas que formam o AIG, destacam-se:

- Estações de tratamento de óleo e água com capacidade total superior a 750 mil barris de fluidos por dia;

- Tancagem com capacidade de armazenamento autorizada pela ANP de 1,5 milhão de barris de óleo e derivados (considerando-se apenas o terminal), podendo estocar a produção de óleo dos campos do Rio Grande do Norte por mais de 20 dias;
- Refinaria de Clara Camarão, com capacidade instalada para refino de 39,6 mil barris de óleo por dia, que atende os mercados de gasolina, diesel, bunker e querosene de aviação do Rio Grande do Norte, Ceará e Paraíba, com potencial para expandir a atuação nesses mercados e atingir outros estados fronteiriços;
- Unidades de processamento de gás natural (UPGNs) com capacidade de 1,8 milhão de m³ de gás por dia, além de compressores para exportação de gás que estão conectados às malhas de transporte de gás do Nordeste e Sudeste do país;
- Terminal Aquaviário de Guamaré, com alta capacidade de exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

Ainda, conforme mapa da Bacia Potiguar, o Polo está totalmente integrado com demais ativos adquiridos pela Companhia na região, o que viabiliza uma operação otimizada, com aproveitamento de sinergias, ganho de escala junto aos fornecedores e prestadores de serviços, bem como redução de custos logísticos.

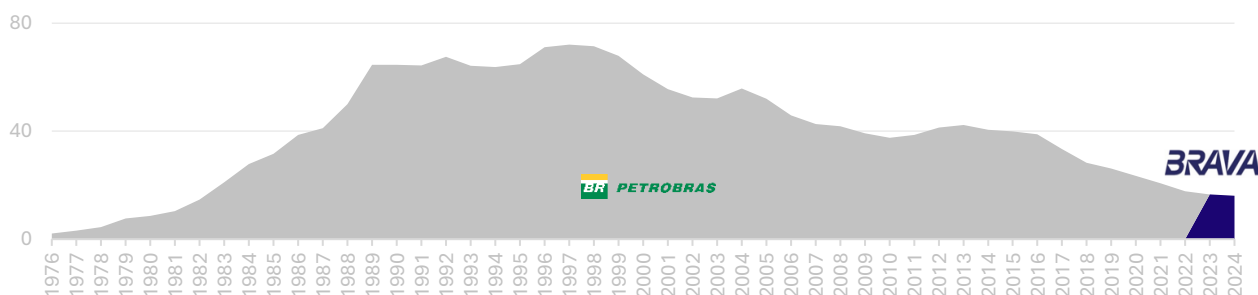
O Polo Potiguar proporciona flexibilidade comercial para toda a produção da Brava oriunda das concessões localizadas no Rio Grande do Norte: (i) para o óleo, a Companhia passa a ter acesso independente ao mercado internacional, podendo exportá-lo via Terminal Aquaviário de Guamaré e/ou refiná-lo na Refinaria Clara Camarão, abastecendo as distribuidoras locais; e (ii) para o gás, acesso a uma nova carteira de clientes localizados na costa brasileira, passando a deter capacidade própria de processamento e compressão dos volumes a serem potencialmente vendidos.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem entre 2025 e 2052, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Potiguar, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

A Companhia possui o benefício fiscal da SUDENE, cuja concessão se deu em 2018, sendo objeto de transferência para a 3R Potiguar na ocasião da finalização do processo de transição operacional em junho de 2023. O prazo de fruição ao direito do benefício fiscal corresponde ao período residual do benefício anteriormente reconhecido, válido até 31 de dezembro de 2027.

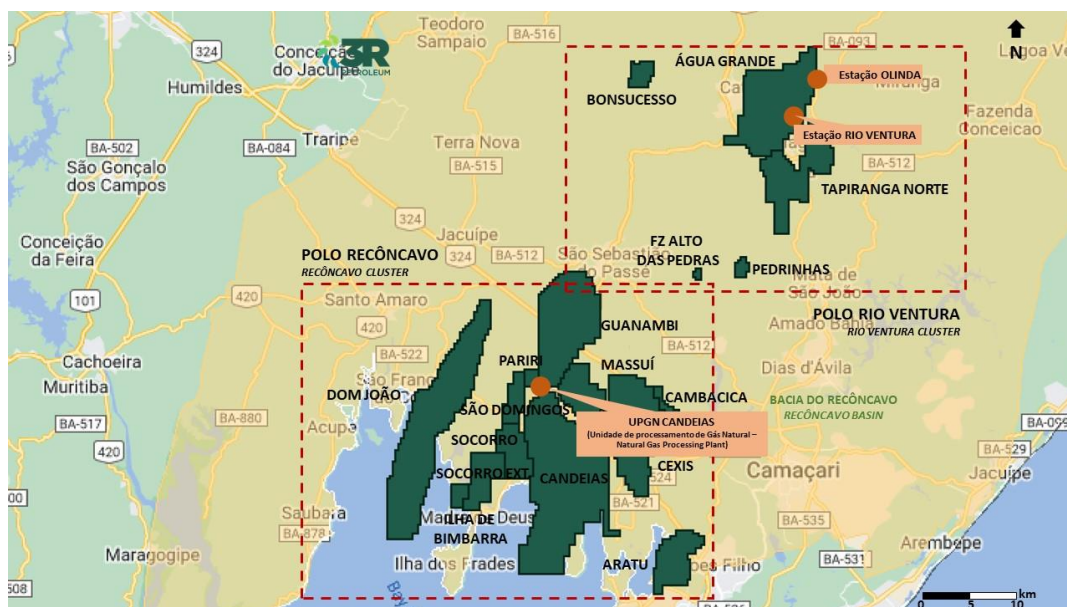
As operações no Polo Potiguar tiveram seu início em 1976 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 18% do volume de óleo estimado, comparado a uma fração recuperada média de 19% do volume de óleo na Bacia Potiguar. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, até 2022, sob gestão da Petrobras.

Produção de Óleo – Média Diária (mil bbl/d)



Fonte: Dados da ANP

ii. Complexo Recôncavo



A integração dos ativos que compõem o Complexo Recôncavo permite a captura de sinergias operacionais, financeiras e comerciais, otimizando recursos, ampliando escala regional e, conseqüentemente, reduzindo o custo. A flexibilidade construída por uma operação integrada é um dos vetores de geração de valor para a Companhia em seu projeto de revitalização dos ativos e redesenvolvimento da produção.

Polo Rio Ventura

Em 21 de agosto de 2020, a 3R Rio Ventura (atual 3R BAHIA S.A.), subsidiária integral da Companhia, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 5 campos terrestres (*onshore*) de Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, e Tapiranga Norte, que constituem o Polo Rio Ventura, na Bacia do Recôncavo, estado da Bahia.

A aquisição do Polo Rio Ventura pela Companhia foi aprovada pela ANP em 14 de janeiro de 2021 e concluída junto a Petrobras em 14 de julho de 2021, com a transferência das licenças de operação dos campos que compõem o ativo para a 3R Rio Ventura, que passou a ser operadora a partir de 15 de julho de 2021.

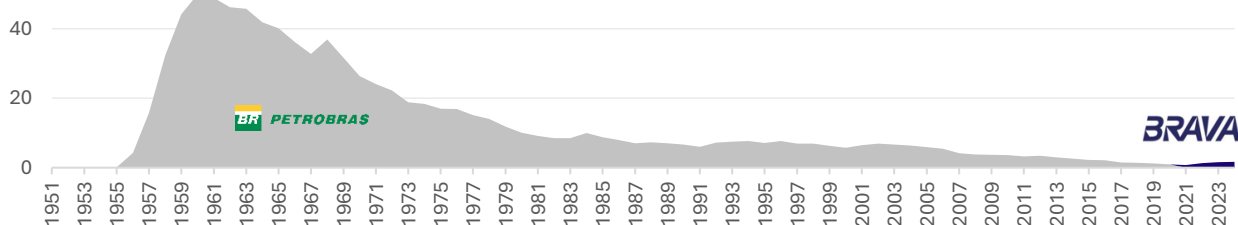
O Polo Rio Ventura conta com 3 estações coletoras e 5 pontos de coleta. Os pontos de coleta são compostos de tanques que descarregam o óleo em carretas que fazem o transporte até as estações coletoras, que por sua vez possuem estações de tratamento.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem entre 2025 e 2038, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Rio Ventura, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

Em dezembro de 2021, a SUDENE aprovou o enquadramento das atividades de produção de petróleo da 3R Rio Ventura ao benefício fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e CSLL de 34% para 15,25% na operação do ativo e é válido pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2022.

As operações no Polo Rio Ventura tiveram seu início em 1951 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 42% do volume de óleo, comparado a uma fração recuperada média de 28% do volume de óleo na Bacia do Recôncavo. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de julho de 2021.

Produção de Óleo – Média Diária (mil bbl/d)



Fonte: Dados da ANP

Polo Recôncavo

Em 17 de dezembro de 2020, a 3R Candeias (atual 3R BAHIA S.A.), subsidiária integral da Companhia, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (*onshore*) de Aratu, Ilha de Bimbarra, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, que constituem o Polo Recôncavo, na Bacia do Recôncavo, na Bahia. A transação foi concluída em 10 de maio de 2022, quando a Companhia se tornou operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, em que possui participação majoritária de 75% e 80%, respectivamente.

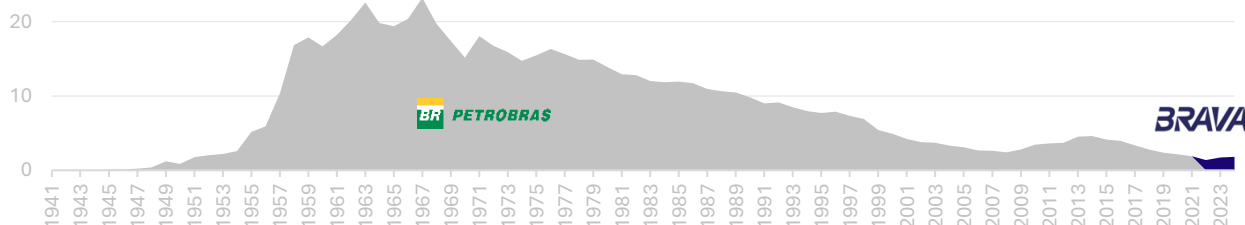
O Polo Recôncavo, que inclui o campo de Candeias, o mais antigo do país e que deu início a história da exploração e produção de petróleo no Brasil no ano de 1941, é um ativo extremamente estratégico para Companhia, tanto pelo potencial de aumento no fator de recuperação e de incremento da produção e das reservas de óleo e gás, *core business* da Companhia, bem como pelas sinergias com o Polo Rio Ventura, também localizado na Bacia do Recôncavo, através da otimização de equipes, fornecedores e prestadores de serviços relacionados à operação, além da centralização da infraestrutura logística e de telecomunicações, controle e automação.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem entre 2025 e 2039, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduz o processo de elaboração de novos planos de desenvolvimento para as concessões do Polo Recôncavo, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

Em dezembro de 2022, a SUDENE aprovou o enquadramento das atividades de produção de petróleo e gás da 3R Candeias ao benefício fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e CSLL de 34% para 15,25% na operação do ativo e é válido pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2023.

As operações no Polo Recôncavo tiveram seu início em 1941 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 22% do volume de óleo e 80% do volume de gás estimados, comparados a uma fração recuperada média de 28% de óleo e 61% de gás na Bacia do Recôncavo. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de maio de 2022.

Produção de Óleo – Média Diária (mil bbl/d)

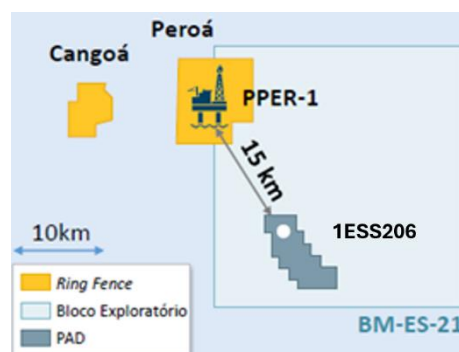


Fonte: Dados da ANP

iii. Portfólio Offshore

Polo Peroá⁶

Em 29 de janeiro de 2021, a 3R Offshore, subsidiária da Companhia, firmou contrato para a compra de 50% da participação da Petrobras nos campos de águas rasas de Peroá e Congoá e do bloco exploratório BM-ES-21, Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) de Malombe, localizado em águas profundas (*offshore*), conjuntamente denominados Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo. Em razão da parceria firmada em 05 de maio de 2021 entre a Companhia e a DBO (atual Maha Energy), a 3R Offshore passa a deter a participação de 100% do Polo Peroá, sendo a Companhia detentora da participação de 85% da 3R Offshore e a Maha Energy detentora da parcela remanescente de 15%. A consumação da transação se deu em 02 de agosto de 2022, quando a 3R Offshore assumiu as operações do ativo. Em julho de 2024, no âmbito da incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda. pela Companhia, a Brava passou a deter 100% de participação na subsidiária 3R Offshore, e, por consequência, deter participação de 100% do Polo Peroá.



O Polo Peroá é operado remotamente através de uma plataforma fixa não habitada (3R-1) e sua produção é escoada através de dutos para unidade de tratamento de gás de Cacimbas, município de Linhares – ES, em total consonância com a tese da Companhia para aquisição de ativos com infraestrutura facilitada.

A aquisição do Polo Peroá marcou a entrada da Companhia no Estado do Espírito Santo e reforça sua representatividade em geografia nacional, com portfólio diversificado em produção de óleo e gás em campos maduros. O Polo Peroá representa um incremento significativo na produção de gás e posiciona a Companhia como uma relevante produtora independente de gás no mercado brasileiro.

A descoberta de Malombe se deu em 2011, com a perfuração do poço exploratório 1-ESS-206 (1-BRSA-983-ESS). Para viabilizar a produção do campo, o escopo do projeto compreende a completação e interligação submarina do poço exploratório ESS-206 à plataforma fixa de PPER-1, em operação no campo de Peroá.

Embora os contratos de concessão atuais se encerrem em 2025, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta

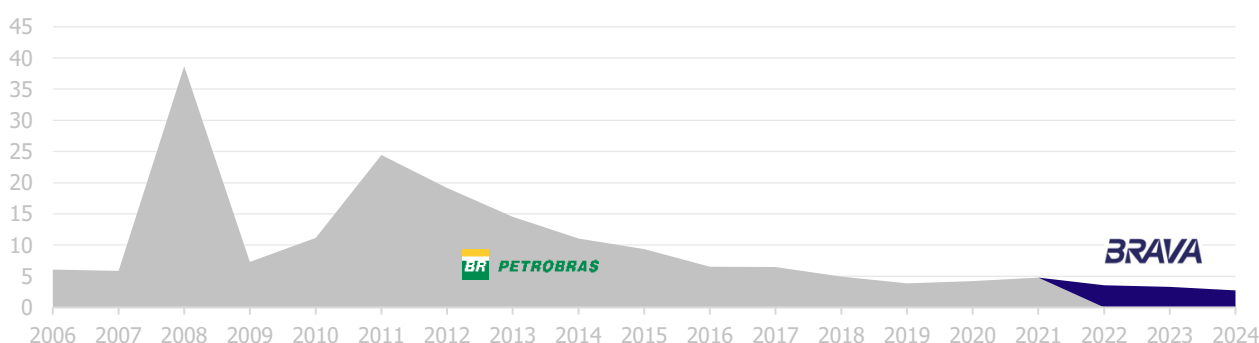
⁶ Ring fence refere-se à área da concessão em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo.

forma, a Companhia apresentou, em 2024, os novos Planos de Desenvolvimento para as concessões do Polo Peroá, os quais se encontram atualmente em análise pela ANP, com vistas à solicitação de extensão contratual.

Em dezembro de 2022, a SUDENE aprovou o enquadramento das atividades de produção de petróleo e gás da 3R Offshore, exclusivamente referente às operações do Polo Peroá, ao benefício fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais. O benefício fiscal permite a redução da alíquota combinada de IRPJ e CSLL de 34% para 15,25% na operação do ativo e é válido pelo prazo de 10 anos, a partir de 01 de janeiro de 2023.

As operações no Polo Peroá tiveram seu início em 2006 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 74% do volume de gás estimado, comparado a uma fração recuperada média de 44% do volume de gás na Bacia do Espírito Santo. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de agosto de 2022.

Produção de Gás – Média Diária (mil boe/d)



Fonte: Dados da ANP

Polo Papa Terra

Em 09 de julho de 2021, a 3R Offshore, subsidiária em que a Companhia possui atualmente 100% de participação, firmou contrato para a aquisição de 62,5% da participação da Petrobras no Polo Papa-Terra, localizado em águas profundas (*offshore*) na Bacia de Campos. A parcela complementar de 37,5% pertence à Nova Técnica Energy Ltda. A transação foi concluída em 23 de dezembro de 2022, quando a 3R Offshore tornou-se operadora do ativo.

Vale destacar que a transação englobou a transferência da infraestrutura e sistemas atuais do ativo para a 3R Offshore, incluindo todos os poços, unidades flutuantes e instalações submarinas existentes, dentre os quais se destacam: (i) o FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) 3R-3, que conta com alta capacidade de processamento e estocagem de óleo, assim como as linhas flexíveis e os equipamentos submarinos que se conectam ao FPSO; e (ii) a plataforma 3R-2 do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*). Ambas as unidades já se encontram nacionalizadas no contexto do Repetro-SPED e em operação. Considerando a presença do FPSO e da plataforma TLWP no ativo, a operação do campo não está sujeita a taxas diárias de utilização desses, e conta com ampla capacidade de revitalização com base na infraestrutura existente.

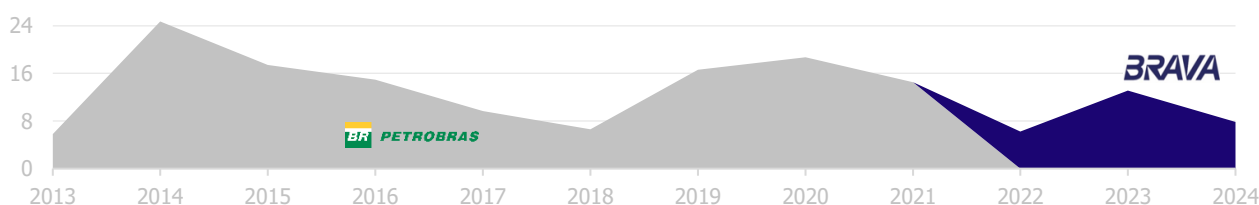


O campo produz por meio da plataforma 3R-2 do tipo TLWP e pelo FPSO 3R-3, onde é realizado o processamento de toda a produção, com capacidade de processamento de 140 mil barris de óleo por dia, capacidade de injeção de 340 mil barris de água por dia, capacidade de estocagem de 1,4 milhão de barris. A produção da 3R-2 é transferida através de linhas flexíveis para o FPSO 3R-3. O óleo é escoado do campo por meio de navios aliviadores e o gás, excedente ao consumo nas plataformas, é injetado em reservatório adjacente ao campo. Todos os sistemas possuem capacidade ociosa suficiente para implementar as atividades de revitalização e redensolvimento que são o *core business* da Brava.

Embora o contrato de concessão atual se encerre em 2032, há a possibilidade de se solicitar a prorrogação destes por até 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. Desta forma, a Companhia conduzirá o processo de elaboração do novo plano de desenvolvimento para a concessão do Polo Papa Terra, de forma a protocolar a solicitação de extensão junto à ANP.

As operações no Polo Papa Terra tiveram seu início em 2013 e segundo dados do BAR 2023, a fração recuperada do ativo é na ordem de 3% do volume de óleo estimado, comparado a uma fração recuperada média de 16% do volume de óleo na Bacia de Campos. O gráfico abaixo demonstra a performance histórica do ativo, indicando ainda o desempenho operacional deste sob gestão da Companhia, a partir de dezembro de 2022.

Produção de Óleo – Média Diária (mil bbl/d)



Fonte: Dados da ANP

Atlanta

O bloco BS-4 está localizado na bacia de Santos e contém o Campo de Atlanta. O Campo de Atlanta é formado pelo acúmulo de petróleo pesado em arenitos pós-sal, que originalmente mantinha uma estimativa de 1,30 bilhões de bbl in situ. Além do acúmulo de petróleo pesado, há um potencial exploratório na região do pré-sal. O bloco BS-4 está localizado próximo a campos importantes na região do pré-sal, como o Campo de Búzios e o Campo de Mero. Além disso, o Campo de Atlanta produz petróleo bruto pesado de alta qualidade, com baixo teor de enxofre, de acordo com as exigências da Organização Marítima Internacional, ou IMO 2020.

O Campo Atlanta está localizado na área norte da bacia de Santos, 185 km ao sudeste do Rio de Janeiro, em aproximadamente 1.550m de profundidade de água. A descoberta do campo foi feita com o poço, que foi perfurado pela Shell em abril de 2001. O poço encontrou uma coluna de 70m de óleo pesado em arenitos turbidíticos da formação Marambaia após a perfuração de 800m de sedimentos abaixo dos 1.550m abaixo do nível do mar. Um contato óleo-água foi identificado por toras de poços a 2.404m abaixo do nível do mar.

Em 2012, a Enauta adquiriu participação de 30% da Shell no Campo de Atlanta por US\$ 157,50 milhões. Como sucessora, a subsidiária se tornou operadora do ativo. Em 2013, a Dommo adquiriu da Petrobras participação equivalente a 40% no Campo de Atlanta, enquanto a Barra Energia manteve sua participação de 30%. Em 2018, como resultado de um processo arbitral em face da Dommo, a Enauta adquiriu uma participação adicional de 20% no Campo de Atlanta da Dommo, enquanto também como resultado do processo de arbitragem, a Barra Energia adquiriu a participação adicional de 20%, da Dommo. Em dezembro de 2020, devido à saída da Barra Energia do consórcio, a Enauta passou a deter os 50% restantes de participação no Campo de Atlanta. A ANP aprovou esta transação em 25 de junho de 2021 e, a partir dessa data, a Enauta se tornou titular de 100% de participação no Campo de Atlanta.

A produção do ativo se iniciou em maio de 2018, sendo que a atual concessão do Campo tem vigência até 2044, após aprovação da ANP ao novo plano de desenvolvimento submetido pela Enauta, cujo projeto prevê a

implantação do Sistema Definitivo do Campo Atlanta em 2024, com seis poços em operação e aumentar para dez poços em operação até 2029.

Em 21 de março de 2024, a Enauta celebrou contrato para a venda de participação de 20% na Concessão do bloco BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva, para afiliadas da Westlawn Americas Offshore LLC, pertencentes à Westlawn Group LLC. O acordo envolve:

- aquisição de participação de 20% nos campos de Atlanta e de Oliva por US\$ 301,7 milhões, a serem pagos no fechamento da transação e sujeitos a ajustes relacionados ao fluxo de caixa líquido com os investimentos para entrega de Atlanta e de Oliva gerado entre a data efetiva de 1º de novembro de 2023 e a data de conclusão da transação. Como parte da transação foi acordado o desembolso, em até 60 dias, de US\$ 75 milhões como empréstimo, a ser descontado do valor a ser pago na conclusão da transação.
- opção de venda de participação de 20% na Atlanta Field B.V. (AFBV), subsidiária da Enauta Energia, por US\$65 milhões para exercício em 2024. A AFBV é a subsidiária da Enauta que detém crédito de longo prazo a receber da Yinson associado ao FPSO Atlanta, contabilizado por US\$ 328 milhões em 31 de dezembro de 2023.

Em setembro de 2024, a Companhia concluiu a transação com a Westlawn com pagamento de US\$ 234 milhões à Companhia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Companhia após assinatura em março de 2024.

O fechamento da transação foi submetido à aprovação dos investidores da 1ª e 2ª emissões de debêntures da Enauta e da ANP.

Manati

Em 2000, a Enauta adquiriu participação de 55% no bloco BCAM-40, localizado na bacia de Camamu-Almada, localizada ao largo da costa do estado da Bahia, onde o consórcio descobriu o Campo de Manati, naquele mesmo ano. O bloco BCAM-40 está em águas rasas, a aproximadamente 20-50m de profundidade e a 10-20km da costa.

O Campo de Manati foi descoberto em 2000, com a perfuração do poço 1-BRSA-14-BAS. O poço encontrou uma coluna de 187m de gás não associado em arenitos eólicos-fluviais da formação Sergi. Um contato gás-água foi identificado por toras de poços a 1.570m abaixo do nível do mar. O Campo de Manati começou a produzir em 2007, o gás é enviado em terra para uma estação de compressão por meio de um gasoduto e depois para uma estação de processamento de gás para ser comercializado pela Petrobras.

Em 2005, a Enauta vendeu a participação de 55% para Manati S.A. Em 2007, a Enauta recomprou 10% de participação da Manati S.A. e, no mesmo ano, vendeu essa participação para a Prio (anteriormente, Brasoil Manati Exploração Petrolífera Ltda.). Em novembro de 2012, a Manati S.A. foi aportada à Enauta Energia como parte da reestruturação do Grupo Queiroz Galvão e, como resultado, a Enauta adquiriu sua participação de 45% no Campo de Manati. Atualmente, a Enauta é a maior concessionária do ativo, tendo ainda a Petrobras como parceira e operadora com 35% de participação, a Gas Bridge com 10% de participação e a Geopark com os 10% adicionais.

Parque das Conchas

Em 21 de dezembro de 2023, a Enauta Petróleo e Gás, controlada indireta da Companhia, celebrou contrato para a compra da totalidade da participação de 23% detida pela Qatar Energy Brasil Ltda. nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos, cujos contratos de concessão têm vigência até 2032.

Em 30 de dezembro de 2024, a Companhia concluiu a aquisição da participação de 23% detida pela Qatar Energy Brasil Ltda. nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta.

A transação tem data efetiva em 1º de julho de 2023 e valor total de US\$ 150 milhões, divididos em: (i) US\$15 milhões, pagos na assinatura do contrato de aquisição, em dezembro de 2023; (ii) aproximadamente US\$ 430 mil desembolsados em 30 de dezembro de 2024, já considerando o ajuste pelo fluxo de caixa acumulado do período desde 1º de julho de 2023 (data efetiva do contrato); e (iii) duas parcelas de US\$30 milhões a serem pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação.

Uruguá – Tambaú

Em 22 de dezembro de 2023, a Enauta Energia, controlada indiretamente pela Companhia, firmou contrato com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") para a aquisição de 100% dos campos de petróleo e gás de Uruguá e Tambaú, bem como da infraestrutura de escoamento de gás que os conecta ao Campo de Mexilhão. Na assinatura do contrato, o valor total previsto para a transação era de US\$ 10 milhões, com US\$ 3 milhões desembolsados na assinatura do contrato (classificado como adiantamento para aquisição de projetos), e os US\$ 7 milhões restantes a serem pagos na conclusão da transação. Além disso, estava previsto um pagamento contingente de até US\$ 25 milhões, vinculado ao desenvolvimento dos ativos e à variação do preço do petróleo. A conclusão da transação dependia de condições precedentes, como a aquisição do FPSO Cidade de Santos, operado pela MODEC, e a aprovação de autoridades competentes, como a ANP e o IBAMA.

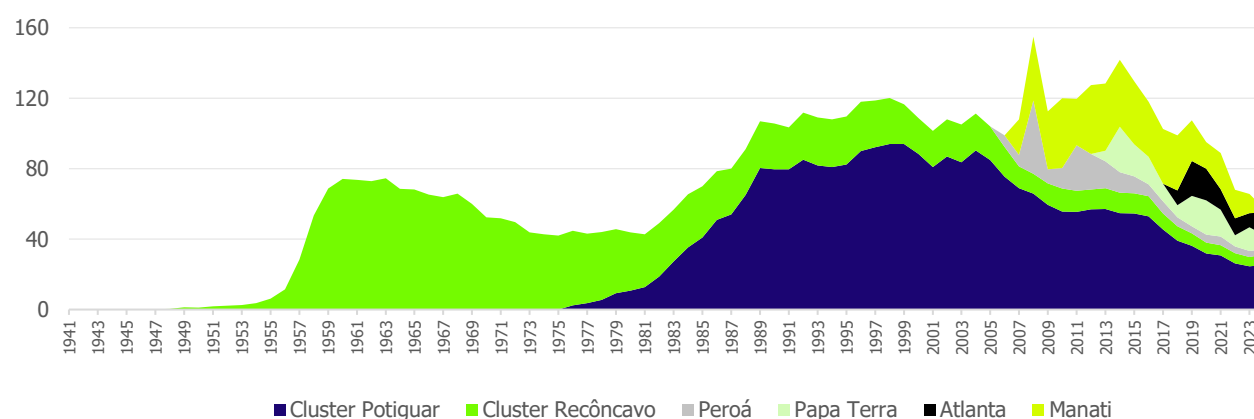
Em julho de 2024, a Companhia notificou a MODEC sobre sua decisão de rescindir o contrato de compra do FPSO Cidade de Santos, conforme previsão contratual, a qual, também previa o reembolso à Companhia de 50% do valor desembolsado na ocasião da sua assinatura, aproximadamente US\$3,6 milhões.

A aquisição do FPSO Cidade de Santos era uma das condições precedentes para o fechamento da transação para cessão dos campos de Uruguá e Tambaú. Após a decisão de rescindir o contrato com a MODEC, a Companhia notificou a Petrobras e iniciou as tratativas para encerramento do processo de aquisição dos campos de Uruguá e Tambaú. Conforme previsto no contrato, o valor pago a título de depósito (US\$ 3 milhões) em 21 de dezembro de 2023 foi retido pela Petrobras.

iv. Portfólio consolidado

O gráfico a seguir apresenta o desempenho histórico do portfólio, considerando a participação da Companhia em cada um dos ativos, incluindo aqueles em fase de transição operacional e períodos anteriores à aquisição dos mesmos. Importante destacar que os ativos oriundos da incorporação da Enauta Participações ao portfólio não estão representados no gráfico abaixo.

Produção histórica de Óleo e Gás – (boe/d)



Fonte: Dados da ANP

Vale destacar a relevante performance operacional desempenhada pela Companhia ao assumir os ativos, vide dados de produção divulgados pela ANP. A trajetória inicial é justificada pela captura de oportunidades

simplificadas, que em muito se resume em reconexão de poços à malha de produção, intervenções com sondas, ajustes nas rotinas e processos de produção dos ativos, bem com intensas atividades de fiscalização e integridade das instalações.

Ainda que ao longo da trajetória de produção dos ativos existam períodos de maior volatilidade na produção, a Companhia entende que grande parte foi justificada por limitações de infraestrutura de produção, seja por motivos de capacidade, seja por estado de manutenção ou funcionamento. Na tese de redesenvolvimento de campos maduros é fundamental que as instalações operacionais sejam compatíveis com os novos volumes de produção, de forma que o processo, desde a produção até a venda, tenha interligação e sincronismo.

v. Investimentos em aquisição⁷

A Companhia entende ter passado por uma bem-sucedida trajetória de M&A, onde capturou oportunidades e construiu um portfólio robusto e diversificado, ancorado em produção, e com condições de aquisição muito competitivas. Em uma visão de longo prazo, a Companhia investiu aproximadamente US\$ 2,2 bilhões em aquisições, conforme abaixo detalhado, adicionalmente à incorporação da Enauta Participações ao portfólio.

Complexo Potiguar

- **Polo Macau:** Em agosto de 2019, a 3R Macau (atual 3R RNCE S.A.) firmou contrato com a Petrobras para aquisição do ativo por US\$ 191 milhões, sendo US\$ 48 milhões pagos na assinatura do contrato e US\$ 143 milhões pagos na conclusão da transação, em maio de 2020.
- **Polo Areia Branca:** Em agosto de 2021, a Companhia firmou contrato com os acionistas da Duna Energia S.A. (atual 3R RNCE S.A.) para adquirir a totalidade de ações da empresa por até US\$ 72 milhões. A transação foi concluída em novembro de 2021 da seguinte forma: (i) US\$ 13 milhões pagos em dinheiro, (ii) US\$ 36 milhões pagos em ações de emissão da Companhia, (iii) até US\$ 7 milhões a serem pagos, caso o preço médio diário de referência do Brent entre 02 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2023 seja superior a US\$ 55 por barril, e (iv) até US\$ 16 milhões que seriam pagos, caso o volume de reservas certificadas para o ativo fosse superior a 9 milhões de boe em junho e/ou dezembro de 2023, condição essa não atendida.
- **Polo Fazenda Belém:** Em agosto de 2020, a 3R Fazenda Belém (atual 3R RNCE S.A.) firmou contrato com a Petrobras para aquisição do ativo por US\$ 35 milhões, sendo: (i) US\$ 9 milhões pagos na assinatura do contrato, (ii) US\$ 5 milhões pagos no fechamento da transação, em agosto de 2022, descontado da geração de caixa do período de transição, pertencente à 3R Fazenda Belém, e (iii) US\$ 10 milhões pagos em agosto de 2023.
- **Polo Pescada:** Em julho de 2020, a 3R Pescada firmou contrato com a Petrobras para aquisição da parcela complementar de 65% do ativo por US\$ 1,5 milhões, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhão a ser pago na conclusão da transação, descontado da geração de caixa do período de transição (desde janeiro de 2020), pertencente à 3R Pescada.
- **Polo Potiguar:** Em janeiro de 2022, a 3R Potiguar firmou contrato com a Petrobras para aquisição do ativo por US\$ 1,4 bilhão, sendo: (i) US\$ 110 milhões pagos na assinatura do contrato, (ii) US\$ 1,1 bilhão pago na conclusão da transação, em junho de 2023, e (iii) US\$ 235 milhões em quatro parcelas anuais de US\$ 59 milhões no período de 2024 a 2027.

Complexo Recôncavo

- **Polo Rio Ventura:** Em agosto de 2020, a 3R Rio Ventura (atual 3R BAHIA S.A.) firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras no Polo Rio Ventura. O valor da aquisição foi de US\$ 94 milhões, sendo: (i) US\$ 4 milhões foram pagos na assinatura do contrato, (ii) US\$ 31 milhões pagos no fechamento da transação, em 14 de julho de 2021, (iii) US\$ 43 milhões pagos em outubro de 2022,

⁷ Os valores abaixo apresentados não consideram ajustes de valores previstos nos contratos.

referentes ao atingimento de parâmetros relacionados ao preço do Brent, e (iv) US\$ 16 milhões a serem pagos trinta meses após o fechamento da transação.

- Polo Recôncavo: Em dezembro de 2020, a 3R Candeias (atual 3R BAHIA S.A.) firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras no Polo Recôncavo. O valor da transação foi de US\$ 250 milhões, sendo: (i) US\$ 10 milhões pagos na assinatura do contrato, e (ii) US\$ 240 milhões pagos no *closing* do ativo, em 10 de maio de 2022.

Portfólio Offshore

- Polo Peroá: Em janeiro 2021, a 3R Offshore firmou contrato com a Petrobras para aquisição de 50% do ativo, sendo a parcela complementar de 50% adquirida pela DBO (atual Maha Energy). Em maio de 2021 a Companhia e a DBO firmaram acordo em que a 3R Offshore passou a ser detentora de 100% do Polo Peroá.

A aquisição do ativo foi na ordem de US\$ 55 milhões, sendo: (i) US\$ 5 milhões pagos na assinatura do contrato, (ii) US\$ 8 milhões pagos no *closing* do ativo, 02 de agosto de 2022, e (iii) até US\$ 42,5 milhões em pagamentos contingentes, condicionados a: (a) US\$ 20 milhões a serem pagos caso ocorra a declaração de comercialidade do campo de Malombe, (b) US\$ 12,5 milhões a serem pagos caso o Brent alcance US\$ 48 na média de 12 meses a qualquer tempo a partir da data do fechamento da operação e renovação dos contratos de concessão dos campos ou a ocorrência da hipótese (a), e (c) US\$ 10 milhões se o Brent alcançar US\$ 58 na média acima detalhada.

- Polo Papa Terra: Em julho de 2021, a 3R Offshore firmou contrato para a aquisição de 62,5% do ativo, anteriormente detido pela Petrobras, por US\$ 106 milhões, sendo: (i) US\$ 6 milhões pagos na assinatura do contrato, (ii) US\$ 10 milhões deduzidos da geração de caixa do período de transição (julho/2021 a dezembro/2022), e (iii) até US\$ 90 milhões em pagamentos contingentes a serem pagos, condicionados a performance operacional do ativo e ao preço de referência do Brent.
- Atlanta: Em 2012, a Enauta comprou 30% da Shell no Campo de Atlanta por US\$ 157,5 milhões. Em 2013, a Dommo adquiriu 40% da Petrobras no campo, enquanto a Barra Energia manteve 30%. Em 2018, após um processo arbitral com a Dommo, a Enauta aumentou sua participação em 20%, enquanto a Barra Energia fez o mesmo. Em dezembro de 2020, com a saída da Barra Energia, a Enauta passou a ser detentora dos 50% restantes, tornando-se proprietária integral do Campo de Atlanta, o que foi aprovado pela ANP em 25 de junho de 2021. Em 21 de março de 2024, a Enauta firmou um contrato para vender 20% da participação nos campos de Atlanta e Oliva para afiliadas da Westlawn Americas Offshore LLC por US\$ 301,7 milhões. Após a incorporação da Enauta, o ativo integrou ao portfólio da Companhia a partir do dia 01 de agosto de 2024.
- Manati: Em 2000, a Enauta adquiriu 55% do bloco BCAM-40, na bacia de Camamu-Almada, onde descobriu o Campo de Manati. Em 2005, vendeu essa participação para a Manati S.A. Em 2007, recomprou 10% da Manati S.A., mas logo vendeu para a Prio (anteriormente Brasoil Manati). Em 2012, a Manati S.A. foi incorporada à Enauta Energia, e a empresa passou a deter 45% do Campo de Manati. Atualmente, a Enauta é a maior concessionária do campo, com 45% de participação, enquanto a Petrobras possui 35%, a Gas Bridge 10% e a Geopark 10%. Após a incorporação da Enauta, o ativo integrou ao portfólio da Companhia a partir do dia 01 de agosto de 2024.
- Parque das Conchas: Em 21 de dezembro de 2023, a Enauta Petróleo e Gás, controlada indireta da Companhia, firmou contrato para comprar a totalidade da participação de 23% da Qatar Energy Brasil Ltda. nos campos de Abalone, Ostra e Argonauta, no Parque das Conchas, na Bacia de Campos, com data efetiva em 1º de julho de 2023. O valor total da transação é de US\$ 150 milhões, sendo: (i) US\$ 15 milhões pagos na assinatura do contrato; (ii) aproximadamente US\$ 430 mil pagos em dezembro de 2024, já considerando o ajuste pelo fluxo de caixa acumulado do período desde 1º de julho de 2023 (data efetiva do contrato); e (iii) duas parcelas de US\$ 30 milhões a serem pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação.

Outros ativos:

- Em abril de 2022, a 3R Areia Branca (atual 3R RNCE S.A.) participou do 3º Ciclo da Oferta Permanente da ANP e adquiriu seis blocos terrestres exploratórios na Bacia Potiguar, sendo o bônus de assinatura na ordem de R\$ 1 milhão.
- Em dezembro de 2023, a 3R Areia Branca (atual 3R RNCE S.A.) participou do 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP e adquiriu três blocos terrestres exploratórios na Bacia Potiguar, sendo o bônus de assinatura na ordem de R\$ 300 mil.

(c) Certificação de Reservas

A Companhia adota a prática de contratar empresas independentes especializadas para realizar relatório de certificação de reservas dos ativos que compõem o seu portfólio. Relatórios de certificação de reservas são documentos usuais e padrão no mercado de óleo e gás mundial⁸, que visam prover uma classificação independente, na sua data base, dos volumes de reservas provadas (P1), prováveis (P2) e possíveis (P3) de hidrocarbonetos e do valor potencial atribuído a um determinado campo ou conjunto de campos, que estão embasados em premissas, interpretações e julgamento profissional das próprias consultorias certificadoras, e que estão atrelados à execução de determinados projetos de investimento (Capex), previstos na certificação, para viabilizar a extração destes volumes potenciais de reservas.

Em síntese, trata-se de uma análise independente da capacidade de recuperar volumes de hidrocarbonetos, de forma economicamente viável, baseado em um determinado plano de investimento, que pode não se relacionar diretamente aos planos de investimento, prioridades ou sequenciamento de alocação de capital definidos pela Companhia em seu portfólio de ativos.

Desta forma, com o objetivo de avaliar o valor potencial dos ativos de óleo e gás, tais relatórios de certificação são tipicamente exigidos por *stakeholders* das companhias do setor, sobretudo, não exclusivamente, entidades de financiamento, para análise de crédito e valor de garantias a serem exigidas no âmbito de operações financeiras. Tais relatórios também podem, inclusive, vir a ser solicitados pela ANP no âmbito da sua atribuição legal de acompanhar e fiscalizar as atividades da indústria de petróleo e gás.

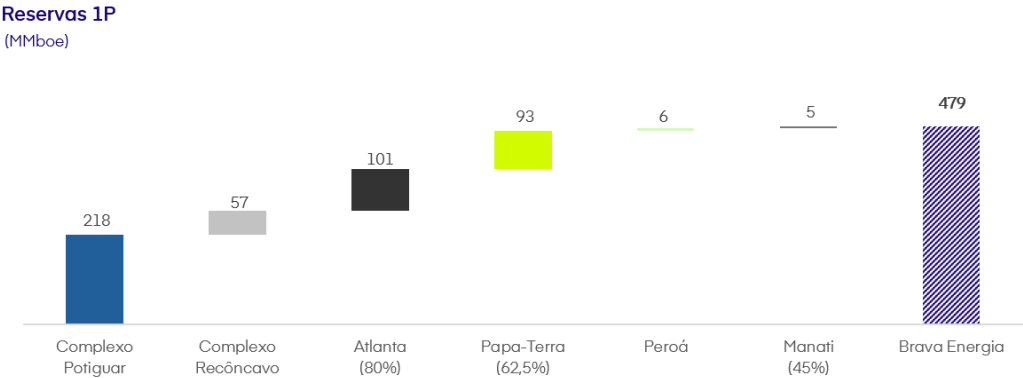
A Companhia contratou a Degolyer and MacNaughton e a Gaffney, Cline & Associates⁹ para realizar as análises independentes e emitir o Relatório de Certificação de Reservas 2025, data base 31 de dezembro de 2024, referente aos ativos do seu portfólio. A Certificação 2025 contempla 100% dos ativos onshore da Bacia Potiguar e da Bacia do Recôncavo, 80% de Atlanta, 45% de Manati, 100% de Peroá e 62,5% de Papa-Terra. Os campos de águas rasas no Rio Grande do Norte (Pescada e Ubarana) e os campos de Parque das Conchas (BC-10) não foram incluídos no escopo da Certificação 2025. Para fins de comparação, os números da Certificação de Reservas 2024 (com data-base de 31 de dezembro de 2023) foram ajustados para refletir a participação da Companhia por ativo, conforme descrito acima.

A Brava passa a dispor de 479 milhões de barris óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P) e 605 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P). Do total de reservas 1P, 92% são reservas de óleo e 8% representam gás natural. Adicionalmente, a Companhia destaca que os volumes certificados relativos a Malombe, que compõe o Polo Peroá, foram classificados como recursos contingentes (10 MMboe de 1C), condicionados à declaração de comercialidade do ativo perante a ANP.

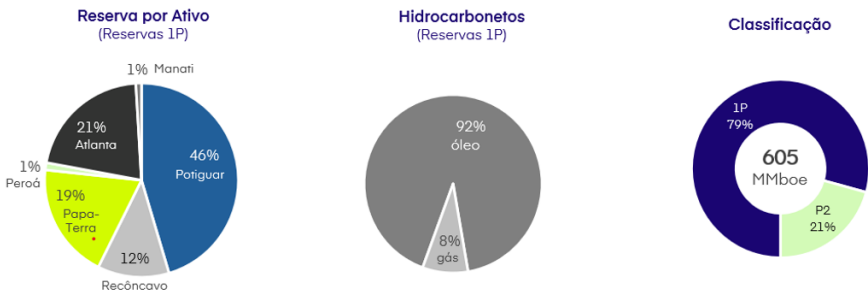
⁸ Os relatórios de certificação de reservas são elaborados por especialistas independentes, que seguem diretrizes específicas aprovadas por sociedades internacionais de petróleo, tal como a Petroleum Resources Management System (PRMS), aprovado pela Society of Petroleum Engineers.

⁹ DeGolyer and MacNaughton (D&M) é um dos nomes mais antigos e respeitados da indústria de petróleo e gás. Desde a sua formação em 1936, a D&M tem se esforçado para ser líder em serviços de consultoria para a indústria do petróleo. Durante seus 80 anos de história, a D&M estabeleceu uma reputação internacional de amplo conhecimento em seu campo, devoção inquestionável à integridade e compromisso de servir seus clientes.

O valor presente líquido estimado para os ativos upstream mencionados acima, calculado à taxa de desconto de 10% ao ano (VPL 10) e desconsiderando imposto de renda, é de US\$ 8,0 bilhões e US\$ 10,1 bilhões para as reservas 1P e 2P, respectivamente. Importante destacar que esta estimativa de VPL não considera o portfólio de mid & downstream (logística, processamento, refino e venda de derivados) detido pela Companhia no Rio Grande do Norte. Considerando a média de produção em 2024, a vida útil das reservas 1P indicadas na Certificação 2025 seria de 26 anos; considerando o pico de produção 1P previsto na Certificação 2025, seria de 12 anos.



Fonte: Relatório de Certificação de Reservas da Degolyer and MacNaughton a Gaffney, Cline & Associates, data base 31 de dezembro de 2024



Fonte: Relatório de Certificação de Reservas da Degolyer and MacNaughton a Gaffney, Cline & Associates, data base 31 de dezembro de 2024

A tabela abaixo resume os principais resultados da Certificação 2025, considerando a participação líquida da Companhia nos referidos ativos.

Ativos	Certificação 2024 ¹		Certificação 2025	
	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)
Potiguar	228	905	218	986
Recôncavo	66	155	57	195
Atlanta (WI 80%)	93	1.306	101	1.056
Papa-Terra (Campos WI 62,5%)	79	500	93	628
Peroá (Espírito Santo)	7	-	6	-
Manati (WI 45%)	6	2	5	-
Reservas Provasdas (1P)	479	2.868	479	2.864
Potiguar	264	1.296	242	1.248
Recôncavo	86	282	74	279
Atlanta (WI 80%)	139	1.329	137	1.071
Papa-Terra (Campos WI 62,5%)	141	665	135	868
Peroá (Espírito Santo)	12	32	11	37
Manati (WI 45%)	7	2	6	-
Reservas Provasdas e Prováveis (2P)	649	3.621	605	3.504

Fonte: Relatório de Certificação de Reservas da Degolyer and MacNaughton a Gaffney, Cline & Associates, data base 31 de dezembro de 2024

Por fim, cabe destacar que o Relatório de Certificação de Reservas avalia exclusivamente o volume de reservas economicamente viáveis para o segmento de *upstream* (produção). O valor presente líquido (VPL@10%) estimado no referido documento não considera as atividades de *midstream* e *downstream* desempenhadas pela Companhia no Complexo Potiguar, e que agregam valor ao seu negócio.

(d) Estratégia e diferenciais da Companhia

Os ativos da Companhia apresentam localização estratégica.

A Companhia possui com conjunto de ativos em seu portfólio que apresenta um diferencial competitivo pela sua localização geográfica, sendo, 5 ativos localizados na Bacia Potiguar, 2 na Bacia do Recôncavo, 1 na Bacia do Espírito Santo, 1 na Bacia de Campos, 1 na Bacia de Camamu-Almada e 1 na Bacia de Santos. A proximidade geográfica entre os ativos permite que a Companhia ganhe escala operacional e comercial e desenvolva sinergias operacionais e financeiras através de uma gestão integrada. Entre as iniciativas de otimização, pode-se citar a integração de equipes e fornecedores, centralização logística, de telecomunicações e de controle de campos.

Adicionalmente, o portfólio da Companhia é diversificado, ancorado em ativos *onshore*, localizados majoritariamente na costa brasileira, ativos em águas rasas, com infraestrutura logística já instalada, além de ativo localizado em águas profundas, minimizando riscos de concentração de produção e resultados em apenas um ativo.

Por fim, a Companhia destaca que a integração dos ativos no Estado do Rio Grande do Norte (Polos Macau, Potiguar, Areia Branca e Pescada), cuja produção total é enviada para o Ativo Industrial de Guamaré (pertencente ao Polo Potiguar), favorece a integração das atividades de produção (*upstream*) com atividades de processamento, refino, exportação e venda dos produtos (*midstream* e *downstream*), sendo mais um canal de geração de valor no plano de negócios da Companhia.

A Companhia possui um modelo de negócios focado no aumento do fator de recuperação dos seus ativos

O modelo de negócios da Companhia se baseia na estratégia de aumentar o fator de recuperação¹⁰ de seus ativos, a partir de tecnologias, técnicas, fornecedores, equipamentos e serviços amplamente implementados e consolidados na indústria de petróleo e gás mundial. Adicionalmente, de forma a minimizar o risco de execução da estratégia, a Companhia prioriza o desenvolvimento do amplo portfólio de reservas provadas e prováveis certificadas, onde já existe um conhecimento prévio bastante razoável das regiões onde serão aplicadas as intervenções.

Segundo dados da ANP, a fração recuperada média no Brasil é próxima a 22% do volume estimado, enquanto a média mundial é próxima de 35%. Em relação aos ativos da Companhia, a fração recuperada média do portfólio é bastante aquém da fração recuperada média das bacias onde os ativos estão localizados. Esses são claros indicativos do potencial de valor a ser gerado na indústria de óleo e gás brasileira, tendo o portfólio da Companhia uma oportunidade adicional de redesenvolvimento.

Dentre as principais técnicas planejadas nos planos de desenvolvimento dos ativos, estão: (i) reativação de poços, (ii) intervenções de *pull-in* (substituição de tubulação e bombas), (iii) atividades de *workover* (acesso a novos reservatórios e ou regiões menos depletadas, além de bloqueios de reservatórios com produção elevada de água); (iv) pressurização dos reservatórios por meio de injeção de fluídos; (v) incremento das instalações de produção, armazenamento, processamento e escoamento, além de (vi) adensamento de malha de poços, por meio de campanhas de perfuração de novos poços.

O portfólio da Companhia possui perfil resiliente

O modelo de negócios da Companhia possui viés de eficiência de gastos, tanto em termos de custos como despesas. A atuação em ativos maduros em produção, localizados, em sua maioria, em terra (*onshore*) e em águas rasas (*shallow water*), próximos à costa e conectados fisicamente com áreas terrestres, operados de forma integrada, permite operação com nível de custo de extração competitivo, permitindo resiliência mesmo em cenários desafiadores de preços de petróleo (*Brent*).

A Companhia destaca ainda que a estrutura corporativa compartilhada para todo o portfólio permite uma ampla diluição de custos fixos e integração da estrutura organizacional, com consequente ganho de eficiência operacional e financeira. Por fim, a Brava ressalta que a importante proporção de produção em terra e águas rasas gera uma importante flexibilidade na aplicação dos investimentos (Capex), considerando que o tempo de mobilização para as intervenções nessa zona, são significativamente menores do que o plano de Capex para operações *offshore*. Nesse sentido, a Companhia é capaz de melhor gerenciar cenários de estresse do *Brent* com a calibração do seu plano de investimento, suportada pela possibilidade de selecionar projetos com melhor retorno.

A Companhia acredita estar bem-posicionada para capturar oportunidades no setor de óleo e gás

A Companhia foi a empresa que adquiriu o maior número de ativos do programa de Desinvestimento da Petrobras, uma clara demonstração da sua posição consolidadora de ativos em produção, suportado pela qualificação técnica do seu time em operações de *M&A* (aquisição) disruptivas. A Companhia mantém o dever fiduciário de avaliar oportunidades que gerem valor a sua tese de investimentos e pode vir a incrementar o seu portfólio de forma inorgânica.

A Brava acredita estar bem-posicionada para avaliar potenciais oportunidades de negócios, tendo a vantagem competitiva de ser habilitada como operadora perante a ANP e, por conseguinte, apta a operar campos de produção localizados tanto em terra (*onshore*), como em águas rasas (*shallow water*) e águas profundas (*offshore*), incluindo o pré e pós-sal.

Tal pontuação é um diferencial competitivo na medida que: i) dá flexibilidade para Companhia diversificar o seu portfólio entre as diferentes zonas produtoras, ii) favorece a participação da Companhia em processo de aquisição de ativos que exigem tal quesito, e iii) cria oportunidades de parcerias com outras empresas que

¹⁰ O fator de recuperação é o procedimento que indica a porcentagem do volume de hidrocarboneto que foi extraído de um reservatório ou poço em relação ao volume total nele existente.

necessitam desta habilitação. A realização de parcerias estratégicas faz parte do modelo de negócios da Brava, na medida que essas possam gerar valor ao negócio, compartilhar riscos, bem como viabilizar estruturas financeiras equilibradas.

A Companhia avalia oportunidades de incrementar a monetização de seus produtos

O portfólio da Companhia possui ativos de produção de óleo e gás natural. A exposição aos dois hidrocarbonetos diversifica os produtos e minimiza o risco de concentração em determinado mercado. À medida que a Companhia aplica a estratégia de revitalização e redensolvimento dos ativos, a escala de produção tende a aumentar e gerar oportunidades de melhor monetização de seus produtos. Adicionalmente, o desenvolvimento e descentralização do mercado de gás natural abre novas oportunidades de monetização da produção.

Em relação a produção de óleo, a Companhia estuda: (i) negociação de contratos de *take-or-pay* e/ou venda *spot* com terceiros, seja no mercado local e/ou através de exportação, e (ii) utilização da produção de óleo bruto em atividades de refino próprio, através da Refinaria Clara Camarão.

No que se refere a produção de gás, são avaliadas oportunidades de: (i) negociação de contratos de *take-or-pay* ou venda *spot* com terceiros, (ii) negociação com empresas focadas em gás natural comprimido (GNC), gás natural liquefeito (GNL), e interessados em geração de energia por meio do gás, conhecidos como *players* de “*gas-to-wire*”. Alternativamente, o gás pode ser utilizado como insumo para revitalização de campos de óleo, por exemplo através da geração de vapor para injeção em colunas de poços de óleo pesado.

Cabe ainda destacar que os produtos derivados produzidos na Refinaria Clara Camarão possuem alternativas de comercialização nos mercados local (regional), doméstico (via cabotagem) e internacional (via exportação). A facilidade logística detida pela Companhia, seja pela localização geográfica, seja pelas instalações próprias, adiciona flexibilidade comercial à tese, na medida que dá flexibilidade de atendimento à diferentes mercados e de aproveitamento de janelas de preços mais competitivas.

Os padrões ASG (Ambiental, Social e Governança Corporativa) são relevantes na condução do modelo de negócios da Companhia

Para a Brava, a condução do plano de negócios deve estar cada vez mais atrelada a uma gestão responsável de aspectos que vão além dos financeiros, mas que também gerem valor positivo e duradouro para a sociedade. Neste sentido, as ambições da Companhia estão conectadas à Jornada da Sustentabilidade, com enfoque no desenvolvimento das diretrizes ASG e seu alinhamento ao plano estratégico.

Desde 2023 a Companhia publica o seu Relatório de Sustentabilidade, seguindo os padrões da *Global Reporting Initiative* (GRI). O Relatório engloba aspectos ambientais, sociais e de governança e indicadores relativos aos principais temas materiais identificados para o plano de negócios. Esse é um marco relevante na evolução da Jornada da Sustentabilidade da Companhia, na medida em que amplia a transparência sobre os projetos, iniciativas e resultados alcançados, bem como cria oportunidade de autoavaliação para um ciclo sustentável de geração de valor para toda sociedade.

O desenvolvimento da agenda ASG é visto como uma oportunidade de se ampliar o horizonte de análise e estudar alternativas que possam gerar valor à Companhia, bem como minimizar riscos. O modelo de negócios da Companhia carrega uma série de oportunidades que podem contribuir com a vertente socioambiental: (i) minimização de emissão de gases e descarte de água, (ii) geração de emprego e renda para comunidades adjacentes às zonas de operação, (iii) aplicação de rígido programa de ética e integridade na indústria como um todo, entre outros.

(a) Produtos e serviços comercializados

A Brava Energia S.A. é uma holding cujos investimentos estão focados nos seguintes segmentos do setor de óleo e gás: (i) *Upstream* - exploração, produção e comercialização (ou "E&P" "exploração e produção"), e (ii) *Mid & Downstream* ("*Mid & Downstream*") - escoamento, tratamento, processamento e comercialização de produtos derivados.

As receitas operacionais são oriundas dos segmentos de *upstream* e *mid & downstream*, baseadas nas atividades principais de cada segmento e em serviços prestados à terceiros, por exemplo, tratamento de óleo e gás, serviço de compressão de gás, tancagem e acesso ao terminal aquaviário. As eliminações referem-se a transações realizadas intersegmentos operacionais da Companhia (exemplo, venda de produção do segmento *upstream* para o segmento *mid & downstream*).

A Companhia destaca que o início da atuação no segmento de *mid & downstream* está diretamente relacionado a conclusão da aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em junho de 2023, ativo que possui concessões de exploração e produção de petróleo e gás (*upstream*) e instalações relacionadas ao segmento *mid & downstream*. Maiores detalhes das instalações do Polo Potiguar estão disponíveis no item 1.2 (b) deste Formulário de Referência.

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

(em R\$ milhares, exceto %)	Exercício social findo em 31 de dezembro de					
	2024		2023		2022	
	Receita Líquida	% do total	Receita Líquida	% do total	Receita Líquida	% do total
Receita Líquida Total	10.095.944	100%	5.619.989	100%	1.722.422	100%
Segmento <i>Upstream</i>	7.346.887	72%	4.452.122	79%	1.722.422	100%
Segmento <i>Mid & Downstream</i>	6.164.729	61%	2.380.645	42%	-	-
Eliminações	-3.416.061	-34%	-1.212.778	-21%	-	-

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

A Companhia destaca que o início da atuação no segmento de *mid & downstream* está diretamente relacionado a conclusão da aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em junho de 2023, ativo que possui concessões de exploração e produção de petróleo e gás (*upstream*) e instalações relacionadas ao segmento *mid & downstream*. Maiores detalhes das instalações do Polo Potiguar estão disponíveis no item 1.2 (b) deste Formulário de Referência. Em relação ao segmento corporativo, tratam-se de atividades exclusivamente corporativas, incluindo financeiras, de suporte às atividades operacionais.

(em R\$ milhares, exceto %)	Exercício social findo em 31 de dezembro de					
	2024		2023		2022	
	Lucro Líquido (Prejuízo)	% do total	Lucro Líquido (Prejuízo)	% do total	Lucro Líquido	% do total
Lucro/(Prejuízo) Líquido Total	-1.132.595	100%	425.215	100%	127.716	100%
Segmento <i>Upstream</i>	-413.558	37%	767.319	180%	127.716	100%
Segmento <i>Mid & Downstream</i>	103.578	-9%	121.932	29%	-	-
Corporativo	-677.252	60%	-252.578	-59%	-	-
Eliminações	-145.756	13%	-211.458	-50%	-	-

(a) Características do processo de produção

Processo de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil

No Brasil, o subsolo é propriedade da União, assim como os recursos minerais nele presentes. No caso do petróleo e gás natural, a exploração pode ser feita por empresas estatais ou privadas através de licitação pública – as chamadas rodadas de licitações, realizadas pela ANP –, sob os regimes de concessão ou partilha da produção, ou por meio de cessão, total ou parcial, de contratos de outras empresas.

A ANP tem por atribuição promover estudos geológicos e geofísicos para ampliar o conhecimento sobre as reservas brasileiras de petróleo e gás; guardar e organizar os dados coletados nestes estudos; sugerir ao governo as áreas a serem licitadas; promover as rodadas de licitações; e assinar os contratos de concessão em nome da União.

Seleção de Blocos Exploratórios

A ANP realiza os estudos e indica as áreas que serão oferecidas nas rodadas de licitações de acordo com a política energética nacional e com base nas orientações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). São buscadas áreas geologicamente atrativas e com quantidade adequada de dados geológicos e geofísicos que permitam uma avaliação do potencial petrolífero.

Rodadas de Licitação

A ANP é responsável por realizar as rodadas de licitações para exploração de petróleo e gás natural, seguindo as diretrizes do CNPE. A empresa interessada em alguma das áreas oferecidas pode se inscrever para participar das rodadas e, caso tenha a inscrição aprovada, poderá apresentar ofertas nos leilões. Caso apresente a oferta vencedora, de acordo com os critérios previstos no edital, e efetue o pagamento do bônus de assinatura, a empresa (ou consórcio) poderá assinar o contrato que lhe dará o direito de realizar estudos em busca de petróleo e gás natural na área arrematada, assumindo o risco exploratório.

Oferta Permanente

Em 2018, teve início a oferta permanente de áreas, que consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais, permitindo às próprias empresas indicarem as áreas nas quais têm interesse. É, atualmente, a principal modalidade de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Nesse formato, há a oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas.

Desse modo, as empresas não precisam esperar uma rodada de licitações "tradicional" para ter oportunidade de arrematar um bloco ou área com acumulação marginal, que passam a estar permanentemente em oferta.

Cessão de Contratos

Uma outra forma de as empresas adquirirem participação em blocos exploratórios ou campos produtores é pela transferência, no todo ou em parte, de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Esse processo, denominado "cessão de contratos", é permitido mediante autorização da ANP, desde que sejam preservadas as condições contratuais e atendidos os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos.

Os regimes de concessão e partilha

Desde 2010, o Brasil possui um regime regulatório misto, sendo que as áreas localizadas dentro do Polígono do Pré-sal ou em áreas estratégicas são licitadas no regime de partilha e as demais, em regime de concessão. Neste último, caso descubra petróleo e/ou gás natural, a empresa (ou consórcio) terá o direito de comercializar a sua produção pagando as devidas participações governamentais (royalties e participações especiais). No regime de partilha, a produção é dividida entre a empresa (ou consórcio) e a União, descontados os custos de operação.

Cessão Onerosa

Ainda em 2010 foi estabelecido um regime de contratação direta de áreas específicas da União para a Petrobras, para exploração e produção de petróleo e gás natural, a Cessão Onerosa. A Lei nº 12.276/2010 concedeu à empresa o direito de extrair até cinco bilhões de barris de petróleo equivalente nessas áreas não contratadas, localizadas no Pré-sal, conforme contrato firmado entre a União e a Petrobras.

Tendo em vista a constatação da existência de volumes totais de petróleo recuperável excedentes a esse volume, em quatro campos petrolíferos contratados sob esse contrato (Búzios, Atapu, Itapu e Sépia), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a ANP a licitar os volumes excedentes.

A Primeira Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa ocorreu em 2019, quando foram ofertados os direitos de exploração e produção sobre os volumes excedentes de petróleo das quatro áreas, sendo arrematados Búzios e Itapu. Já a Segunda Rodada, na qual foram ofertados os direitos para Sépia e Atapu, foi realizada em dezembro de 2021.

Fase de Exploração

Os estudos realizados pelas empresas nas áreas arrematadas (como pesquisas sísmicas e perfuração de poços) servem para identificar possíveis reservatórios de petróleo e/ou gás natural. Caso não os encontre, a empresa poderá, a seu critério, devolver a área à ANP, que poderá voltar a licitá-la futuramente. Caso encontre, a empresa deverá realizar uma avaliação se considera a descoberta comercial ou não.

Em caso afirmativo, faz uma “declaração de comercialidade” e apresenta um plano de desenvolvimento à ANP. Em caso negativo, a empresa poderá optar por continuar explorando a área (dentro do prazo previsto no edital) ou devolvê-la total ou parcialmente à ANP, observando o cumprimento dos investimentos mínimos obrigatórios previstos no contrato.

Fase de Produção

Após aprovado o plano de desenvolvimento, a área delimitada pela empresa torna-se um campo produtor e o contrato entra na fase de produção, que é dividida em duas etapas. A primeira é a de desenvolvimento da produção, na qual as empresas preparam a infraestrutura necessária para que o campo possa produzir.

Por fim, há a etapa de produção propriamente dita, na qual as operadoras, de fato, produzem petróleo e/ou gás natural. É a etapa 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.

Participações Governamentais e de Terceiros

Ao iniciar a produção, a empresa passa a pagar royalties sobre a receita bruta da produção mensal do campo, sobre a qual incide a alíquota estabelecida em contrato. Nos regimes de concessão ou cessão onerosa, essa alíquota é de 10%, podendo ser reduzida a até 5% em casos especiais. Nos contratos de partilha, essa alíquota é de 15%.

Nos casos de campos com grande volume de produção e/ou grande rentabilidade no regime de concessão, há também o pagamento trimestral de participação especial, que possui alíquotas progressivas de acordo com a localização da lavra, o número de anos e o volume de produção. O cálculo é feito sobre a receita líquida da produção trimestral em cada campo.

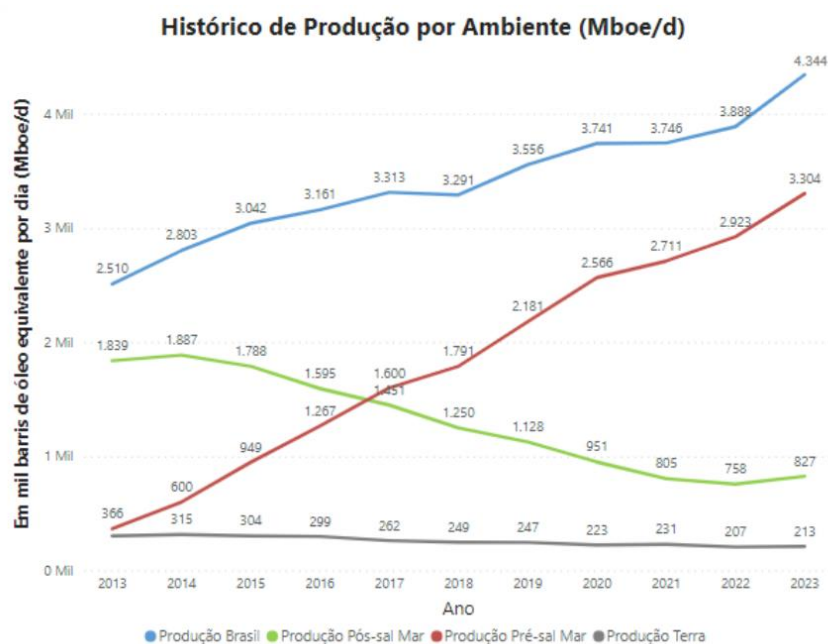
Quando o local onde são realizadas as atividades de exploração e produção localiza-se em propriedade privada, a empresa paga ao proprietário uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzidos.

O valor da participação a ser distribuída entre os proprietários de terra é apurado mensalmente, multiplicando-se percentual, entre 0,5% e 1%, sobre a receita bruta de produção (a mesma utilizada para apuração de royalties) em cada poço localizado em terras do proprietário.

Campos em Terra (Onshore), Águas Rasas (Shallow water) e em Mar (Offshore)

A exploração e produção de petróleo pode ocorrer em terra (*onshore*), águas rasas (*shallow water*) e águas profundas e ultra profundas (*offshore*). Atualmente, a produção brasileira é muito concentrada em águas profundas, sendo a maior parte da produção em campos do pré-sal. Tais campos requerem vultuosos investimentos (i) em atividades exploratórias e (ii) em sistemas submarinos de produção, *risers* e plataformas, durante a etapa de desenvolvimento, que se inicia após declaração de comercialidade. Estes projetos tipicamente estão atrelados a longos ciclos de investimentos até a produção do primeiro óleo e são implementados por grandes empresas (*major companies*), como a Petrobras, por exemplo, que buscam projetos de alta produtividade e rentabilidade.

Com o crescente foco da Petrobras na exploração e produção das enormes jazidas do pré-sal, a produção em águas rasas e terrestres, bem como nos campos pós-sal, têm perdido representatividade em relação à produção total brasileira. Segundo dados da ANP, em 2024 a maior parte da produção foi proveniente de reservatórios do pré-sal, que representaram, em média, 78,3% da produção nacional, em barris de óleo equivalente. Já a produção do pós-sal e terrestre corresponderam, respectivamente, a 16,3% e 5,4% do total produzido no país, também em barris de óleo equivalente.



Fonte: ANP

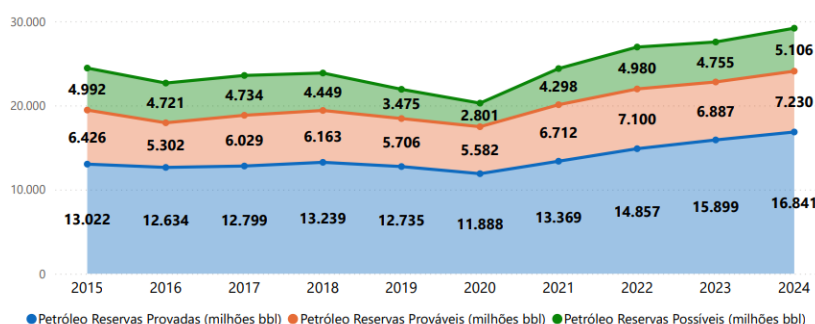
Em 2024, a produção de petróleo, em barris de óleo equivalente, proveniente dos campos terrestres representou 5,38% da produção nacional, mantendo-se relativamente estável em relação ao ano anterior, mas ainda significativamente abaixo dos níveis observados em 2013. Em relação ao ambiente pós-sal, a produção representou 16,33% da produção total brasileira, permanecendo em trajetória de queda frente a 2013, quando a produção era significativamente maior. Já no ambiente pré-sal, a produção em 2024 atingiu 78,29% da produção total do país, um aumento em relação a 2023, consolidando-se como o principal polo de extração nacional, com volume mais de oito vezes superior ao de 2013.

Ainda segundo dados da ANP de 2024, a Petrobras segue como a maior operadora no Brasil, com produção média de aproximadamente 2,6 milhões de barris de óleo equivalente por dia, o que corresponde a cerca de 89,4% da produção nacional. No que se refere aos consórcios, a Petrobras também se mantém como o maior consorciado, com produção de cerca de 2,3 milhões de barris por dia.

O Brasil possui significativas reservas de óleo e gás natural. Segundo o Boletim de Reservas divulgado pela ANP em 2024, foram declarados 16,841 bilhões de barris de reservas provadas (1P) de óleo, 24,071 bilhões de barris de reservas provadas mais prováveis (2P) e 29,176 bilhões de barris de reservas provadas mais prováveis mais possíveis (3P), representando crescimentos de 5,92%, 4,36% e 4,27%, respectivamente, em relação a 2023. Considerando a produção de óleo de 2024, o índice de reposição de reservas provadas foi de 176,6%, o que equivale a aproximadamente 2,17 bilhões de barris em novas reservas. Em relação às reservas de gás natural, foram declarados 544,4 bilhões de metros cúbicos (m³) de reservas 1P, 667,9 bilhões de m³ (2P) e 735,9 bilhões de m³ (3P), com aumentos de 5,3%, 4,2% e 4,4%, respectivamente, em comparação a 2023.

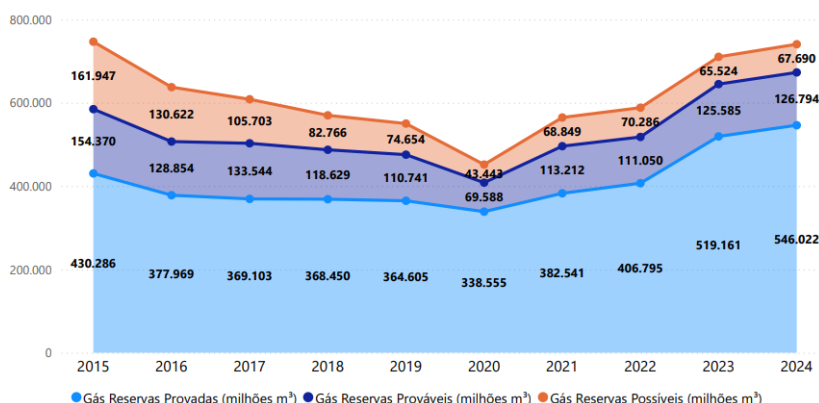
Em geral, as mudanças ocorridas no volume das reservas de petróleo e gás natural brasileiras são devidas a: (i) produção durante o ano, (ii) Reservas adicionais oriundas de novos projetos de desenvolvimento, incluindo as resultantes de recentes declarações de comercialidade, e (iii) revisão das reservas por fatores técnicos e econômicos. Os gráficos abaixo, extraídos do boletim anual de reservas emitido pela ANP, demonstram a evolução das reservas brasileiras.

Evolução das Reservas de Petróleo
(milhões de bbl)



Fonte: ANP

Evolução das Reservas de Gás Natural
(milhões de m³)

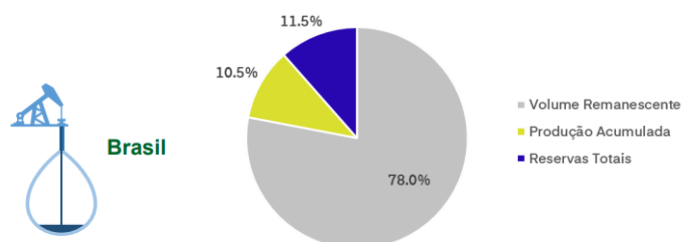


Fonte: ANP

Fator de Recuperação

Os campos brasileiros, sejam terrestres (*onshore*), de águas rasas (*shallow-water*) e mesmo os de águas profundas (*offshore*) possuem grande potencial de melhoria em seu fator de recuperação quando comparados às diferentes bacias no mundo. Segundo dados da ANP, o fator de recuperação médio global é próximo a 35% enquanto esse indicador é próximo à 20% no Brasil. Adicionalmente, segundo estudos, determinadas bacias em diferentes países superam 60% o fator de recuperação, substancialmente acima da média brasileira.

Fator de Recuperação no Brasil



Fonte: Boletim Anual de Reservas 31/12/2021 (Óleo e Gás)

O principal motivo a ser observado é que os fatores de recuperação nos campos brasileiros são consideravelmente inferiores aos de outros países, justificado principalmente pelo desempenho da Petrobras em suas campanhas exploratórias. Ao longo das últimas décadas, a Petrobras foi muito bem-sucedida nessas campanhas, descobrindo províncias de hidrocarbonetos cada vez maiores e mais produtivas a cada ciclo de 10 a 15 anos.

Dessa forma, antes de iniciar projetos de redensolvimento em campos em terra, a Petrobras descobriu os campos em águas rasas, no final da década de 60. O mesmo aconteceu quando a Petrobras foi bem-sucedida em atividades exploratórias em campos de águas mais profundas, no final da década de 80, momento em que descobriu novos reservatórios na Bacia de Campos, já em uma lâmina d'água superior a 400 metros. Finalmente, em 2007, a Petrobras descobriu os primeiros campos do pré-sal. Dessa forma, os pilares de atuação da Petrobras sempre foram as atividades de exploração e o desenvolvimento dos novos campos, não priorizando projetos de redensolvimento e revitalização em seus planos de negócios.

Para incremento do fator de recuperação, há diversas técnicas e métodos conhecidos, que estão disponíveis e já foram amplamente testados em outros campos produtores ao redor do mundo, inclusive no Brasil. Nos campos que compõem o portfólio da Companhia, a intenção é iniciar o plano de redensolvimento por meio de atividades que apresentem menor ciclo de investimento e possuam *payback* acelerado, tais como: (i) reativação de poços que estavam fora de operação por falta de manutenção, (ii) atividades de *pull-in*, que consiste na intervenção em poços por meio de sondas e/ou guindastes para substituição de revestimentos ou bombas de fundo de poço e (iii) *Debottlenecking*, que consiste na ampliação e adaptação das plantas de processo para incremento da capacidade de tratamento de fluidos. Na segunda etapa de revitalização, planejam-se atividades (i) de *workover*, referentes às intervenções nos poços que têm por objetivo a manutenção da produção de óleo e/ou gás, englobando, dentre outras, as operações de restauração, estimulação e limpeza de incrustações, as quais são realizadas através de uma sonda e (ii) para adensamento de malha, por meio da perfuração de novos poços em reservas consideradas provadas ou prováveis pelos certificadores. Vale destacar que a Companhia não depende de uma tecnologia específica, ultramoderna ou pouco usual para realização de seus planos de revitalização.

Processo de Produção da Companhia

Ainda que o portfólio da Companhia conte com ativos em fases de exploração, desenvolvimento e produção, o modelo de negócio e a estratégia são ancorados em aquisição e produção de petróleo e gás natural em campos maduros, com reservas certificadas, que se encontram em produção, em escala comercial, e que apresentem

oportunidades de incremento de produção por meio do aumento do fator de recuperação. Dessa forma, há uma redução significativa de riscos atrelados à fase de exploração, pois tratam-se de campos em que já houve a declaração de comercialidade e seus reservatórios estão em produção há muitos anos, com características amplamente conhecidas.

Tal aumento do fator de recuperação é alcançado a partir da aplicação de diversas técnicas de redensolvimento, tais como (i) reativação de poços fechados, (ii) intervenção em poços existentes para abertura de novas zonas de produção em reservatórios existentes e fechamento de zonas em reservatório com produção excessiva de água (*workover*), (iii) substituição de bombas ou outros métodos de elevação artificial, (iv) perfuração de novos poços entre poços existentes (*infill drilling*) e (v) injeção de fluidos para manutenção ou incremento de pressão nos reservatórios.

Adicionalmente, cabe destacar que as principais instalações operacionais dos ativos que compõem o portfólio da Companhia já estão implementadas. Ainda que sejam necessárias intervenções de revitalização e/ou expansão da infraestrutura de produção, as principais medidas de instalações e licenciamento já foram superadas ou estão em fase de execução mitigando riscos e complexidade da operação.

A tabela abaixo apresenta o status dos poços dos ativos que compõem o portfólio da Companhia, segundo dados da ANP, base de dezembro de 2024.

Dados ANP	Status			
	Abandonado / Fechado	Arrasado / Devolvido	Produzindo / Injetando / Intervenção	Total Geral
Areia Branca	30	23	59	102
Fazenda Belém	617	66	302	985
Macau	196	42	195	433
Papa Terra	51	-	0	51
Peroá	15	-	0	15
Pescada	35	-	6	41
Potiguar	3.432	205	2.655	6.292
Recôncavo	860	458	112	1.430
Rio Ventura	405	112	73	590
Total Geral	5.641	906	3.402	9.949

(b) Características do processo de distribuição

A ampla cadeia de O&G é dividida nos segmentos de exploração e produção ("E&P" - upstream), transporte, processamento, refino e comercialização (*midstream - downstream*). A Companhia, incluindo suas subsidiárias, possui foco de atuação no segmento upstream, porém também desenvolve atividades nos segmentos de *midstream* e *downstream* na Bacia Potiguar, através das instalações no Ativo Industrial de Guamaré – refinaria, terminal aquaviário e ponto de venda de produtos para as distribuidoras.

Os ativos que fazem parte do portfólio da Companhia e incluem toda a infraestrutura necessária para desenvolvimento e escoamento da produção. O escoamento da produção da Companhia se dá majoritariamente por oleodutos e gasodutos disponíveis nos ativos, sendo que em alguns casos, existe ainda o transporte da produção através de carretas rodoviárias até as zonas de venda da produção.

No caso dos ativos *offshore*, o escoamento da produção no Polo Papa Terra é realizado por meio de navios aliviadores, enquanto nos Polos Pescada, Peroá e Potiguar (*Subcluster* Ubarana) possuem infraestrutura de escoamento da produção até a costa através de dutos.

i. Complexo Potiguar

Polo Macau

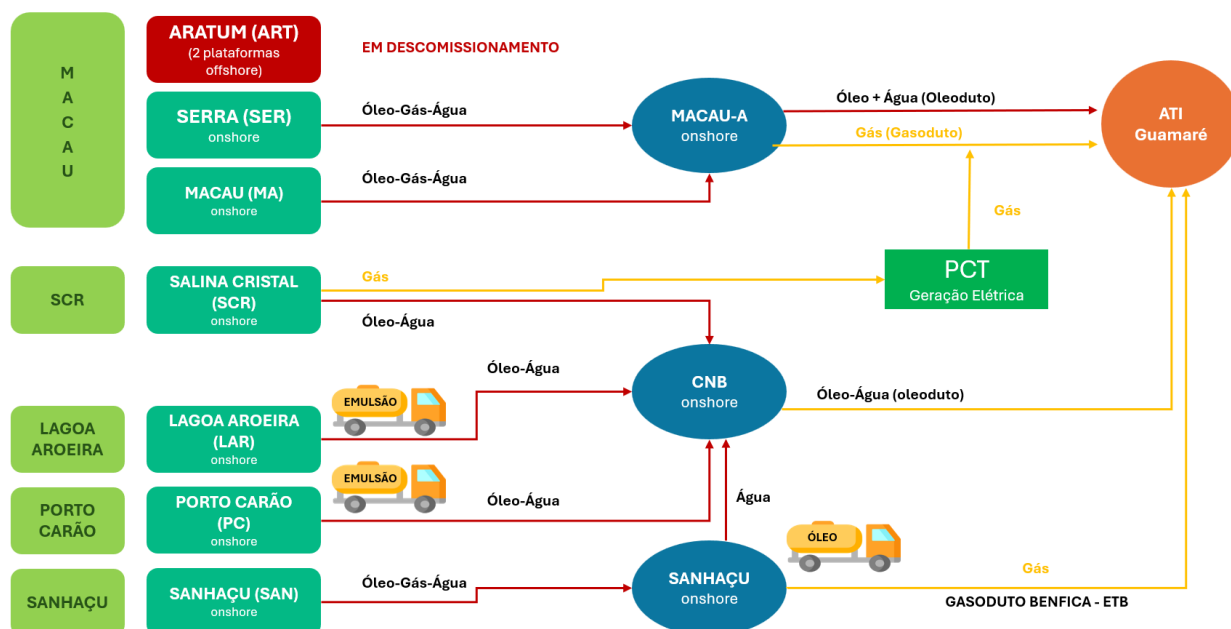
O escoamento da produção do Polo Macau é composto por duas estações coletoras (CN-B e Macau-A) e três pontos de coleta (Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu). O gás vendido é todo escoado via gasodutos que saem das estações coletoras. O óleo vendido é escoado por oleodutos através das estações de CN-B e Macau-A ou por carretas no caso do ponto de coleta de Sanhaçu.

A produção de óleo dos campos de Salina Cristal, Lagoa Aroeira e Porto Carão são recebidos na Estação Coletora de Conceição-B (CN-B). O campo de Salina Cristal utiliza oleodutos para o escoamento até CN-B, enquanto os campos de Porto Carão e Lagoa Aroeira escoam sua produção por meio de carretas. A produção de óleo do campo de Macau é recebida na Estação Coletora de Macau-A através de oleodutos. O óleo recebido nas estações coletoras de CN-B e Macau-A é separado da água e medido fiscalmente, antes de ser enviado ao Ativo Industrial Guimarães (AIG), pertencente ao Polo Potiguar.

O campo de Sanhaçu, por ter um volume muito baixo de água, tem sua medição fiscal feita em tanque, sendo sua produção é direcionada diretamente ao AIG por carreta. No AIG são feitos os testes laboratoriais do óleo que definem seu preço de venda. Os testes em laboratório visam determinar a quantidade de água, a especificação, que deve ser menor que 1%, e o grau API (escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo), que determinará o preço do óleo.

A produção de gás comercial do Polo Macau se encontra nos campos de Sanhaçu, Salina Cristal e Macau e é composta apenas por gás associado. Gás associado é o gás que se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás no reservatório geológico, isto é, são frações que se desprendem do óleo produzido. A produção de gás comercial é escoada via gasoduto para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), localizada em Guimarães.

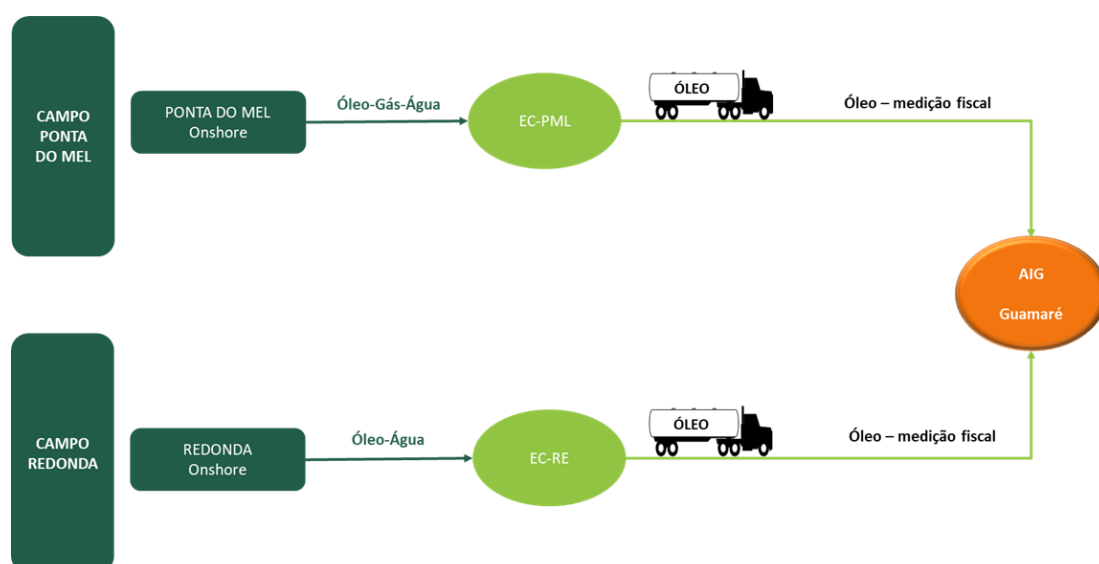
Fluxograma Esquemático



Polo Areia Branca

A produção de óleo nos campos do Polo Areia Branca é escoada por meio de dutos para as estações coletoras de Ponta do Mel e Redonda, infraestruturas incluídas no ativo e que centralizam o tratamento e escoamento de óleo. A partir dessas estações, a Companhia vende a produção e manda, através de carretas, a produção para o Ativo Industrial de Guimarães, localizado no Polo Potiguar.

Fluxograma esquemático

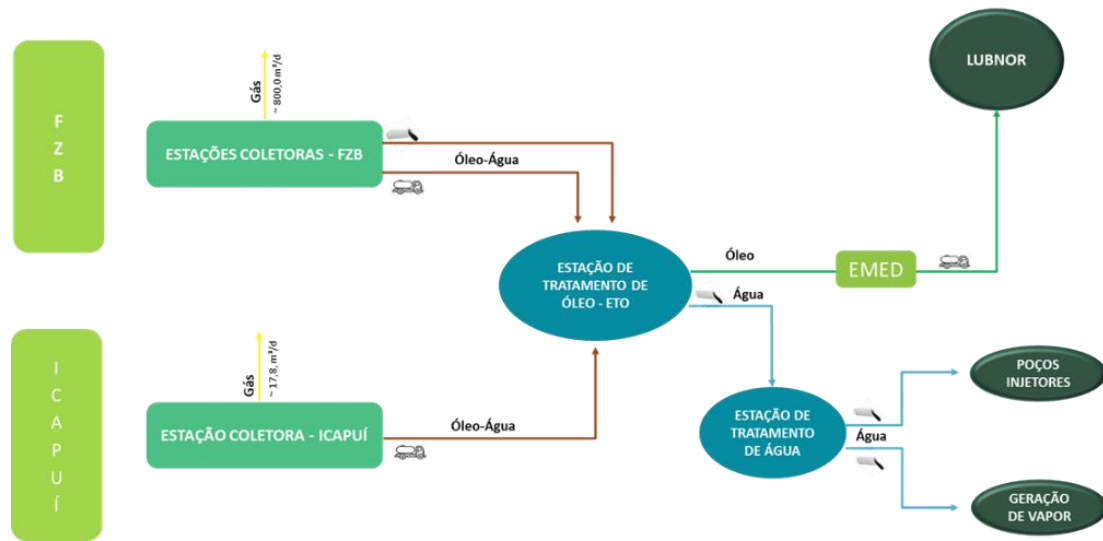


Polo Fazenda Belém

A produção de óleo dos poços no Polo Fazenda Belém é escoada para estações coletoras, via oleoduto. Das estações coletores o óleo é transportado até a planta de tratamento, via oleoduto, com extensão total de 40km e gasodutos com extensão de 14km, para que seja especificado de acordo com a regulação ANP, e, em seguida, é transportado via carretas para o cliente final do óleo produzido, Refinaria Lubnor, localizada em Fortaleza, estado do Ceará.

O Polo Fazenda Belém produz baixo volume de gás natural, sendo considerado subcomercial, sem viabilidade econômica que justifique infraestrutura para venda desse tipo de hidrocarboneto do ponto de vista do modelo de negócio da Companhia.

Fluxograma esquemático



Polo Pescada

A produção de gás e condensado dos campos do Polo Pescada-Arabaiana escoam para a Plataforma Central do Campo de Pescada PPE-1A e de lá são enviadas diretamente para tratamento no ativo industrial de Guamaré/RN através de um duto submarino de 26" x 73km de comprimento, em fluxo multifásico, que interliga a plataforma central PPE-1A e a planta industrial *onshore*.

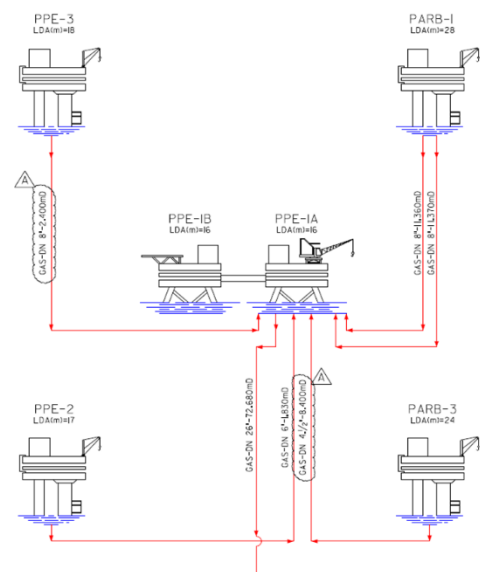
Ao chegar nas instalações industriais de Guamaré, a produção é coletada em um vaso separador de gás (*slug catcher*) e posteriormente segue para as etapas de: separação do gás, condensado e água; tratamento do gás; estabilização do condensado e redução do BSW. Após todas estas etapas, a produção de gás é registrada na estação de medição fiscal por placa de orifício e o condensado é registrado através de medidor tipo turbina, em bateladas diárias.

Polo Potiguar

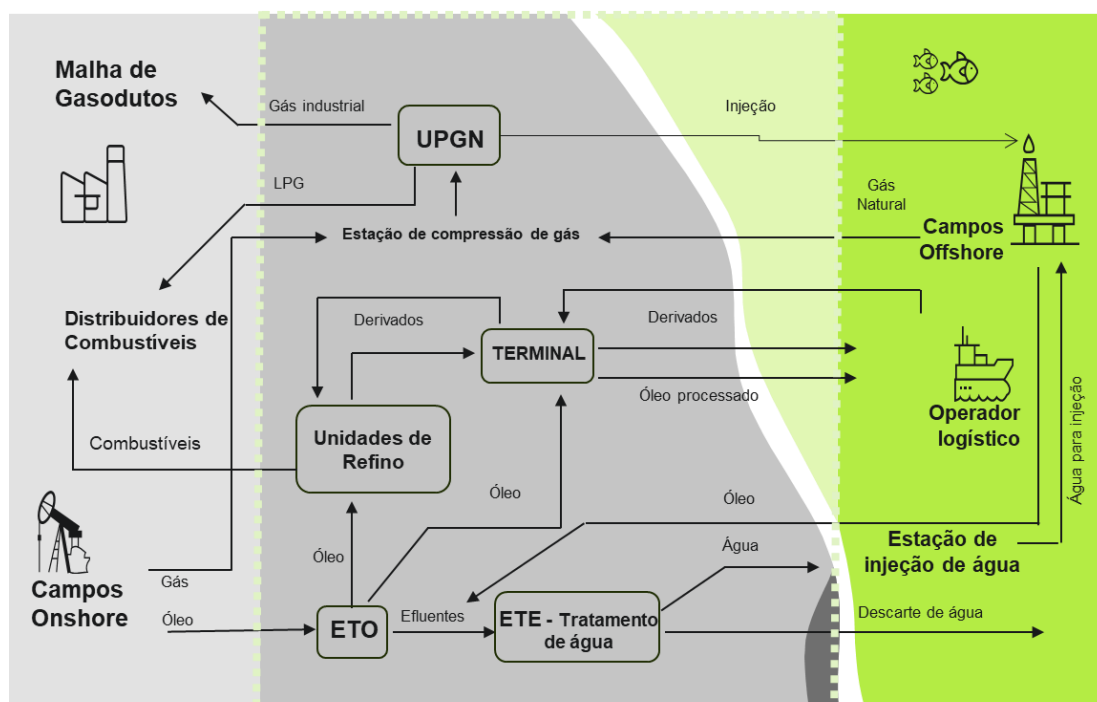
O Polo Potiguar conta com infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação, além do Ativo Industrial de Guamaré (AIG), que contempla unidades de processamento de gás natural (UPGNs), estação de tratamento de óleo (ETO), estação de tratamento de efluentes (ETE), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem (autorizada pela ANP de 1,5 milhão de barris – considerando-se somente o terminal) e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo cru e derivados.

O Ativo compreende três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro; (ii) Alto do Rodrigues; e (iii) Ubarana. A logística do Polo é otimizada, uma vez que a produção de óleo e gás é transportada por meio de dutos até as instalações de processamento localizadas no AIG. Além disso, os três subpolos contam com infraestrutura completa de suporte as operações, dentre as quais se destacam: (i) estações coletoras, de compressão e de injeção de água; (ii) subestações de energia; (iii) sistema de geração de vapor com dutos e estações geradoras e de injeção; (iv) plataformas offshore conectadas às instalações do AIG por dutos; (v) sistema de escoamento da produção onshore e offshore; e (vi) bases operacionais, laboratórios para análises, galpões de manutenção e estoque de materiais.

Fluxograma esquemático



Adicionalmente, o AIG reúne toda a infraestrutura necessária para processamento, tratamento, refino, logística e armazenamento de óleo e gás oriunda de todos os campos onshore e offshore do Estado do Rio Grande do Norte, incluindo os Polos Macau, Areia Branca e Pescada, pertencentes à Brava, e os campos operados por outras empresas do setor.



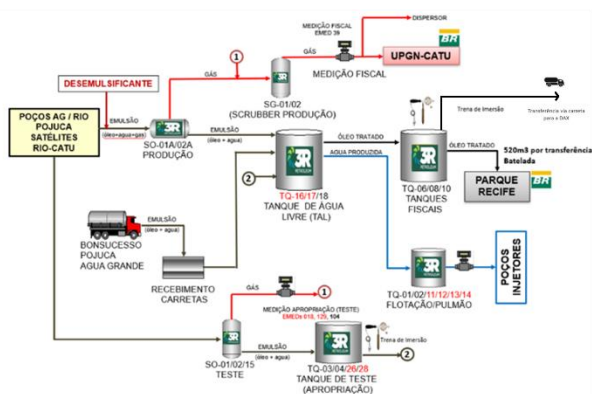
ii. Complexo Recôncavo

Polo Rio Ventura

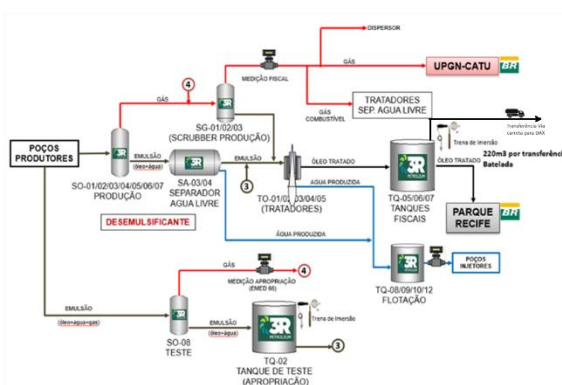
A produção de óleo no Polo Rio Ventura é escoada por meio de oleodutos para a estação de tratamento de Rio Ventura e Olinda ou através de carretas até estações coletoras que remetem a produção via oleoduto. Na Planta de tratamento, o óleo é especificado segundo a regulação ANP e transportado via duto para o Parque Recife, pondo de venda da produção.

A produção de gás do ativo é escoada por meio de gasodutos e direcionada para a UPGN de Catu, onde é processado e vendido.

Estação Rio Ventura

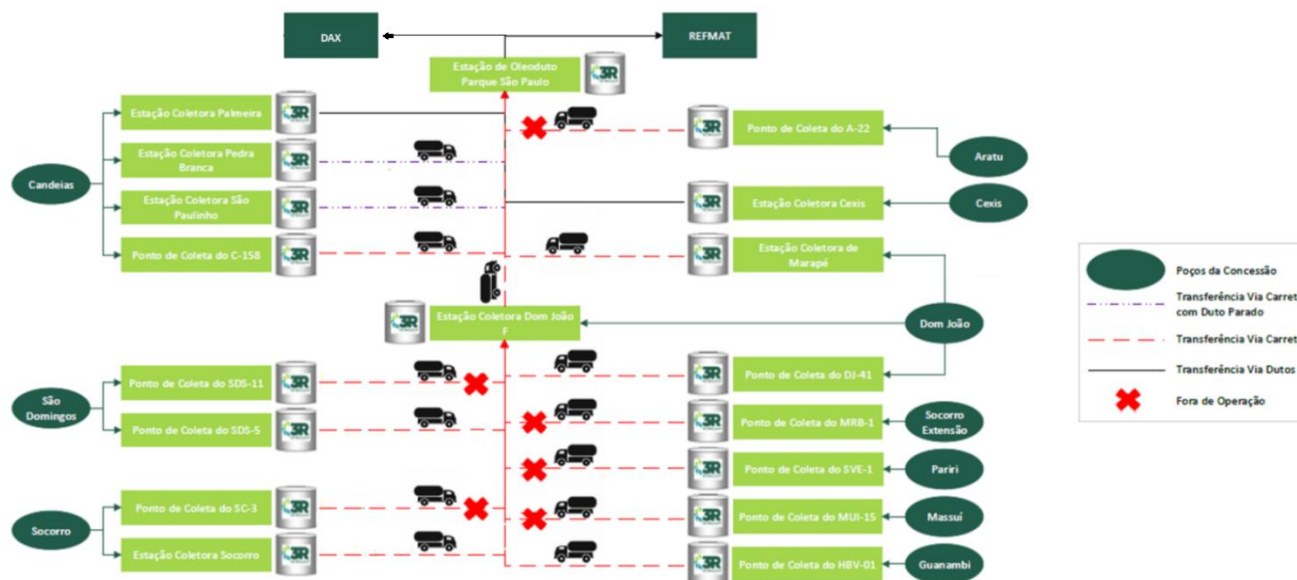


Estação Olinda



Polo Recôncavo

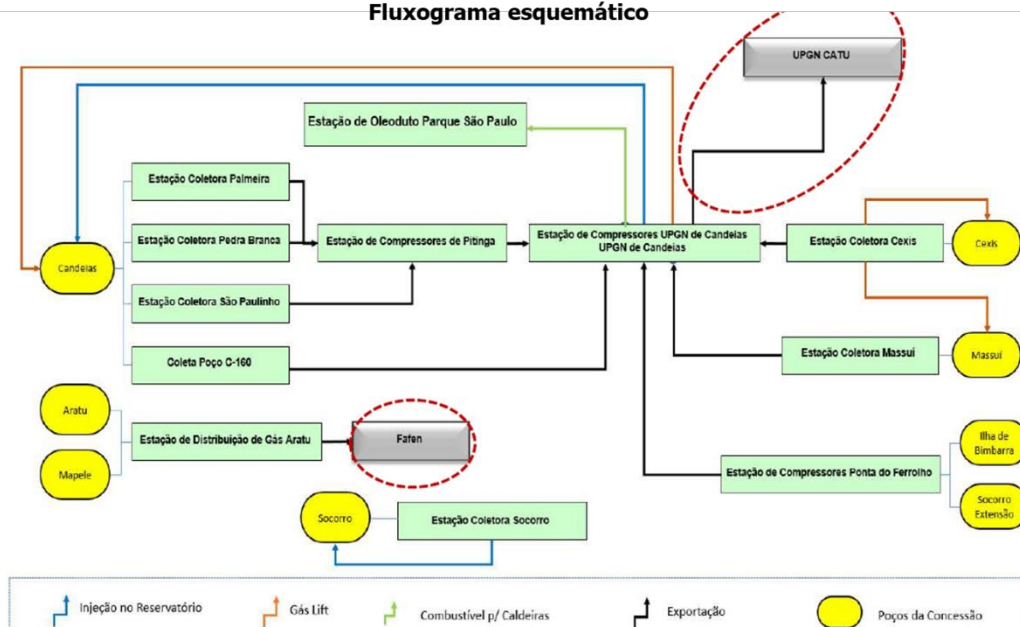
A produção de óleo no Polo Recôncavo é escoada por meio de carretas e/ou dutos para Estação de Oleoduto Parque São Paulo, infraestrutura incluída no Polo e que centraliza o tratamento e escoamento de óleo. A partir do Parque São Paulo a Companhia vende a produção.



* REFMAT – Refinaria Mataripe

A produção de gás no Polo Recôncavo é escoada por gasoduto, em sua maior parte incluído no ativo, para o Núcleo Candeias (UPGN e ECOMP – Estação de Compressão de Gás Natural - da UPGN), UPGN fora de operação no momento. A partir da UPGN Candeias o gás é canalizado para processamento na UPGN Catu. A produção de gás no campo de Aratu é escoada para UPGN Fafen.

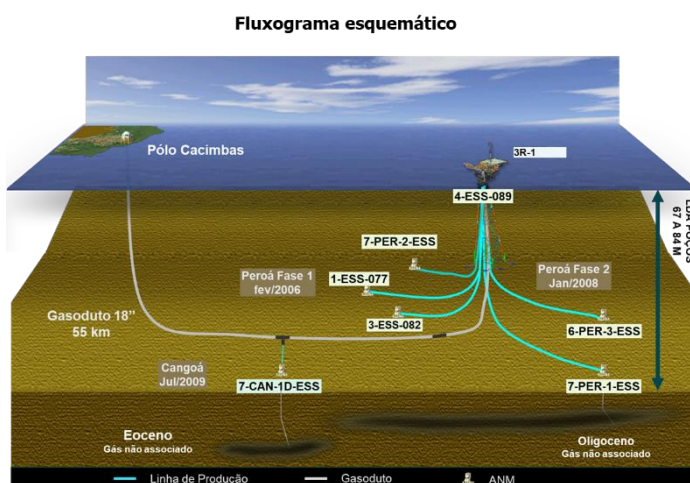
Fluxograma esquemático



ii. Complexo Offshore

Polo Peroá

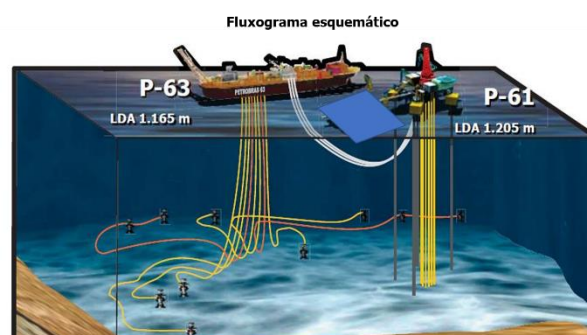
A produção de gás no Polo Peroá é escoada integralmente por gasoduto ligado ao Polo de Cacimbas, localizado na Costa do Espírito Santo, *onshore*, onde está localizada a Unidade de Tratamento de Gás. Alguns dos poços produtores estão ligados a plataforma não tripulada presente no Polo, enquanto outros estão diretamente interligados ao gasoduto que faz a ligação com a UPGN de Cacimbas. A estrutura produtiva está detalhada na figura ao lado que contempla a estrutura atual do Polo. O potencial desenvolvimento do campo de Malombe não se encontra representado nesta figura.



Polo Papa Terra¹

A produção de óleo no Polo Papa Terra é escoada integralmente através de navios aliviadores, que se conectam a plataforma 3R-3, FPSO, e fazem a retirada do óleo para a seu devido transporte, de acordo com os contratos de venda.

A produção se dá através de duas plataformas de produção: a 3-R3 (FPSO) e a 3R-2 (TLWP). Conectados atualmente à 3R-3 existem poços produtores de petróleo e injetores de água, todos com completação submarina (uso de ANM – Árvores de Natal Molhadas – no fundo do mar). Os poços produtores da 3R-3 (antiga P-63) são conectados à plataforma através de dutos flexíveis submarinos. Já os poços da 3R-2 (antiga P-61) são do tipo completação seca, ou seja, as válvulas de controle do poço ficam na plataforma, ao invés de no fundo do mar.



Uma vez que a unidade 3R-2 não possui facilidades de produção para processamento de óleo, água de produção e gás, a produção é transferida por meio de linhas de transferência para o FPSO 3R-3 por meio de bombas multifásicas. Na 3R-3, toda a produção do campo é tratada: ocorre a separação entre óleo e água, e o óleo especificado é estocado nos tanques da plataforma. A água é tratada e, após enquadramento nas especificações exigidas pela legislação ambiental, é descartada no mar. O gás também é separado do petróleo e utilizado na geração de energia elétrica da plataforma ou reinjetado no reservatório. Todo óleo do campo é escoado por meio de navio aliviador.

(c) Características dos mercados de atuação:

- (i) participação em cada um dos mercados; e**
- (ii) condições de competição nos mercados**

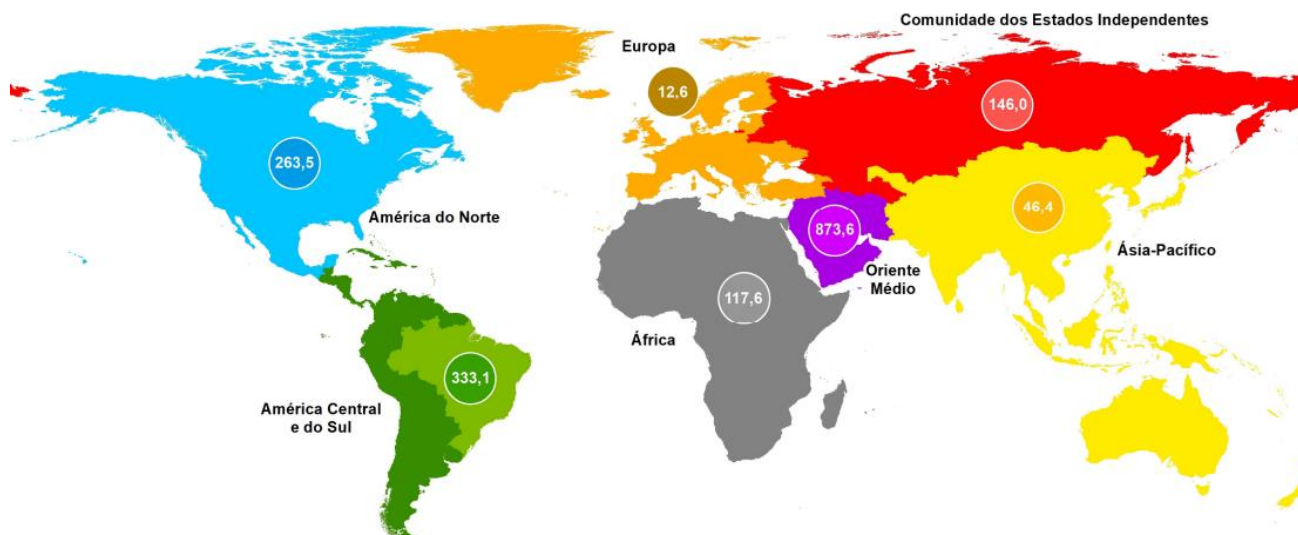
O Setor de Petróleo no Mundo

Segundo dados disponibilizados no Anuário Estatístico da ANP 2024, em 2023, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,8 trilhão de barris, crescimento de 0,4 em relação a 2022. As reservas dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) atingiram 1,2 trilhão de barris (69,5%

¹ 3R-2 (TLWP), antiga P-61; 3R-3 (FPSO), antiga P-63

do total mundial) e apresentou crescimento de 0,2% em 2023, em relação ao ano anterior. Por outro lado, as reservas dos países que não fazem parte da Opep tiveram um aumento de 0,9%, somando 547,6 bilhões de barris.

Reservas Provasdas de Petróleo 2023 **(bilhões de barris)**



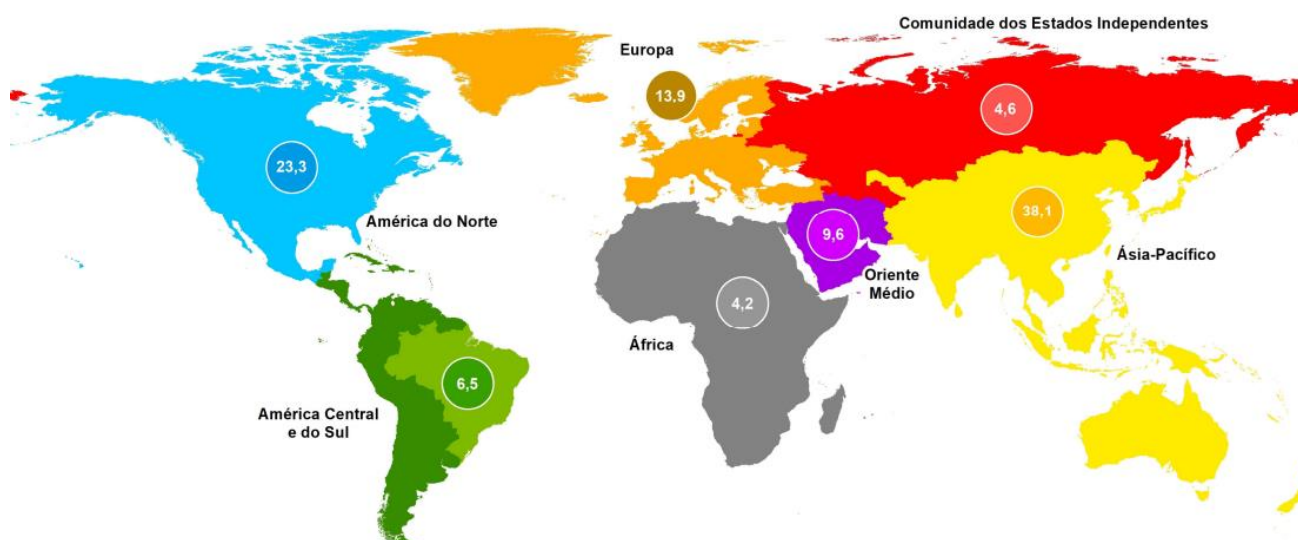
O volume de petróleo produzido no mundo em 2023 cresceu 2,2% em relação a 2022, passando de 94,3 milhões de barris/dia para 96,4 milhões de barris/dia. Os países produtores da Opep registraram queda de 0,6%, com um decréscimo de 199 mil barris/dia. Já a produção dos países que não fazem parte da Opep registrou crescimento de 3,8%, equivalente a um aumento de 2,3 milhões de barris/dia. Entre os países da Opep que registraram as maiores quedas na produção em 2023 estão Guiné Equatorial (-27%), Arabia Saudita (-6,6%) e Coveite (-4,2%). Por outro lado, o Irã teve crescimento de 18,2%, Gabão 17%, Venezuela 16,1% e Líbia 11,2%. Enquanto isso, entre os países que não fazem parte da Opep, a Guiana foi a responsável pelo maior crescimento da produção (40,1%). Outros países que registraram aumentos significativos foram Argentina (12,5%) e Brasil (11,8%).

Produção de Petróleo 2023 **(milhões de barris/dia)**



Em 2023, o consumo mundial de petróleo totalizou 100,2 milhões de barris/dia, após crescimento de 2,6% (2,5 milhões de barris/dia) em comparação com 2022. No ranking de países que mais consumiram petróleo em 2023, as três primeiras posições se mantiveram as mesmas do ano anterior. Assim, os Estados Unidos, ocupando a primeira posição, consumiram 19 milhões de barris/dia (18,9% do total mundial). Em seguida veio a China, com consumo médio de 16,6 milhões de barris/dia de petróleo (16,5% do total mundial). Na terceira colocação se manteve a Índia, com 5,4 milhões de barris/dia (5,4% do total mundial).

Consumo de Petróleo 2023 **(milhões de barris/dia)**



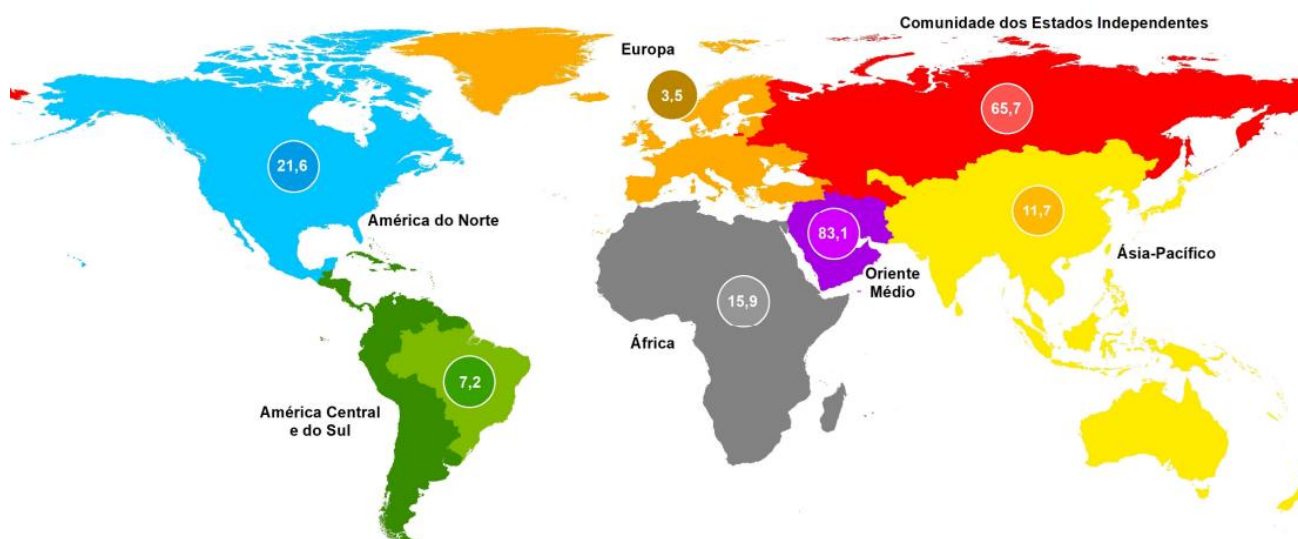
O Setor de Gás Natural no Mundo

Em 2023, as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 208,7 trilhões de m³, um crescimento de 0,1% em comparação com o ano anterior. As reservas dos países membros da Opep, que concentraram 35,8% do total, tiveram um aumento de 0,1%, totalizando 74,7 trilhões de m³. Já as reservas dos outros países somaram 133,9 trilhões de m³, após crescimento de 0,1% em relação a 2022.

No ranking de países com maiores reservas provadas de gás natural, as três primeiras posições foram ocupadas pelos mesmos países do ano anterior. A Rússia liderou novamente, com 47,2 trilhões de m³ (22,6% do total mundial). Em seguida, vieram Irã, com 34 trilhões de m³ (16,3% do total) e Catar, com 23,8 trilhões de m³ (11,4% do total mundial). Juntos, esses três países responderam por 50,3% das reservas globais de gás natural.

Reservas Provasdas de Gás Natural 2023

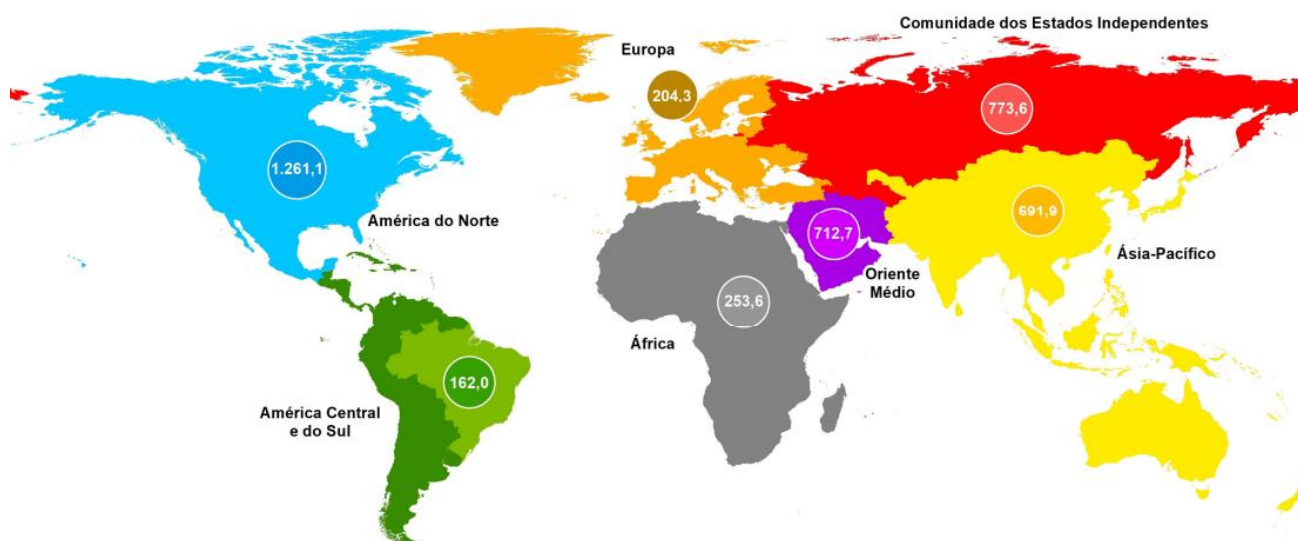
(trilhões de m³)



Em 2023, a produção mundial de gás natural alcançou 4,1 trilhões de m³, crescimento de 0,3% em relação a 2022. A Rússia registrou o maior decréscimo volumétrico na produção anual de gás natural, com queda de 32 bilhões de m³. Em seguida, o Egito registrou queda de 7,4 bilhões de m³. Por outro lado, os países que apresentaram as maiores altas em termos volumétricos foram Estados Unidos (alta de 41,9 bilhões de m³) e China (alta de 12,4 bilhões de m³).

Produção de Gás Natural 2023

(bilhões de m³)

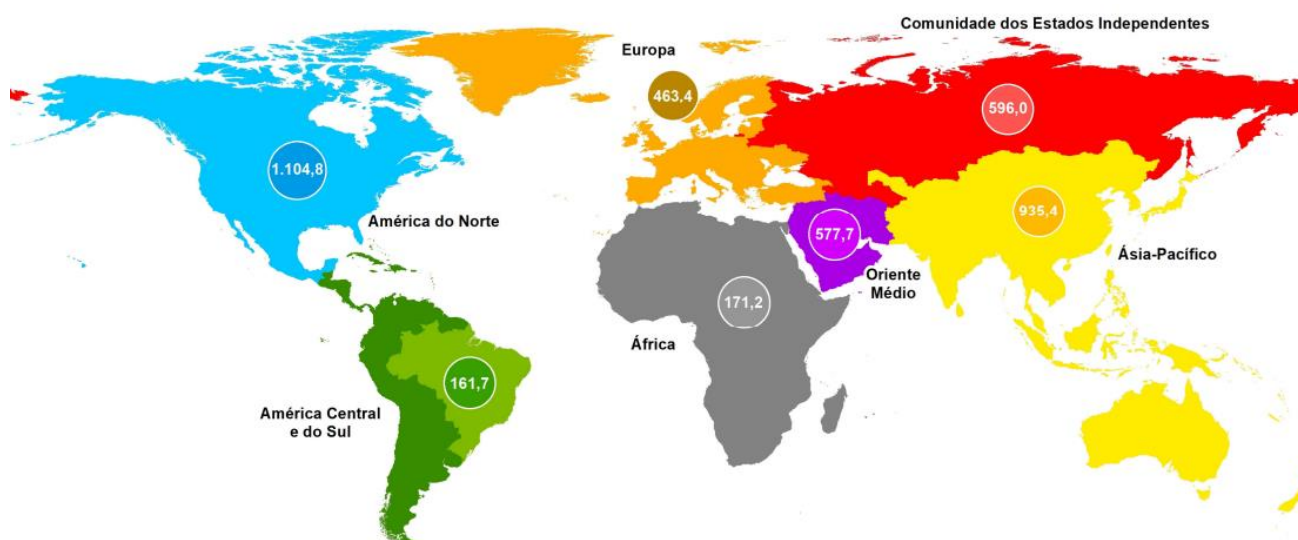


Em 2023, o consumo global de gás natural manteve-se praticamente estável, alcançando aproximadamente 4 trilhões de m³. China e Estados Unidos foram os países com maior incremento volumétrico no consumo em relação a 2022 – de, respectivamente, 27,2 bilhões de m³ (equivalente a 7,2%) e 6,9 bilhões de m³ (equivalente

a 0,8%). Em contrapartida, o Reino Unido e a Itália experimentaram as maiores quedas – de, respectivamente, 7,4 bilhões de m³ (equivalente a 10,4%) e 6,6 bilhões de m³ (equivalente a 10,1%).

No ranking de maiores consumidores de gás natural, os Estados Unidos permaneceram na primeira posição, com 886,5 bilhões de m³ (22,1% do total mundial), seguidos da Rússia, com 453,4 bilhões de m³ (11,3% do total mundial), e da China, com 404,8 bilhões de m³ (10,1% do total mundial).

Consumo de Gás Natural 2023 **(bilhões de m³)**



Evolução e Projeções dos Setores de Petróleo e Gás Natural

O atual cenário do sistema energético global é caracterizado por uma série de mudanças e desafios significativos, em decorrência das principais razões: (i) Transição Energética: com crescente demanda global por uma transição para fontes de energia mais limpa e renováveis, estimulando a diversificação da matriz energética e redução nas emissões de gases de efeito estufa; (ii) Mudanças Políticas e Regulatórias: a partir de novas medidas para promover a eficiência energética, incentivar o uso de energias renováveis, gerando impactos significativos na indústria de energia, estimulando investimentos, desenvolvimento de tecnologias e estratégias de negócios; (iii) Avanços Tecnológicos: por meio da digitalização e a automação, que otimiza a gestão e eficiência operacional; (iv) Geopolítica: com disputas territoriais, conflitos e mudanças nas relações internacionais, que impactam o fornecimento e preços das commodities do setor.

Na visão de longo prazo, as perspectivas de suprimento e demanda de energia oferecem diferentes avaliações na mensuração dos cenários. A recuperação da demanda e da economia global, restrições de oferta e tensões geopolíticas influenciaram nos preços do petróleo, a cotação spot média do petróleo do tipo Brent² foi de US\$ 82/bbl em 2023, sendo US\$ 97/bbl o pico registrado no ano, comparado a uma média de US\$ 101/bbl em 2022.

No mercado de gás natural, segundo os dados do MME, os preços internacionais continuam sendo influenciados por vários fatores, incluindo a demanda crescente por GNL na Europa, impulsionado por esforços de transição energética e redução de dependência de outras fontes mais poluentes. Além disso, o contínuo conflito militar entre Rússia e Ucrânia contribuiu para a volatilidade dos preços, dada a importância da Rússia como fornecedora de gás natural para a Europa.

² Fonte: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

Segundo estimativas da OPEC (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), espera-se que o crescimento do PIB global entre 2022 e 2045 aumente a uma taxa média anual de 3%. O crescimento global até 2045 deverá ser impulsionado por países não pertencentes à OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) com aumento a uma taxa média anual de 3,8% para o mesmo período, a partir da eficiência do trabalho e suportado por uma população crescente em idade ativa.

Ainda segundo a OPEC, há uma crescente conscientização entre os formuladores de políticas em muitos países de que é necessário acelerar as ações para enfrentar as mudanças climáticas, que recentemente resultaram em novas intenções políticas para atingir emissões líquidas zero até 2050. Vários países e regiões importantes – incluindo a União Europeia (UE), Estados Unidos (EUA), Japão, Reino Unido (Reino Unido), Canadá e Brasil – propuseram roteiros para atender a essas metas, com a China visando um crescimento neutro em carbono até 2060 e a Índia até 2070.

De acordo com a agência, a previsão da demanda de energia primária não-OCDE aumenta de 63% em 2022 para aproximadamente 71% em 2045, passando de 184 milhões de barris de óleo equivalente por dia (mboe/d) em 2022 para 253 mboe/d em 2045, um aumento de 69 mboe/d no período. As principais contribuições vêm da Índia, China e OPEC.

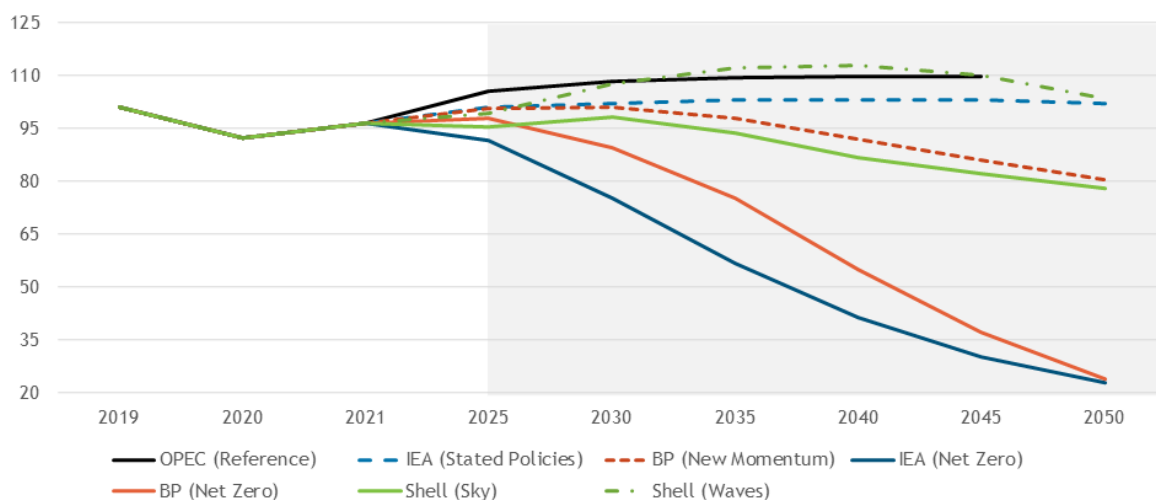
Este crescimento é atribuído principalmente ao aumento das populações e às economias em crescimento na Ásia, África e Oriente Médio. Para a região da OCDE, a demanda de energia deve se estabilizar no longo prazo. Isso ressalta uma maior dissociação do crescimento econômico devido a mudanças estruturais e um impulso político que continua a colocar cada vez mais ênfase na eficiência energética e na implantação de tecnologias de energia de baixo carbono.

As projeções da OPEC indicam que o petróleo tende a continuar a ser a maior fonte de energia até 2045. Ainda que no longo prazo a demanda por petróleo tenda a desacelerar, muito em função do fortalecimento de fontes renováveis, gás natural e energia nuclear, no curto e médio prazo a demanda por petróleo tende a crescer consistentemente. As fontes renováveis e o gás natural devem apresentar os maiores incrementos na matriz energética mundial até 2045.

O gráfico abaixo, elaborado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, demonstra as projeções divulgadas por diversas agências e organizações no que tange a demanda de petróleo no longo prazo. Ainda que o movimento de transição energética ganhe tração a cada ano, o petróleo permanecerá como principal fonte energética por muitas décadas. Cumpre destacar que a indústria do petróleo também vem se desenvolvendo na agenda de minimização dos impactos de sua produção, a aplicação de alta tecnologia e iniciativas de compensação estão cada vez mais evidentes nos projetos desenvolvidos pelas empresas do setor.

Projeções de longo prazo de demanda por petróleo

2019-2050, Milhão de barris por dia



Nota: os valores oficiais das projeções da IEA são para 2030 a 2050. Para 2025, a série foi interpolada para confecção do gráfico.

Atualização - Janeiro 2023

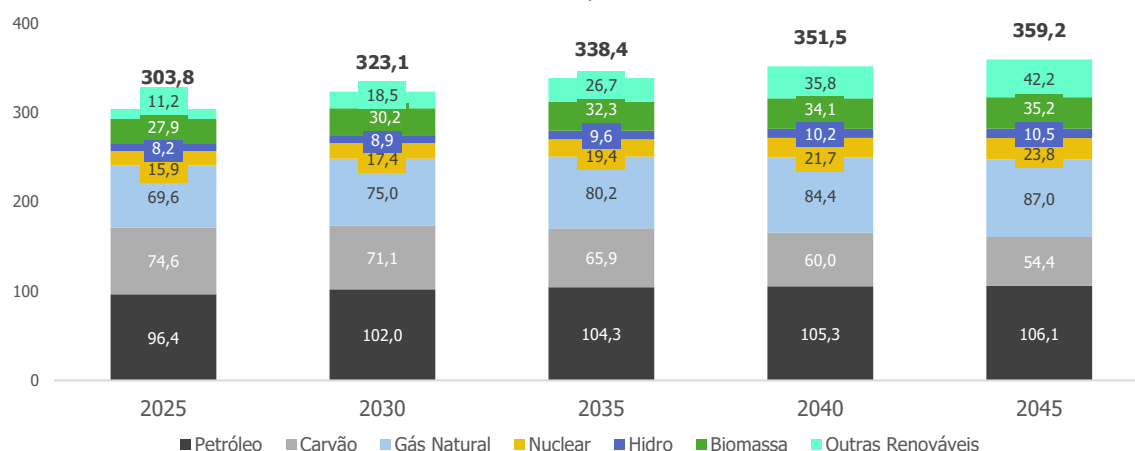
Fonte: Elaboração IBP com dados OPEC, IEA, BP, Shell

Segundo dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda global de gás natural deverá continuar crescendo nos próximos anos, principalmente levando em consideração que este insumo vem sendo avaliado como possível combustível para promover a transição energética. Dentre as possibilidades estudadas mundialmente, destacam-se gradativa substituição dos combustíveis mais poluentes, permitindo sua substituição ou complementação futura por fontes com menor emissão de gases de efeito estufa – GEE e/ou acoplamento a iniciativas de abatimento, como captura e armazenamento de carbono. Este aumento na demanda poderá influenciar o mercado de gás natural brasileiro principalmente por meio do GNL, cujo preço no mercado spot depende fortemente do balanço de oferta e demanda no mercado mundial.

Mesmo com a crescente competição de fontes de energia renováveis, o petróleo e gás natural devem se manter fontes altamente representativas na matriz energética mundial por décadas. Até 2045, estima-se que os hidrocarbonetos passem a representar 54% da demanda global de energia, segundo dados da OPEC.

Demanda de Energia Mundial

Mboe/d



Fonte: OPEC (2023 WOO)

O Setor Brasileiro de Petróleo e Gás Natural

De acordo com dados consolidados da ANP, a produção brasileira de petróleo atingiu 3,6 MMbbl/d em 2024, representando um crescimento de cerca de 6% em relação a 2023. O pré-sal continuou sendo a principal região produtora, com destaque para os campos de Tupi e Búzios, que responderam por aproximadamente 24,5% e 19,2% da produção nacional, respectivamente. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mantém a projeção de atingir cerca de 3,8 MMbbl/d em 2024, reforçando o potencial de crescimento sustentável do setor. A expectativa para o período até 2032 é de um aumento próximo a 50% na produção, alcançando uma capacidade de até 5,3 MMbbl/d.

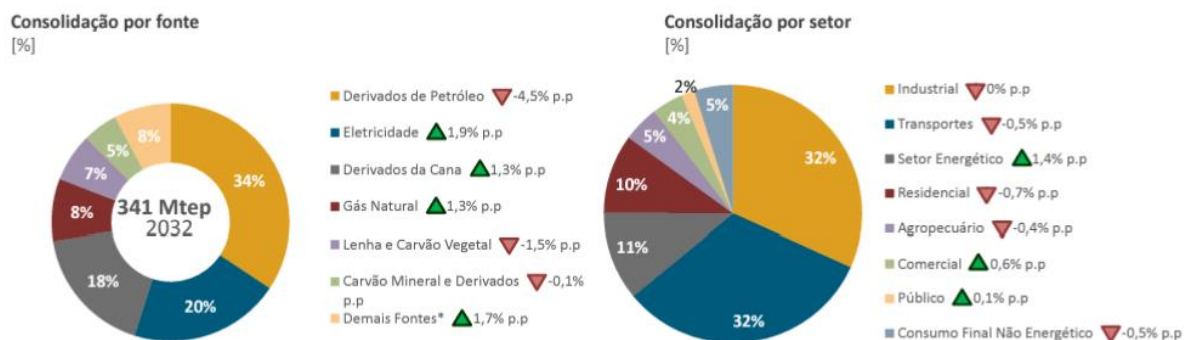
A produção nacional de gás natural alcançou 160 MMm³/d em 2024, um avanço de 6,7% sobre o ano anterior, consolidando um recorde no estado do Rio de Janeiro. O Amazonas se manteve na terceira posição entre os estados produtores, atrás apenas de São Paulo. A região amazônica segue em expansão devido a novos projetos termoeletrônicos em desenvolvimento e à inclusão de 14 blocos exploratórios na oferta permanente de contratos de concessão. Em comparação com 2023, a produção de gás natural cresceu 6,7%, enquanto a reinjeção aumentou 15%. A oferta nacional total teve um leve crescimento de 1%, enquanto a oferta importada apresentou redução de 25%.

O PDE 2032 estima que a produção nacional de gás natural atinja 335 MMm³/d em 2032, com cerca de 11% dessa produção proveniente de fontes onshore. Para a oferta total de gás natural ao mercado, a EPE projeta um aumento de 10% até 2026 e um crescimento mais robusto de 60% entre 2026 e 2032, impulsionado principalmente pela expansão da produção no pós-sal da Bacia de Sergipe-Alagoas e no pré-sal das bacias de Campos e Santos.

De modo geral, as projeções indicam uma expansão contínua na capacidade de processamento de gás natural ao longo da próxima década, por meio da ampliação das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) existentes e da instalação de novas unidades. A oferta nacional de gás natural integrada deverá crescer 78% até 2032, principalmente devido ao aumento da produção offshore no Sergipe e do incremento da produção onshore na Bacia Potiguar. Para as importações, projeta-se um aumento de 20% entre 2024 e 2032, com a previsão de entrada em operação de novos terminais de GNL.

Segundo a EPE, o aprimoramento regulatório tem estimulado o interesse de empresas nas rodadas de licenciamento e viabilizado investimentos em projetos antes considerados economicamente inviáveis. Os investimentos já anunciados para a indústria de petróleo e gás natural devem garantir um crescimento significativo da produção nos próximos anos.

A indústria de petróleo e gás natural desempenha papel fundamental na economia brasileira, muito além da contribuição direta ao Produto Interno Bruto (PIB). Os derivados de petróleo e o gás natural continuam sendo fontes importantes na matriz energética nacional, com os setores industrial e de transportes como os maiores consumidores. Apesar da leve redução anual na participação dos derivados de petróleo na matriz, sua representatividade permanece acima de 30%, enquanto o gás natural contribui com cerca de 11%.



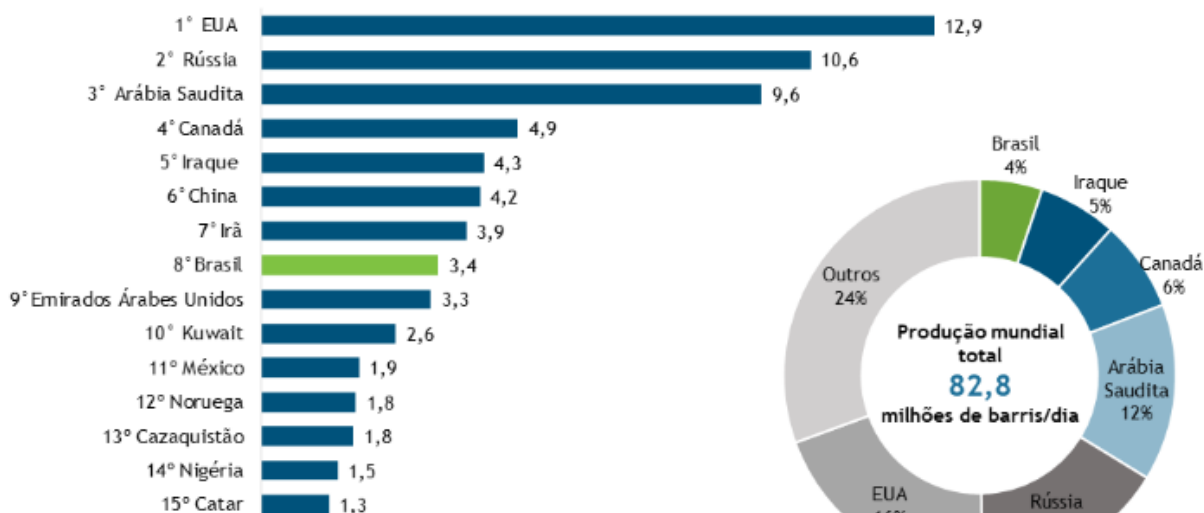
Nota: a legenda apresenta a variação da participação da fonte em pontos percentuais entre 2022 e 2032.

Fonte: EPE (PDE 2032)

Segundo dados do Balanço Energético Nacional 2024 (BEN), ano-base 2023, as fontes de petróleo e gás natural representaram 56,1% da produção de energia no Brasil e 44,7% da oferta interna de energia. Em 2023, o Brasil ocupava a 8ª posição no ranking dos maiores produtores de petróleo, respondendo por aproximadamente 4,1% da produção mundial.

Maiores produtores de petróleo em 2023

Milhões de barris por dia

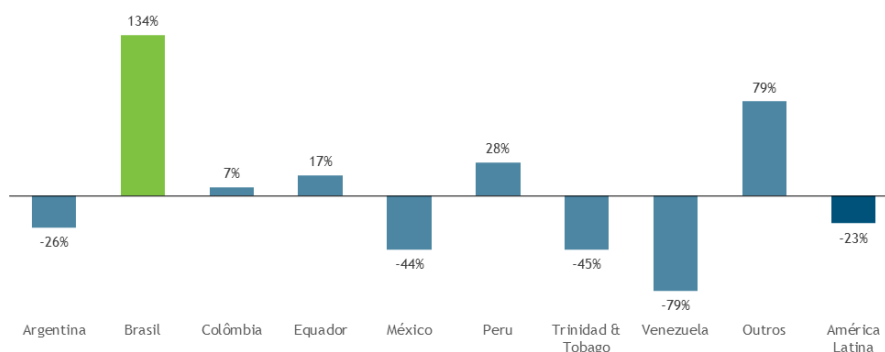


Nota: inclui condensados
Atualização - Julho 2024
Fonte: Elaboração IBP com dados Energy Institute

Segundo dados do IBP, no horizonte 2000-2021, o Brasil foi o país com maior incremento na produção de petróleo na América Latina, aumento de 134%, comparado com -26% na Argentina, +7% na Colômbia, +28% no Peru e -79% na Venezuela.

Crescimento da produção de petróleo na América Latina

2000-2021



Nota: Inclui condensado e LGN
Atualização - Junho 2022
Fonte: Elaboração IBP com dados BP

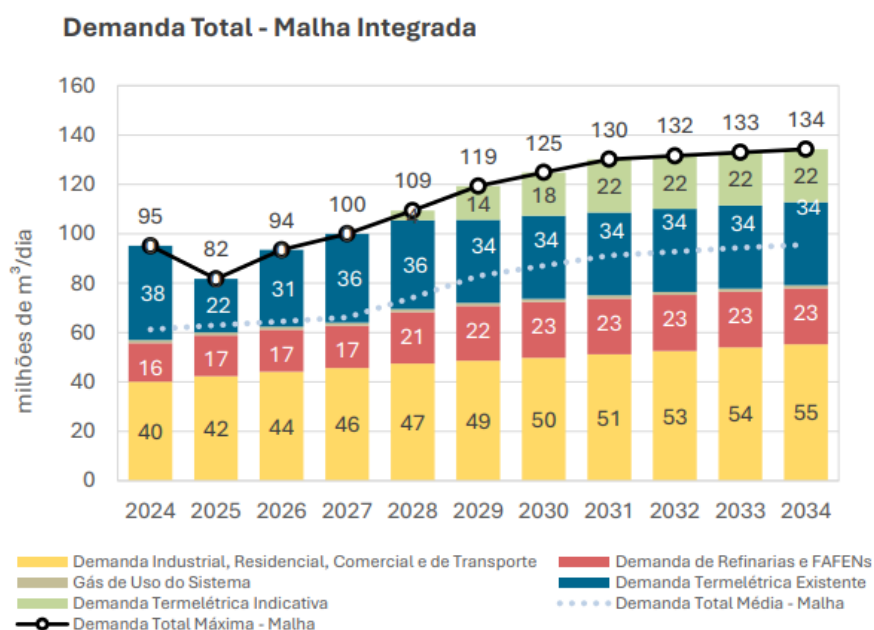
O Novo Mercado de Gás Natural no Brasil

O marco regulatório brasileiro do gás natural teve importantes mudanças após a promulgação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134 de 8 de abril de 2021 e seu Decreto nº 10.712 de 2 de junho de 2021), que estabeleceu diretrizes para o transporte, importação e exportação de gás natural. Adicionalmente, orientou as atividades de escoamento, tratamento, processamento, armazenamento subterrâneo, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Esse avanço regulatório impulsiona a integração entre o setor da energia elétrica e o setor industrial, como também, aumenta a competição no mercado de gás natural e atrai novos entrantes.

Esse avanço do novo marco regulatório pode fomentar mudanças positivas e significativas no panorama do setor, com a formação de hubs no Brasil, promovendo uma padronização de contratos negociados com base em um índice nacional, que seria construído ao longo do tempo com o aumento gradual do número de agentes no mercado.

A partir desse cenário, já é possível observar novas empresas começarem a operar e outras diversificarem suas atividades, o que auxilia no desenvolvimento de projetos de infraestrutura de gás natural, trazendo para o setor maior eficiência na distribuição, redução de custos, maximização do uso da malha de transporte, menores tarifas, valor da molécula seguindo a lógica da competição gás-gás, maior segurança nos preços com menor influência do Brent.

Segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a demanda na malha integrada para o PDE 2034 é 0,84% maior em média quando comparada com a demanda na malha integrada do PDE 2032., o que enfatiza a relevância e o aumento da fonte de energia, o gás, nas principais cadeias de consumo: residencial, comercial, industrial, transporte (Gás Natural Veicular), *downstream* (refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAENs) e termelétrica.



Adicionalmente, cumpre destacar que o gás natural já é uma relevante fonte de geração de energia e possui perspectiva de expansão na matriz energética nacional, segundo dados do MME. A oferta de gás natural no país é proveniente de três fontes principais, (i) produzido localmente, (ii) importado por gasodutos internacionais e (iii) importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

Além disso, destaca-se como principais aspectos do panorama atual do setor de gás natural: a entrada de novos agentes em diversos elos da cadeia, aumento na produção nacional, investimentos, empregos e arrecadações, e complementariedade com as fontes renováveis. O atual cenário é um momento de transição no setor de gás, aprimoramentos na integração com indústria e setor elétrico, além da evolução nos arcabouços estaduais e federal, influenciam fortemente o setor.

Nesse sentido, considerando a maior competitividade do gás natural e o desenvolvimento da indústria, o mercado de gás natural demanda desenvolvimento em escala nacional, incentivando a conexão dos diferentes sistemas modais (rodoviário, ferroviário, hidroviário (GNC ou GNL) e/ou dutoviário) e impulsionado principalmente pelo *downstream* e pelos novos projetos de usinas abastecidas a gás, de forma a compatibilizar a oferta e a demanda entre as diferentes regiões do país.

Monopólio da Petrobras no Mercado Brasileiro de Óleo e Gás

A história do setor de petróleo e gás no Brasil está intimamente relacionada à Petrobras, empresa criada em 1953 por meio da Lei No. 2.004, que estabeleceu seu monopólio na exploração e produção, no refino e no transporte de petróleo no Brasil. A busca pela independência técnica e pela capacidade de extrair e refinar petróleo se entrelaça com os principais eventos políticos e sociais no Brasil no terceiro quarto do século XX. O regime militar, que durou 21 anos, a partir de 1964, teve a característica distinta de fortalecer o setor petroquímico no Brasil com a adoção do denominado "modelo tripé", em que o governo incentivava a associação da Petrobras com empresas privadas brasileiras e companhias estrangeiras.

O monopólio da Petrobras foi oficialmente extinto em 1997 pela Lei do Petróleo, que revogou a Lei No. 2004. Essa nova lei permitia que outras empresas brasileiras atuassem em cada um dos estágios da cadeia de exploração e produção, desde o poço até o posto de gasolina, sob regimes de concessão ou autorização. A Lei do Petróleo criou também duas instituições fundamentais no ambiente de petróleo e gás no Brasil:

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.
- **Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):** subsidia o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e implementa a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Entre suas atribuições, a ANP tem a função de:
 - Regular: Estabelecer a regulação da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, promovendo a livre concorrência, a garantia do abastecimento nacional e a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos;
 - Contratar: Outorgar autorizações para as atividades das indústrias reguladas, promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários (exploração, desenvolvimento e produção);
 - Fiscalizar: Fazer cumprir as normas nas atividades da indústria regulada, fiscalizando diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

Processo de Desinvestimento da Petrobras

O mercado de exploração de petróleo e gás natural no Brasil foi tradicionalmente caracterizado pela presença de poucos competidores, sendo a produção, como um todo, fortemente concentrada na Petrobras. Todavia, desde que declarou comercialidade dos primeiros campos do pré-sal, a Petrobras passou a concentrar seus recursos, tanto financeiros como intelectuais e tecnológicos, para ampliar sua capacidade para desenvolver projetos de alta produtividade em tais ativos. Em paralelo, a Petrobras deu início a um processo de desinvestimento de ativos em águas rasas ou terrestres (*onshore*), além de alguns ativos em mar (*offshore*), além do desinvestimento no segmento de *downstream* (refino) e a redução de participação no segmento de gás natural, criando espaço para novos competidores entrarem nesses mercados.

Além do ambiente favorável a novas empresas, bem como o aumento competitividade, fomentado, especialmente, pelos desinvestimentos da Petrobras, a ANP também ocupa um lugar de destaque neste processo. Desde 2010, a agência vem aumentando a flexibilidade do arcabouço regulatório de E&P, criando um ambiente de negócios mais favorável para empresas do setor.

Condições de Competição nos Mercados

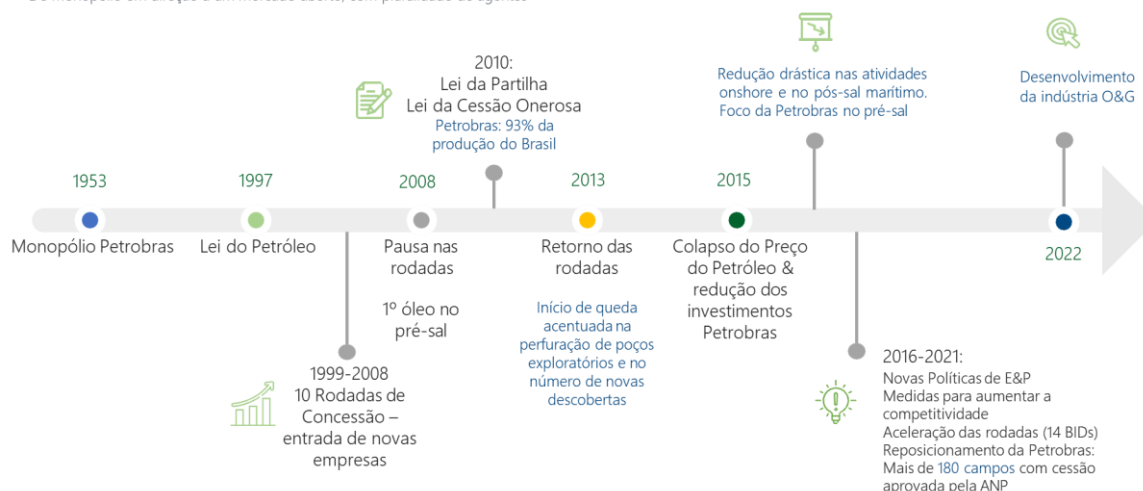
A indústria de óleo gás brasileira está em fase de transformação, principalmente a partir do reposicionamento da Petrobras e com a implementação do seu plano de desinvestimento em ativos *non-core*. Atualmente já é possível verificar uma pluralidade de agentes envolvidos no segmento de *upstream* (produção). Ainda que bastante concentrada nas atividades da Petrobras, o segmento conta com outros participantes largamente conhecidos na indústria mundial, como: Shell, Repsol, Petrogal, Equinor, Sinopec, Total Energies, Trident Energy, Karoon, Chevron, Prio, Enauta, PetroRecôncavo, Seacrest, Origem Energia, Carmo Energy, Perenco Brasil, além da Companhia.

No segmento *downstream*, a Petrobras concluiu a venda de parte do seu parque de refino, permitindo a abertura do setor de produção de combustíveis no país. Adicionalmente, esse movimento abriu espaço para o desenvolvimento de um mercado dinâmico e competitivo.

Por fim, o setor de gás também está em plena transformação com a saída da Petrobras do transporte e da distribuição de gás, além do acesso às infraestruturas essenciais, UPGNs e Gasodutos, por parte de novos players do segmento. A Nova Lei do Gás aprovada e a agenda regulatória em implementação pela ANP abrem espaço para o desenvolvimento do novo mercado de gás no Brasil, com oportunidades de negócios entre os diversos agentes da cadeia.

Histórico de E&P no Brasil

Do monopólio em direção a um mercado aberto, com pluralidade de agentes



Royalties

Os royalties são uma compensação financeira devida à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro: uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis.

Os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores:

1. Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 15%;
2. Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
3. Preço de Referência dos hidrocarbonetos no mês (nos termos do Decreto nº 2.705/1998).

Royalties = alíquota x valor da produção

Valor da produção = (V petróleo X P petróleo) + (V gn x P gn)

Onde:

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em reais

Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo

V petróleo = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³

P petróleo = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

P gn = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

A ANP realiza os cálculos dos valores a serem distribuídos aos Estados e Municípios beneficiários, de acordo com o estabelecido pelas Leis nº 9.478/1997 e nº 7.990/1989, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/1998 e nº 1/1991.

Em setembro de 2018, foi publicada a Resolução ANP nº 749/2018, cujo objetivo foi de regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros, sendo esta Resolução aplicável a todos os contratos de concessão.

Em setembro de 2021, foi publicada a Resolução ANP nº 853/2021, referente à redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno e média porte. A classificação do porte é feita de acordo com a produção média anual do concessionário, na qualidade de empresa independente ou grupo societário, nos termos da Resolução ANP nº 32/2014: (i) 1.000 boe/d como pequeno porte; e (ii) 10.000 boe/d como médio porte.

Benefícios fiscais ou subsídios

A Companhia atualmente usufrui dos seguintes regimes especiais:

- **3R Potiguar**
Para os Polos Ubarana, Canto do Amaro e Alto do Rodrigues: Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 178/2023 que habilitou a 3R Potiguar no regime aduaneiro especial do Repetro-Sped para conceder

(a) ao estabelecimento matriz (CNPJ nº 44.186.763/0001-44) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais; e

(b) aos estabelecimentos filiais (CNPJ nº 44.186.763/0003-06, nº 44.186.763/0004-97, nº 44.186.763/0005-78, nº 44.186.763/0006-59 e nº 44.186.763/0007-30), o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais e de importação de bens para permanência definitiva no país com suspensão de tributos federais incidentes na importação.

Para os Polos Macau, Fazenda Belém e Areia Branca: Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 40/2024 que habilitou a 3R RNCE (incorporada pela 3R Potiguar) no regime aduaneiro especial do Repetro-Sped para conceder

(a) ao estabelecimento matriz (CNPJ nº 52.127.214/0001-27) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais; e

(a) aos estabelecimentos filiais (CNPJ nº 52.127.214/0003-99 (RN), nº 52.127.214/0005-50 (RN), nº 52.127.214/0006-31 (RN), nº 52.127.214/0007-12 (RN), nº 52.127.214/0008-01 (CE), nº 52.127.214/0009-84 (RN) e nº 52.127.214/0010-18 (RN)) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais e de importação de bens para permanência definitiva no país com suspensão de tributos federais incidentes na importação.

Os documentos referentes aos Polos de Macau, Fazenda Belém e Areia Branca que ainda constam em nome da 3R RNCE estão em fase de transferência para a 3R Potiguar, devido a incorporação ocorrida em 01/05/2025.

- 3R Potiguar

Para os Polos Ubarana, Canto do Amaro e Alto do Rodrigues: Ato COTEPE/ICMS nº 04/2024 que credenciou os estabelecimentos filiais da 3R Potiguar (CNPJ nº 44.186.763/0003-06, nº 44.186.763/0004-97, nº 44.186.763/0005-78, nº 44.186.763/0006-59 e nº 44.186.763/0007-30) à redução da base de cálculo que resulte na tributação do ICMS sobre importação a alíquota de 3%, conforme Convênio ICMS 03/2018, e art. 309- W do RICMS-RN (Decreto 13.640/1997). Vigência a partir 16/10/2023 e o termo final será 06/08/2025, 30/07/2025, 25/03/2028, 31/12/2033, 30/07/2034, 31/12/2034, 31/12/2035, 31/12/2040 , a depender do bloco ou campo a serem destinados os bens, conforme determinado no Anexo do Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 04/2024;

Para os Polos Macau, Fazenda Belém e Areia Branca: Ato COTEPE/ICMS nº 104/2022 e Ato COTEPE nº 58/2024 que credenciou os estabelecimentos filiais da 3R RNCE (CNPJ nº 52.127.214/0003-99 (RN), nº 52.127.214/0005-50 (RN), nº 52.127.214/0006-31 (RN), nº 52.127.214/0007-12 (RN), nº 52.127.214/0009-84 (RN) e nº 52.127.214/0010-18 (RN)) à redução da base de cálculo que resulte na tributação do ICMS sobre importação a alíquota de 3%, conforme Convênio ICMS 03/2018, e art. 309-W do RICMS-RN (Decreto 13.640/1997). Vigência a partir 27/02/2024 e o termo final será 06/08/2025 ou 26/11/2036, a depender do bloco ou campo a serem destinados os bens, conforme determinado no Anexo do Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 40/2024;

Os documentos referentes aos Polos de Macau, Fazenda Belém e Areia Branca que ainda constam em nome da 3R RNCE estão em fase de transferência para a 3R Potiguar, devido a incorporação ocorrida em 01/05/2025.

3R BAHIA (Polos Candeias e Rio Ventura): Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 41/2024, que habilitou a 3R BAHIA no regime aduaneiro especial do Repetro-Sped para conceder

(a) ao estabelecimento matriz (CNPJ nº 23.018.639/0001-08) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais; e

(b) aos estabelecimentos filiais (CNPJ nº 23.018.639/0004-42 e nº 23.018.639/0005-23) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais e de importação de bens para permanência definitiva no país com suspensão de tributos federais incidentes na importação.

- 3R BAHIA (Polos Candeias e Rio Ventura): Ato COTEPE/ICMS 31/2024 e Ato COTEPE 48/2024 que credenciou o estabelecimento das filiais da 3R BAHIA CNPJ nº 23.018.639/0004-42 e nº 23.018.639/0005-23) à redução da base de cálculo que resulte na tributação do ICMS importação a alíquota de 3% conforme Convênio ICMS 03/2018, nos termos do Art. 9º do Decreto nº 18.289 de 27 de março de 2018 na importação definitiva pelo Estado da Bahia. Vigência a partir 27/02/2024 e o termo final será 05/08/2025, 06/08/2025, 16/03/2034, 21/02/2035, 24/12/2036, 13/05/2037 e 19/12/2039, a depender do bloco ou campo a serem destinados os bens.

- 3R Petroleum Offshore: Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 23/2023, que habilitou a 3R Petroleum Offshore no regime aduaneiro especial do Repetro-Sped para conceder
 - (a) ao estabelecimento matriz (CNPJ nº 02.857.854/0001-14) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais; e
 - (b) aos estabelecimentos filiais CNPJ nº 02.857.854/0008-90, nº 02.857.854/0009-71, nº 02.857.854/0010-05, nº 02.857.854/0011-96, nº 02.857.854/0012-77 e nº 02.857.854/0013-58 o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais e de importação de bens para permanência definitiva no país com suspensão de tributos federais incidentes na importação.
- 3R Petroleum Offshore: Ato COTEPE/ICMS 133/2022 que credenciou os estabelecimentos filiais da 3R Petroleum Offshore CNPJ nº 02.857.854/0008-90 e nº 02.857.854/0009-71 à redução da base de cálculo que resulte na tributação do ICMS importação a alíquota de 3% conforme Convênio ICMS 03/2018, nos termos da Lei nº 7.000, de 27 de dezembro de 2001 na importação definitiva pelo Estado do Espírito Santo. E Ato COTEPE nº 139/2023 para fruição do ICMS 3% na importação definitiva pelo Estado do Rio de Janeiro para os estabelecimentos filiais da 3R Petroleum Offshore CNPJ nº 02.857.854/0001-14, nº 02.857.854/0010-05, nº 02.857.854/0011-96, nº 02.857.854/0012-77 e nº 02.857.854/0013-58, nos termos da Lei nº 8.890/20. Vigência a partir 13/02/2023 e o termo final será 06/08/2025 (Peroá e Congoá), 20/12/2032 (Papa-Terra), a depender do bloco ou campo a serem destinados os bens;
- Enauta Energia: Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 14/2024, que habilitou a Enauta Energia no regime aduaneiro especial do Repetro-Sped para conceder
 - (a) ao estabelecimento matriz (CNPJ nº 11.253.257/0001-71) o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais; e
 - (b) aos estabelecimentos filiais CNPJ nº 11.253.257/0002-52, nº 11.253.257/0003-33, nº 11.253.257/0004-14, nº 11.253.257/0005-03, nº 11.253.257/0007-67, nº 11.253.257/0009-29 e nº 11.253.257/0008-48 o tratamento tributário de admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais e de importação de bens para permanência definitiva no país com suspensão de tributos federais incidentes na importação. Vigência a partir 22/01/2024 e o termo final será 27/12/2033 ou 31/12/2040, a depender do bloco ou campo a serem destinados os bens, conforme determinado no Anexo do Ato Declaratório Executivo DECEX/RJO nº 14/2024.
- 3R Potiguar

Para os Polos Ubarana, Canto do Amaro e Alto do Rodrigues: Laudo Constitutivo nº 0178/2023, que aprovou o enquadramento da 3R Potiguar (CNPJ nº 44.186.763/0002-25), para gozar do beneficiamento via incentivo fiscal da SUDENE nas atividades relacionadas ao petróleo e gás natural do Polo Potiguar.

Para os Polos Macau, Fazenda Belém e Areia Branca: Laudo Constitutivo Nº 0226/2024, Laudo Constitutivo nº 0315/2024, Laudo Constitutivo Nº 0211/2024, para gozar do beneficiamento via incentivo fiscal da SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste), que reduz em 75% a

carga tributária sobre o lucro da exploração^{17F3} da subsidiária nas atividades de produção de petróleo e gás natural, atualmente em fase de transferência para a 3R RNCE;

Os documentos referentes aos Polos de Macau, Fazenda Belém e Areia Branca que ainda constam em nome da 3R RNCE estão em fase de transferência para a 3R Potiguar, devido a incorporação ocorrida em 01/05/2025.

- 3R BAHIA (Polos Candeias e Rio Ventura): Laudo Constitutivo nº 0302/2024, Laudo Constitutivo nº 0086/2024, Laudo Constitutivo nº 0085/2024, para gozar do beneficiamento via incentivo fiscal da SUDENE nas atividades de produção de petróleo, atualmente em fase de transferência para a 3R BAHIA;
- 3R OFFSHORE: Laudo Constitutivo nº 0365/2022, que aprovou o enquadramento da 3R Petroleum Offshore (CNPJ nº 02.857.854/0009-71), para gozar do beneficiamento via incentivo fiscal da SUDENE nas atividades de produção de petróleo e gás natural do Polo Peroá;
- Enauta Energia: Laudo Constitutivo nº 0117/2016, que aprovou o enquadramento da Enauta Energia (CNPJ nº 11.253.257/0002-52), para gozar do beneficiamento via incentivo fiscal da SUDENE nas atividades relacionadas ao petróleo e gás natural do Polo Potiguar.

O benefício fiscal da SUDENE, redução de 75% do IRPJ sobre o Lucro da Exploração, prevê obrigações por parte da beneficiária, como: protocolo de pedido de reconhecimento do benefício fiscal pela Receita Federal; cumprimento da legislação trabalhista e de meio ambiente; apresentação anual à SUDENE de cópia da ECF (Escrituração Contábil Fiscal), Certidão Negativa de Débitos relativos aos Tributos Federais e à dívida ativa da União e Certidão Negativa de Débitos com o FGTS; não distribuir aos sócios ou acionistas o valor do imposto que deixar de ser pago em virtude da isenção; manter placa informativa do benefício no local do empreendimento incentivado; participar de pesquisa anual quando demandado pela SUDENE; comunicar a SUDENE em caso de aumento de capital.

- 3R BAHIA: Crédito Presumido de 3,26% ao mês conforme estabelecido pelo decreto 22.671/24, que alterou o art. 270, XXI do RICMS/BA que foi aplicado para todo o exercício de 2024 e está em fase de análise interna para renovação junto à SEFAZ-BA para o ano de 2025.

A Companhia destaca que eventual descumprimento dos requisitos exigidos para a fruição dos benefícios fiscais, ou reforma das legislações podem impactar na fruição dos incentivos e, conseqüentemente, na atividade da Companhia.

(d) Sazonalidade

A indústria de petróleo e gás está sujeita a efeitos de sazonalidade, principalmente, pelas condições climáticas e fenômenos naturais em determinadas regiões no mundo, gerando impacto sobre os níveis de produção e consumo em determinados períodos, e, potencialmente, sobre o preço do petróleo e do gás natural.

A geração hídrica possui relevante participação na matriz energética brasileira, estando essa sujeita a impactos do nível de precipitação anual e do nível das barragens de hidrelétricas. O acionamento de fontes alternativas de energia, por exemplo termelétricas abastecidas a gás e/ou óleo combustível, pode adicionar demanda ao mercado de óleo e gás natural e, por consequência, afetar o preço praticado no mercado nesses períodos.

Adicionalmente, em períodos de inverno em determinados países, principalmente do hemisfério norte, as condições de produção podem ser afetadas por condições climáticas, por exemplo: geadas, interrupção de acesso à determinadas regiões, entre outros. No lado da demanda, o gás natural pode vir a ser mais demandado para fins de calefação. Esses cenários, por consequência, podem afetar o preço praticado no mercado em determinados períodos.

³ O lucro da exploração é definido pelo art. 19 do Decreto-Lei nº 1.598/1977, calculado a partir do lucro líquido contábil do período contábil, ajustado por exclusões específicas (i.e., receita financeira que exceder as despesas financeiras, os rendimentos e prejuízos das participações societárias, receita e despesas não operacionais, subvenções para investimento, ganhos ou perdas decorrentes de avaliação de ativo ou passivo com base no valor justo, dentre outras).

(e) Principais insumos e matérias primas:

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 possui diversos contratos junto a fornecedores e prestadores de serviços, relacionados às suas atividades operacionais e corporativas. Todos os contratos estão sujeitos às regulações brasileiras, com destaque para as normas estabelecidas pela ANP, e seguem modelo competitivo de contratação, salvo específicas exceções.

Adicionalmente, no que tange a investimentos, a Companhia está sujeita ao cumprimento dos parâmetros mínimos de conteúdo local estabelecido pela ANP, bem como aos programas mínimos de investimento em atividades exploratórias assumidos junto ao órgão.

Dentre diversas contratações realizadas pela Companhia, destaque para aquelas relacionadas as atividades operacionais e corporativas: (i) mão de obra especializada, (ii) banco de dados técnicos, (iii) materiais, equipamentos e serviços relacionados a intervenção em poços, incluindo bombas, revestimentos e perfuração, (iv) serviços logísticos de produção e apoio, (v) fornecimento de energia elétrica, (vi) aluguel de equipamentos, (vii) serviços de engenharia, (viii) serviços de operação e manutenção, incluindo suporte, e (ix) serviços corporativos e administrativos, (x) sondas terrestres e sondas marítimas.

ii) Eventual dependência de poucos fornecedores

A indústria de óleo e gás possui uma cadeia de fornecedores bastante ampla e madura, suprida não só localmente, como também através de fornecedores e prestadores de serviços de diversas regiões do mundo. A Companhia possui um robusto portfólio de ativos, podendo acessar a cadeia de suprimentos mundial.

Diante do longo monopólio da Petrobras no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural no país, alguns equipamentos e serviços específicos podem ter menor oferta no Brasil, havendo a necessidade de se buscar fornecedores capacitados em outras regiões geográficas.

iii) Eventual volatilidade em seus preços

De forma geral, os custos e despesas relacionados às atividades de exploração e produção de óleo e gás natural tendem a correlacionar-se positivamente com o preço do barril de petróleo no mercado internacional, com a inflação do país e com a taxa de câmbio do dólar americano. Cabe destacar que oscilações de curto prazo em alguma das variáveis, tendem a não impactar imediatamente a estrutura de custos e despesas da Companhia. O repasse dessas variações tende a apresentar efeito no médio prazo, usualmente em datas específicas de reajuste e/ou renegociação de contratos.

Por fim, a Companhia destaca que as atividades *onshore* e *offshore* possuem estruturas de custos e despesas com algum nível de diferenciação. Enquanto as atividades *onshore* possuem uma maior correlação à moeda e inflação locais, as atividades *offshore* possuem uma maior correlação ao dólar americano e ao preço do barril de petróleo no mercado internacional.

(a) Montante total de receitas provenientes do cliente

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, no que se refere a receita líquida total: (i) 45% foi baseada em contratos com a Raizen Trading S.A., (ii) 12% oriunda da Petrobras, e (iii) 43% pulverizados em outros clientes da Companhia abaixo de 10% individualmente.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, no que se refere a receita líquida total: (i) 36% foi baseada em contratos com a Petrobras, (ii) 16% oriunda da Raízen S.A., e (iii) 48% pulverizados em outros clientes da Companhia abaixo de 10% individualmente.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, as receitas da Companhia foram majoritariamente oriundas da venda de petróleo e gás natural para a Petrobras, sendo essa responsável por aproximadamente 95% da receita líquida consolidada aferida pela Companhia. A parcela complementar, aproximadamente 5%, está pulverizada em outros clientes da Companhia.

(b) Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a contribuição dos clientes acima identificados segue a seguinte alocação nos segmentos de atuação: (i) Petrobras, 100% *upstream* e (ii) Raízen S.A. e Raizen Trading S.A., 100% *mid & downstream*.

Nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2022, o segmento de *upstream*, venda de petróleo e gás natural, era o único responsável pelas receitas provenientes do cliente acima identificado, Petrobras.

(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

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 10 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 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 à mesma, 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 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 regular 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 empresa 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 2020, a ANP conduziu 16 rodadas de licitações de blocos exploratórios sob o regime de concessão e seis sob o regime de partilha de produção.

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 publicadas, permitindo aos futuros concessionários considerarem 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 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 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 até a 13ª Rodada de Licitações do Regime de Concessões, a fase de exploração dos contratos de concessão convencionais para exploração e produção de hidrocarbonetos passou a contar com dois períodos exploratórios, sendo o prazo de duração de cada período previsto no contrato de concessão. A partir da 14ª Rodada de Licitações a fase de exploração passou a ter um único período exploratório, sendo que o Programa Exploratório Mínimo ("PEM") continuou a ser composto pelas Unidades Trabalho (UTs) ofertadas na licitação.

Cada período exploratório possui um PEM, no qual a concessionária se compromete 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 reproprocessamento 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 estão em anexo dos contratos de concessão. Ademais, os concessionários devem apresentar garantia financeira assegurando o cumprimento do PEM. Esta apresentação é condição precedente para a assinatura do contrato 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 devolução da área em questão, sem adentrar, portanto, na fase de produção.

Nos termos do artigo 43 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deve conter: (i) definição do bloco objeto da concessão; (ii) prazos de duração e principais termos para as atividades de exploração e produção; (iii) regras e condições para a devolução e desocupação parcial das áreas concedidas; (iv) indicação das garantias a serem oferecidas pela concessionária para assegurar o cumprimento do contrato de concessão, incluindo os investimentos exigidos em cada fase; (v) penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pela concessionária dos termos contratuais; (vi) procedimentos relativos à transferência do contrato; e (vii) especificação de regras e condições para a devolução e desocupação completa das áreas concedidas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e a reversão de ativos, (viii) os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; (ix) a

obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas; (x) os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; (xi) as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; (xii) os casos de rescisão e extinção do contrato; e (xiii) 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 os custos 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 Petroleum Negotiators – AIPN*. 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.

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, 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 percentual de participação no bloco de exploração/ campo acordado na cessão. Os contratos de *farm-out* dependem de aprovação da ANP, e tal aprovação tem sido concedida quando o cessionário atende aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos 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 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. O programa de desinvestimento e venda de ativos da Petrobras é realizado, em regra, por meio de tais instrumentos contratuais – *farm in/farm out*.

Rodadas de Licitação

Dentre as rodadas mais recentes e já concluídas no regime de concessão, destacam-se:

Ano	Rodada de Licitações	Blocos Ofertados	Localização	Área Ofertada
2021	17ª	92	(i) Bacias Sedimentares marítimas: Santos, Pelotas, Potiguar e Campos	53,9 mil km²
2019	16ª	36	(i) Bacias Sedimentares marítimas: Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos	29,3 mil km²
2018	15ª	70	(i) Bacias sedimentares marítimas de Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos; (ii) Bacias terrestres: Parnaíba e do Paraná	94,6 mil km²

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. Para a realização da sessão de apresentação de ofertas, a ANP deverá ter recebido ao menos uma declaração com o aporte da garantia de oferta para cada área de interesse, quando então a ANP disporá de até 90 dias para a realização da sessão.

Em dezembro de 2023, foi realizada a sessão pública do 4º Ciclo da Oferta Permanente (OPC) e do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP), onde foram arrematados 192 blocos exploratórios em múltiplas bacias, totalizando uma área de 47,1 mil km², 1 área com acumulações marginais arrematadas localizada na bacia do Amazonas totalizando uma área de 57,29 km², e de 1 bloco exploratório sob o regime de partilha. A assinatura dos contratos deve ocorrer ainda no 1º semestre de 2024.

Pré-Sal e Áreas Estratégicas

As descobertas de óleo 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 e (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 811/17, convertida na Lei nº 13.679/2018, 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 ou custo em óleo). Além do óleo-custo, recebe também os volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e o óleo-lucro ou excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. A estrutura proposta pelo governo brasileiro também aproveitou estes conceitos tradicionais de óleo de custo (com limites a serem definidos nos respectivos contratos) e de óleo de lucro. 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.

Cumpramos 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, cumpro 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 17ª e 18ª Rodadas de Licitação de Blocos, além da Oferta Permanente anteriormente mencionada.

Aspectos Concorrenciais

Algumas operações de aquisição de ativos e formação de parcerias, como as previstas nos contratos de *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").

Regulamentação Ambiental

Devido a exigências específicas presentes na legislação de algumas localidades em que a Companhia atua, parte das atividades contam com licenças ambientais emitidas pelas autoridades ambientais federais, estaduais ou, eventualmente, autoridades municipais, sendo certo que a Companhia dedica os melhores esforços para cumprir e se adequar aos termos e condicionantes respectivamente previstos nestas licenças.

Licenciamento Ambiental

A Política Nacional do Meio Ambiente prevê como um de seus instrumentos o prévio licenciamento pelo órgão ambiental competente de atividades potencialmente poluidoras. Via de regra, o processo de licenciamento ambiental engloba três diferentes etapas subsequentes, com a obtenção de Licença Prévia (LP), a Licença de Instalação (LI) e, por fim, a Licença de Operação (LO). No entanto, referido processo de licenciamento pode ocorrer de forma simplificada em que o licenciamento da atividade poderá ser dado por concluído em apenas uma única etapa e mediante a emissão de Licença Ambiental Simplificada ou Licença Ambiental Única – a depender da legislação e regulações próprias dos respectivos órgãos licenciadores envolvidos e, em maior ou menor grau, das características de cada empreendimento (região, tamanho, porte, características construtivas, potencial poluidor, grau de impacto, etc).

Para todos os casos, referidas licenças ambientais possuem validade limitada, de modo que deverão ser periódica e tempestivamente renovadas. A Lei Complementar nº 140/2011 determina, ainda, que a renovação de qualquer licença ambiental deve ser solicitada com antecedência mínima de 120 dias da expiração de seu prazo de validade, para que esse fique automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental. Determinadas licenças ambientais podem vir a estabelecer condicionantes técnicas para o

desenvolvimento de atividades, que, eventualmente, impactam e condicionam a operação de atividades por parte da Companhia, sob pena de perda de sua validade.

A ausência de licenças ou autorizações dos órgãos ambientais competentes, para a concepção, construção, alteração, ampliação e operação de atividades e/ou empreendimentos potencialmente poluidores, ou a operação em desacordo com as licenças ambientais emitidas, sujeitam o infrator a sanções criminais e administrativas, além da obrigação de recuperar eventuais danos causados ao meio ambiente. No âmbito administrativo, além de outras penalidades, as multas variam entre R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), de acordo com o Decreto Federal n.º 6.514/2008, que regulamenta Lei Federal n.º 9.605/1998. De qualquer forma, os Estados e Municípios podem dispor sobre a proteção do meio ambiente, prevendo multas com valores diversos, mas sempre respeitando o limite federal.

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, exceto os rejeitos radioativos, que são regulados por legislação própria e específica. O gerador de resíduos sólidos é, portanto, responsável pela sua segregação, armazenamento, transporte e destinação final ambientalmente adequada, podendo ser obrigado a reparar quaisquer danos ambientais decorrentes da gestão inadequada de tais resíduos.

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. Assim, muito embora a responsabilidade pela reparação de danos ao meio ambiente (esfera civil) seja solidária, objetiva e extracontratual, a responsabilidade administrativa pelo gerenciamento dos resíduos sólidos possui essa característica *sui generis* de subdivisão de ônus entre os envolvidos na cadeia.

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 contratante por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

A disposição inadequada de resíduos sólidos pode sujeitar o infrator à responsabilidade administrativa, criminal e/ou civil.

Na esfera administrativa, de acordo com o Decreto Federal n.º 6.514/2008, causar poluição de qualquer natureza em níveis tais que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, ou que provoque a mortandade de animais ou a destruição significativa da biodiversidade, sujeita a penalidades, incluindo multa de até R\$ 50.000.000,00. Na esfera criminal, conforme a Lei Federal n.º 9.605/1998 ("Lei de Crimes Ambientais"), aquele que causar poluição de qualquer natureza em níveis tais que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, ou que provoquem a mortandade de animais ou a destruição significativa da flora, estará sujeito à pena de reclusão, de 1 a 4 anos, e multa. Se o crime for culposo, a pena será de detenção, de 6 meses a 1 ano, e multa. Tais sanções podem ser aplicadas independentemente da eventual necessidade de reparação de danos ambientais.

Áreas Contaminadas

São consideradas áreas contaminadas aquelas em que comprovadamente houve poluição ocasionada pela disposição, acúmulo, armazenamento ou infiltração de substâncias ou resíduos, implicando impactos negativos sobre os bens a proteger.

De acordo com a legislação ambiental brasileira, o proprietário e/ou possuidor de bem imóvel que se encontre em área com contaminação ambiental poderá, independentemente de ter sido ou não o efetivo causador, ser responsabilizado e compelido a realizar a remediação e recuperação dos danos associados tanto por órgãos ambientais, quanto pelo Ministério Público.

Vale destacar que a responsabilidade civil ambiental relacionada à remediação da contaminação do solo e das águas subterrâneas é objetiva e solidária, além de ser considerada como uma obrigação *propter rem* (ônus que acompanha o imóvel).

Causar poluição de qualquer natureza em níveis tais que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, ou que provoquem a mortandade de animais ou a destruição significativa da biodiversidade caracteriza infração administrativa passível de multa de R\$ 5.000,00 a R\$ 50.000.000,00 na esfera administrativa, além de crime ambiental e da obrigação de reparar o meio ambiente.

Responsabilidade Ambiental

A responsabilidade ambiental pode ocorrer em três esferas diversas e independentes: (i) civil; (ii) administrativa; e (iii) criminal. São esferas de responsabilidade diversas e independentes porque uma única ação pode gerar responsabilidade ambiental nos três níveis, com a aplicação de sanções administrativas e criminais, bem como a obrigação de reparar o dano causado. Por outro lado, a ausência de responsabilidade em uma de tais esferas, não isenta, necessariamente, o agente da responsabilidade nas demais.

A responsabilidade civil ambiental é objetiva, ou seja, independe da existência de culpa, bastando a comprovação do dano e do nexo de causalidade entre esse e a atividade de uma companhia para que seja configurada a obrigação de reparação ambiental.

Independentemente da existência de culpa, o poluidor possui a obrigação de indenizar e/ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados por suas atividades. Dessa maneira, a responsabilidade civil ambiental é atribuída a quem for responsável, direta ou indiretamente, pela atividade causadora de degradação ambiental. Além disso, caso a atividade seja realizada por mais de um agente e não seja possível identificar a contribuição de cada agente para o dano ambiental constatado, os órgãos públicos e o Judiciário têm aplicado a teoria da responsabilidade solidária, em que qualquer agente poderá responder pelo dano ambiental total, cabendo-lhe ação de regresso contra os demais causadores.

Por ser a responsabilidade civil ambiental objetiva e solidária, a contratação de terceiros para prestar qualquer serviço em nossas unidades, como, por exemplo, a supressão de vegetação, o transporte e destinação final de resíduos, não nos isenta de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados caso os terceiros contratados não desempenhem suas atividades em conformidade com as normas ambientais.

A legislação ambiental prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica daquelas entidades causadoras da infração ambiental, sempre que essa for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Este instrumento pode ser utilizado, em tese, dentro da esfera civil, bastando que a personalidade jurídica seja um entrave à reparação.

Na esfera penal, a Lei de Crimes Ambientais sujeita aos seus efeitos qualquer pessoa, física ou jurídica, que concorrer para a prática das condutas tipificadas consideradas lesivas ao meio ambiente, sendo necessária a comprovação de dolo (livre intenção em produzir o resultado) ou culpa (falta de cuidado objetivo necessário, caracterizada pela negligência, imprudência ou imperícia).

Assim, para que seja configurada a responsabilidade criminal, faz-se necessária a comprovação de uma ação ou omissão, sendo a conduta praticada enquadrada em um dos tipos penais previstos legalmente.

Para pessoas naturais, são aplicáveis penas privativas de liberdade (reclusão e detenção), restritivas de direito (prestação de serviços à comunidade, interdição temporária de direitos, suspensão parcial ou total de atividades, prestação pecuniária ou recolhimento domiciliar) e multas. As penas restritivas de direito são autônomas e poderão substituir as privativas de liberdade em determinados casos.

Para as pessoas jurídicas, podem ser aplicadas de forma isolada, cumulativa ou alternativa as seguintes penas: restritivas de direito (suspensão parcial ou total de atividades, interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade ou proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações), prestação de serviços à comunidade e multa.

Tanto para as pessoas naturais quanto para as jurídicas, o valor da multa pode variar de um terço do salário-mínimo vigente ao tempo dos fatos a 1.800 vezes o seu valor, de acordo com a culpabilidade do agente.

No que se refere à responsabilidade administrativa, a Lei de Crimes Ambientais, regulamentada pelo Decreto Federal nº 6.514/2008, dispõe, em seu artigo 70, que toda ação ou omissão que viole as regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa ambiental. A responsabilidade administrativa decorre de uma ação ou omissão do agente que importe na violação de qualquer norma de preservação, proteção ou regulamentação do meio ambiente e, tal como a responsabilidade penal, depende da verificação de culpa ou dolo para sua caracterização, nos termos da jurisprudência do Superior Tribunal de Justiça. No entanto, alguns órgãos ambientais ainda vêm aplicando a tese da responsabilidade objetiva na esfera administrativa para infrações ambientais.

As sanções a serem impostas contra eventual infração administrativa podem incluir advertência, multas de até R\$ 50.000.000,00 que podem ser duplicadas ou triplicadas em caso de reincidência, inutilização do produto, suspensão de venda e fabricação do produto, embargo de obra ou atividade, demolição de obra, suspensão de benefícios fiscais e cancelamento ou interrupção de participação em linhas de crédito concedidas por bancos estatais, além de proibição de ser contratado por entes públicos.

O Ministério Público e órgãos ambientais poderão instaurar procedimentos administrativos para apuração de eventuais danos ambientais que possam ser atribuídos às nossas atividades. Nesses casos, poderão ser celebrados Termos de Ajustamento de Condutas (TAC) e/ou Termos de Compromissos (TC) genéricos com as respectivas autoridades, com assunção de obrigações específicas por tempo determinado. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, se verificado o descumprimento – total ou parcial – dos termos convencionados no TAC e/ou TC, a Companhia pode ficar sujeita à riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução do título e, ainda, judicialização de desacordos perante o Poder Judiciário.

Adicionalmente às licenças, cumpre indicar que algumas autorizações e regulamentações emitidas por órgãos ambientais podem ser necessárias, como aquelas relativas à supressão de vegetação, utilização de recursos hídricos, tratamento de efluentes, gerenciamento de resíduos etc.

Proteção de Dados e vigência da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais

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 identificados ou identificáveis) 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 1990 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 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 Pessoais (Lei nº 13.709/18 - "LGPD"), as práticas relacionadas ao uso de Dados Pessoais eram reguladas por algumas normas esparsas e setoriais. A LGPD entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020.

Conforme anteriormente mencionado, a LGPD trouxe um sistema de regras novo com relação ao tratamento de dados pessoais, mais completo e de aplicação transversal, afetando todos os setores da economia e incluindo as empresas que tratam um maior volume de dados pessoais. Referida lei tem como objetivo criar um ambiente de maior controle dos indivíduos sobre os seus dados e de maiores responsabilidades para as organizações que tratam tais informações, trazendo novas obrigações a serem observadas.

A LGPD abrange todas as atividades de tratamento de dados pessoais, tanto no meio físico quando no meio digital, 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 a ou tratar dados de indivíduos localizados no território nacional; ou (iii) os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados.

A título exemplificativo, a LGPD prevê, dentre outras providências, o dever de transparência por parte do controlador dos dados, os direitos dos titulares de dados pessoais, hipóteses em que o tratamento de dados pessoais é permitido (bases legais), obrigação de designar um encarregado pelo tratamento de dados, regras relacionadas a incidentes de segurança da informação envolvendo dados pessoais, requisitos e obrigações relacionadas à transferência internacional de dados.

Por sua vez, 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 processadores; (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.

Além da ANPD, outros órgãos do Poder Público, como o Ministério Público e órgãos de proteção ao consumidor, já possuem histórico de atuação no tema, antes mesmo da vigência da LGPD, especialmente em casos de incidentes de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais, exercendo a função de fiscalização baseada na LGPD, sendo competentes para aplicar, todavia, apenas as penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor ou no Marco Civil da Internet.

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

A Companhia adota o documento Manual do Sistema de Gestão Integrado 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 integrado conta com o comprometimento das partes envolvidas, sendo que todas as atividades são realizadas da forma mais segura possível e condizente com as 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, atendam 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 possui um programa de auditoria, incluindo a frequência, métodos, responsabilidades, requisitos para planejar e relatar questões

ambientais.

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

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 e concessão de patentes, sendo assegurado ao titular o uso exclusivo da marca registrada, nos 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.

Durante o processo de registro, o depositante possui apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços. Essa expectativa pode vir a não se concretizar em direito nas hipóteses de: (i) falta de pagamento das taxas retribuições cabíveis dentro dos prazos legais; (ii) indeferimento pelo órgão responsável pelo registro; e (iii) não contestação ou não cumprimento de exigência formulada pelo órgão responsável pelo registro.

Ainda, relevante destacar, que o registro de determinada marca se extingue pela (i) expiração do prazo de vigência, quando da não renovação no prazo adequado; (ii) renúncia (abandono voluntário do titular); (iii) caducidade (falta de uso da marca); (iv) declaração de nulidade administrativa ou judicial; ou (v) inobservância do disposto no artigo 217 da Lei de Propriedade Industrial (referente à necessidade de a pessoa domiciliada no exterior manter procurador no Brasil), sendo, portanto, um requisito de manutenção do registro de marca a continuidade de seu uso, nos termos da solicitação de registro depositada junto ao INPI.

Nomes de Domínio:

Um nome de domínio é uma identificação de autonomia, autoridade ou controle dentro da internet. Os nomes de domínio seguem as regras e procedimentos do Domain Name System ("DNS"), de modo que qualquer nome registrado no DNS é um nome de domínio.

No Brasil, o responsável pelo registro de nomes de domínio, bem como pela administração e publicação do DNS para o domínio ".br", a distribuição de endereços de sites e serviços de manutenção é o Registro.br.

A Companhia e suas controladas são titulares de marcas perante o INPI e na data deste Formulário de Referência possuem pedidos de registro depositados para a marca nominativa "3R PETROLEUM" e para variações das marcas mistas "3R" e "3R PETROLEUM", que estão sob análise da Autarquia. Essas futuras marcas serão relevantes para as atividades da Companhia.

Além disso, a Companhia e suas controladas possuem nomes de domínio registrados, com destaque para o nome de domínio <3rpetroleum.com.br>, em fase de regularização pela Companhia.

Em função da alteração da razão social da Companhia, foram depositados no INPI novos pedidos de registros a fim de obter a concessão da marca nominativa "BRAVA ENERGIA", nas classes 04, 35, 36, 37, 39, 40 e 42, e da marca "BRAVA", na classe 04. Os novos pedidos de registros de marca junto ao INPI encontram-se atualmente sob exame de mérito da Autarquia. Esses registros são importantes para assegurar a consistência da identidade corporativa e garantir os direitos de uso exclusivo das marcas no novo contexto da Companhia.

A Companhia permanece titular das marcas "3R", "3R Petroleum" e "Enauta" já concedidas, bem como aguarda o deferimento de determinados pedidos de registros, sendo certo que as marcas em questão serão utilizadas nas suas atividades e de suas controladas.

Em relação aos domínios, a Companhia possui registrados os domínios "3rpetroleum.com.br", "enauta.com.br" e "enauta.com", e bravaenergia.com.

(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

(ii) em favor de partidos políticos

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

A Companhia não exerce e não participa de atividades político-partidárias, mas respeita a individualidade de todos em relação às suas opiniões, desde que manifestadas fora do ambiente de trabalho e sem vinculação com a Companhia. Em respeito às regras eleitorais vigentes, a Companhia não realiza doações políticas e eleitorais e não permite que seus Colaboradores e Terceiros o façam de forma vinculada ao nome, estruturas e recursos da Companhia. O nome, as estruturas e os recursos da Companhia não podem ser utilizados para atender interesses políticos ou outros que não sejam os da Companhia.

(a) Receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, R\$ 4.119.543 mil ou 47,2% da receita líquida total foi proveniente de clientes atribuídos ao país sede da Companhia, Brasil.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, R\$ 4.113.648 mil ou 73,2% da receita líquida total foi proveniente de clientes atribuídos ao país sede da Companhia, Brasil.

A receita aferida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 foi 100% proveniente de clientes atribuídos ao país sede da Companhia, Brasil.

(b) Receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, R\$ 4.606.818 mil ou 52,8% da receita líquida total foi proveniente de clientes do exterior, sendo estes baseados na Suíça (46,2%), Bahamas (6,2%) e Holanda (0,4%).

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, R\$ 1.506.341 mil ou 26,8% da receita líquida total foi proveniente de clientes do exterior, sendo estes baseados na Suíça (23,0%) e Bahamas (3,8%).

A Companhia não auferiu receita no exterior no exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

A Companhia detém 100% de participação no capital de 04 (quatro) sociedades estrangeiras, detendo participação direta em uma sociedade constituída sob as leis do Grão-Ducado de Luxemburgo, 3R Lux, subsidiária integral da Companhia, e participação indireta (por meio da sua subsidiária integral Enauta Energia S.A., adiante referida como "Enauta Energia") em duas sociedades constituídas sob as leis dos Países Baixos, Enauta Netherlands B.V. e Atlanta Field B.V., e uma sociedade constituída sob as leis da Suíça, Iris Trading SA (vide item 6.5 deste Formulário de Referência).

Considerando que estas sociedades estrangeiras estão sujeitas às legislações dos respectivos países em que foram constituídas, elas seguem a regulação desses países relacionadas, entre outras, à constituição, existência, formação de capital, funcionamento, e regularidade fiscal.

Adicionalmente, a Companhia e suas subsidiárias possuem contratos e/ou acordos comerciais regidos por lei estrangeira, estando, nesses casos, sujeitas às formalidades da legislação do respectivo país e, eventualmente, realizando a contratação de assessores estrangeiros para auxiliá-las nas análises devidas.

(a) Divulgação de informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

A Companhia divulga, anualmente, suas informações ambientais, sociais e de governança (ASG) por meio do seu Relatório Anual e de Sustentabilidade. Trata-se de um documento integrado, elaborado com o objetivo de evidenciar como a estratégia de negócios está alinhada ao compromisso da Companhia com a mitigação dos impactos associados à execução de seus projetos operacionais.

O relatório segue as principais diretrizes globais de reporte, conforme detalhado no item (b) abaixo, e reflete o compromisso contínuo da Companhia com a transparência, a responsabilidade e a ética na comunicação dos riscos e oportunidades sob sua gestão, considerando seus efeitos ambientais e sociais e apoiado por uma estrutura sólida de governança corporativa.

Em abril de 2025, foi publicado o 1º Relatório Anual e de Sustentabilidade da Brava Energia S.A., já sob a nova identidade da Companhia resultante da fusão entre a 3R Petroleum e a Enauta Energia, com informações relativas ao exercício de 2024.

O histórico completo desses documentos está disponível no website de Relações com Investidores da Brava Energia (<https://ri.bravaenergia.com>) na seção de ASG, em versões em português e inglês.

(b) Metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

O Relatório Anual e de Sustentabilidade da Companhia adota as diretrizes e elementos estruturais do Relato Integrado, conforme proposto pelo International Integrated Reporting Council (IIRC), com o objetivo de evidenciar a conexão entre a estratégia corporativa, o desempenho financeiro e os fatores ambientais, sociais e de governança (ASG).

Os dados reportados seguem as normas da GRI – Global Reporting Initiative, estando em conformidade com os fundamentos da GRI 1 e com a Norma Setorial Aplicada para o setor de óleo e gás (GRI 11). O relatório também incorpora os padrões do Sustainability Accounting Standards Board (SASB), contemplando todos os tópicos relevantes ao setor de exploração e produção de óleo e gás.

No que se refere às informações sobre emissões de gases de efeito estufa (GEE), a Companhia adota a metodologia do Programa Brasileiro GHG Protocol, fundamentada nas diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). O inventário de emissões será submetido à verificação por terceira parte independente, credenciada pelo Sistema INMETRO, conforme os requisitos do Programa Brasileiro GHG Protocol e da norma ABNT NBR ISO 14064-3. A Brava Energia participa do registro público de emissões e, como resultado desse processo, obtém certificações específicas.

Adicionalmente, a Companhia adota as recomendações da Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), integrando considerações climáticas à sua estratégia e à gestão de riscos.

O relatório também reforça o compromisso da Companhia com os princípios da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU), por meio do alinhamento aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Esse compromisso é fortalecido pela adesão da Brava Energia ao Pacto Global da ONU, iniciativa que promove a integração de dez princípios universais nas áreas de direitos humanos, meio ambiente, práticas laborais e combate à corrupção nas estratégias corporativas. **(c) Indicar se as informações ASG são auditadas ou revisadas por entidade independente**

A Companhia não contrata entidades independentes para a auditoria e revisão das informações constantes no documento, observado o disposto em “iv”, abaixo.

(d) Indicar a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas as informações ASG

O Relatório Anual e de sustentabilidade está disponível no website de Relações com Investidores da Brava Energia (<https://ri.bravaenergia.com>) na seção de ASG, em versões em português e inglês.

(e) Indicar 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

A Brava Energia S.A. revisou seus temas materiais em dezembro de 2024, já sob a nova identidade resultante da fusão entre 3R Petroleum e Enauta Energia. A avaliação foi conduzida com base no conceito de dupla materialidade e alinhada às diretrizes das Normas GRI e IFRS, visando identificar os principais impactos, riscos e oportunidades relacionados ao desenvolvimento sustentável.

O processo incluiu análise documental, benchmark com 13 empresas do setor de óleo e gás, frameworks de mercado (como índices e ratings ESG) e entrevistas com 31 stakeholders — entre eles executivos da Companhia, representantes de comunidades, clientes, fornecedores, investidores, órgãos reguladores e entidades de licenciamento ambiental.

Como resultado, foram definidos nove temas materiais, conectados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS):

1. Mudanças Climáticas (ODS 7 e 13)
2. Água e Efluentes (ODS 6, 12, 14 e 15)
3. Gestão Ambiental (ODS 12 e 15)
4. Segurança (ODS 3, 8, 14 e 15)
5. Gestão de Talentos (ODS 4 e 8)
6. Impacto Socioeconômico (ODS 10, 11 e 17)
7. Direitos Humanos (ODS 5 e 8)
8. Ética e Integridade (ODS 16)
9. Gestão dos Ativos (ODS 8, 9 e 12)

Esses temas guiam a definição e o acompanhamento de indicadores-chave de desempenho ASG da Companhia, detalhados no Databook que acompanha o Relatório Anual e de Sustentabilidade 2024, disponível no site de Relações com Investidores da Brava Energia (<https://ri.bravaenergia.com>).

(f) Indicar se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

Sim, como estabelecido no item (e) deste questionário; a Brava Energia S.A. revisou seus temas materiais em dezembro de 2024, já sob a nova identidade resultante da fusão entre 3R Petroleum e Enauta Energia. A avaliação foi conduzida com base no conceito de dupla materialidade e alinhada às diretrizes das Normas GRI e IFRS, visando identificar os principais impactos, riscos e oportunidades relacionados ao desenvolvimento sustentável.

Como resultado, foram definidos nove temas materiais, conectados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS):

1. Mudanças Climáticas (ODS 7 e 13)
2. Água e Efluentes (ODS 6, 12, 14 e 15)
3. Gestão Ambiental (ODS 12 e 15)
4. Segurança (ODS 3, 8, 14 e 15)
5. Gestão de Talentos (ODS 4 e 8)

6. Impacto Socioeconômico (ODS 10, 11 e 17)
7. Direitos Humanos (ODS 5 e 8)
8. Ética e Integridade (ODS 16)
9. Gestão dos Ativos (ODS 8, 9 e 12)

O alinhamento à Agenda 2030 e aos 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) é fortalecido, principalmente, pela participação da Companhia como signatária do Pacto Global, iniciativa da ONU para que as estratégias corporativas integrem dez princípios universais nas áreas de direitos humanos, meio ambiente, trabalho e anticorrupção.

(g) Indicar 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

Conforme descrito no item (b) deste questionário, as recomendações do TCFD (Task Force on Climate-Related Financial Disclosures) são consideradas na elaboração do Relatório Anual e de Sustentabilidade para incorporar aspectos climáticos à estratégia e à gestão de riscos da Companhia.

(h) Indicar 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

A Brava Energia entende que o controle das emissões de gases de efeito estufa (GEE), tanto nas operações diretas quanto na cadeia de valor, é um dos pilares da sua estratégia de mitigação climática. A mensuração sistemática dessas emissões permite a identificação de oportunidades de melhoria contínua e de redução da pegada de carbono da Companhia.

A gestão integrada de emissões foi fortalecida com a fusão entre Enauta Energia e 3R Petroleum, consolidando as melhores práticas adotadas por ambas as empresas. Um exemplo concreto dessa abordagem é o estudo em andamento para o uso de drones na identificação e correção de emissões fugitivas em dutos e tubulações de ativos onshore — contribuindo para a eficiência operacional e mitigação de impactos ambientais.

O Inventário de Emissões de GEE da Brava Energia, consolida todos os ativos operacionais sob a abordagem de controle operacional. O inventário segue as diretrizes do Programa Brasileiro GHG Protocol e abrange os gases CO₂, CH₄, N₂O e HFCs, considerando os escopos 1 (emissões diretas), 2 (emissões indiretas por consumo de energia elétrica) e 3 (outras emissões indiretas associadas à cadeia de valor). A verificação será realizada por terceira parte independente, com base na norma ABNT NBR ISO 14064-3.

A Brava Energia também participa voluntariamente da plataforma internacional CDP (Carbon Disclosure Project), reforçando o compromisso com a transparência na gestão climática. Em sua última participação por meio da subsidiária Enauta, a Companhia recebeu nota "B" nos questionários de Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica. A partir de 2025, os dados reportados à plataforma passarão a refletir 100% do portfólio integrado da Brava Energia.

Essas iniciativas estão inseridas em uma estrutura robusta de governança climática, orientada por inovação, eficiência operacional e foco na transição energética. O objetivo é garantir a resiliência dos negócios frente aos riscos climáticos, ao mesmo tempo em que se captura valor a partir de oportunidades associadas à descarbonização.

Os inventários anuais de emissões e os relatórios relacionados estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia: <https://ri.bravaenergia.com>

(i) Explicar sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) a não divulgação de informações ASG

Não aplicável.

(ii) a não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável.

(iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não aplicável.

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

O Relatório de Sustentabilidade não é auditado, entretanto, auditorias independentes são realizadas e a Companhia possui certificados em informações relacionadas a requisitos ambientais (ISO 14001, certificado pela entidade certificadora - ABS Group), financeiros (pelo auditor externo independente - KPMG) além de cumprir com as especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol e ABNT NBR ISO 14064-3 em relação aos indicadores referentes às Emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa).

(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

Não aplicável.

(vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

Não aplicável.

(a) Interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(b) Atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

(i) os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra "a"

(ii) quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições

(iii) estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

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

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

Em 1º de agosto de 2024, após a conclusão de todas as condições suspensivas e precedentes, a Companhia concluiu o processo de aquisição de 100% da Enauta Participações, companhia aberta registrada na CVM e com sede no Rio de Janeiro, por meio da incorporação de suas ações. A Enauta Participações passou, nesta data, a ser uma subsidiária integral da Companhia e suas ações deixaram de ser negociadas no segmento do Novo Mercado da B3 nessa mesma data.

Ambas as companhias atuam com foco em exploração e produção de petróleo e gás natural e são habilitadas a operarem ativos em campos *onshore* (terra) e *offshore* (mar), incluindo campos no pré-sal. Através de suas subsidiárias, atuam nos segmentos de upstream, e nos segmentos de *midstream* e *downstream* da cadeia de petróleo e gás. A combinação de negócios busca promover a criação de uma das principais e mais diversificadas companhias independentes atuantes na cadeia de petróleo e gás da América Latina, com escala, portfólio diversificado e balanceado com resiliência a ciclos de preço e alta competitividade para expansão.

A transação foi concretizada pela incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações pela Companhia com a emissão de novas ações ordinárias, de modo que, ao final, os acionistas da Enauta Participações receberam ações de emissão de Companhia, migrando, assim, para a base acionária de Companhia, que passou a deter o controle e participação integral da Enauta Participações na data da aquisição, 1º de agosto de 2024.

Nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022, não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante, que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

Follow On, otimização da estrutura de capital - Em abril de 2023, o Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, mediante subscrição de novas ações, sendo, no máximo, R\$ 899.999.976,75, com a emissão particular de 36.809.815 ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$ 24,45. O processo foi concluído em sua integralidade, sendo a homologação do aumento de capital deliberada em 09 de junho de 2023 pelo Conselho de Administração da Companhia.

Incorporação de Empresas - Em junho de 2024, em sede de Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, foram aprovadas, dentre outras pautas, as seguintes operações ("Operação"): (i) incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda. pela Companhia, e (ii) incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações S.A. pela Companhia.

A Operação foi consumada em 31 de julho de 2024, sendo que: (i) os acionistas da Enauta receberam 0,805012676 ação ordinária de emissão da Brava para cada ação ordinária de emissão da Enauta no âmbito da Incorporação de Ações Enauta, de modo que foi atribuído aos acionistas da Enauta um total de 213.623.971 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; (ii) a quotista da Maha Holding recebeu 0,059604188 ação ordinária de emissão da Brava para cada quota de emissão da Maha Holding no âmbito da Incorporação da Maha Holding, de modo que foi atribuído à única quotista da Maha Holding um total de 10.081.840 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; e (iii) tornaram-se eficazes as alterações na composição do Conselho de Administração e no estatuto social da Companhia, ambos aprovados em Assembleia Geral Extraordinária de 26 de junho de 2024.

Em 08 de outubro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a celebração do "Protocolo e Justificação de Incorporação da Enauta Participações pela 3R Petróleo e Gás S.A." ("Protocolo e Justificação Enauta Participação") e do "Protocolo e Justificação de Incorporação da 3R Operações Offshore Ltda pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A." ("Protocolo e Justificação 3R Operações Offshore" e, em conjunto com o Protocolo e Justificação Enauta Participações, "Protocolos e Justificação").

Os Protocolos e Justificação, submetidos em conjunto com os respectivos laudos de avaliação e demais documentos pertinentes ao Conselho de Administração da Companhia, estabeleceram os termos e condições da incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias integrais Enauta Participações e 3R Operações Offshore, e foram submetidos à deliberação em assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024 e aprovados.

Em 1º de novembro de 2024 a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, passando a Companhia a suceder a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore em todos os seus direitos e obrigações. A incorporação da Enauta Participações foi uma etapa subsequente à operação de incorporação de ações dessa companhia pela Brava realizada em 31 de julho de 2024. A Enauta Participações foi extinta e teve seu registro de emissora de valores mobiliários cancelado junto à CVM.

Em 11 de outubro de 2024, a Enauta Energia, por meio de aumento de capital com aporte em caixa no valor de R\$ 400 milhões, adquiriu 29% da participação societária na 3R Potiguar. Em 06 de dezembro de 2024, a Enauta Energia adquiriu mais 59% de participação societária na 3R Potiguar, resultando na participação de 81%.

Em 16 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no Plano, no valor de R\$ 26.523,00 (vinte e seis mil, quinhentos e vinte e três reais) mediante a emissão de 1.684 (mil seiscentas e oitenta e quatro) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, pelo preço de emissão de R\$ 15,75 (quinze reais e setenta e cinco centavos) por ação.

Em 1º de maio de 2025, a 3R RNCE (subsidiária integral da Companhia) foi incorporada pela 3R Potiguar e, em consequência dessa operação, houve um aumento de capital na 3R Potiguar, totalmente subscrito e integralizado pela Companhia, no valor de R\$ 2.124.282.116,42 (dois bilhões, cento e vinte e quatro milhões, duzentos e oitenta e dois mil, cento e dezesseis reais e quarenta e dois centavos). Após a reorganização societária ocorrida na 3R Potiguar, a Enauta Energia passou a deter 57,81% de suas ações ordinárias e a Companhia passou a deter 42,19% de suas ações ordinárias.

Em 18 de setembro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no Plano, no valor de R\$ 5.824.440,50 (cinco milhões, oitocentos e vinte e quatro mil, quatrocentos e quarenta e quatro reais e cinquenta centavos) mediante a emissão de 369.806 (trezentas e sessenta e nove mil, oitocentas e seis) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, pelo preço de emissão de R\$ 15,75 (quinze reais e setenta e cinco centavos) por ação.

1.13 - Celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas

Em 23 de julho de 2025 foi celebrado acordo de acionistas entre: (i) Somah Investimentos e Participações S.A. ("Somah"); (ii) Printemps Fundo de Investimento em Ações - Investimento no Exterior Responsabilidade Limitada ("FIA Printemps"); (iii) Quantum Fundo de Investimento em Ações Responsabilidade Limitada ("Quantum FIA" e, quando em conjunto com FIA Printemps e Somah, "Bloco Somah Printemps Quantum"); (iv) JIVE III Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Investimento no Exterior ("JIVE III FIP"); (v) JCI II Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Responsabilidade Limitada ("JCI II"); (vi) Rumba Fundo de Investimento Multimercado Crédito Privado ("RUMBA"); (vii) JCI IV A Fundo de Investimento em Direitos Creditórios ("JCI IV A", e em conjunto com o JIVE III FIP, o JCI II e o RUMBA, "Fundos Jive"); (viii) Yellowstone Fundo de Investimento Financeiro em Ações ("Yellowstone"), com o objetivo de regular o exercício do direito de voto e o modo de transferência das ações de emissão da Brava Energia S.A. ("Companhia") por eles detidas.

Em 08 de agosto de 2025, foi celebrado o 1º Aditamento ao Acordo de Acionistas ("Aditamento") da Companhia, referido acima. O Aditamento tem como objetivo excluir a regra de anotação do Acordo de Acionistas ("Acordo") nos certificados das Ações Vinculadas (conforme definido no Acordo) detidas pelos acionistas signatários, bem como complementar as regras de convocação e implementação das Reuniões Prévias (conforme definido no Acordo).

Em 17 de maio de 2024 foi celebrado acordo de acionistas entre: (i) Edelstein Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior ("Edelstein FIA IE"); (ii) Eisen IV Fundo de Investimento Multimercado Crédito Privado Investimento no Exterior ("Eisen IV FIM CP IE"); (iii) Esmeralda Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior ("Esmeralda FIA IE"); (iv) Karben Fundo de Investimento Multimercado Crédito Privado Investimento no Exterior ("Karben CP IE"); (v) Kladen Fundo de Investimento em Ações Investimento no Exterior ("Kladen FIA IE"); (vi) Fernanda Johannpeter ("Fernanda"); (vii) Maha Energy AB ("Maha"); (viii) Enauta Participações S.A. ("Enauta"); (ix) Queiroz Galvão S.A. ("QGSA"); (x) Quantum – Fundo de Investimento em Ações – FIA ("Quantum FIA"); (xi) Fundo de Gestão e Recuperação – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não Padronizados ("FGR FIDC"); (xii) JCI II – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não Padronizados ("JCI II FIDC"); (xiii) JCI III – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não Padronizados ("JCI III FIDC"); (xiv) JCI IV A – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios ("JCI IV A FIDC"); e (xv) JCI IV C – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não Padronizados ("JCI IV C FIDC"), com objetivo de criar um bloco harmônico e independente de acionistas, sem a intenção de formação de bloco de controle, determinando regras a serem observadas com relação ao exercício de direitos políticos e transferência de ações de emissão da Companhia de titularidade dos signatários do acordo ("Acordo de Acionistas").

O referido Acordo de Acionistas foi extinto em 31 de julho de 2024, em virtude do fechamento da operação de incorporação de ações da Enauta Participações S.A. pela Companhia.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 os acionistas da 3R Petroleum e da Enauta Participações aprovaram a fusão entre as companhias, com a consequente criação da Brava Energia S.A., consolidando a Companhia como uma das maiores e mais integradas empresas independentes do setor de óleo e gás na América Latina.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, a Companhia passou a atuar no segmento de *mid & Downstream* com a aquisição do Polo Potiguar, o que contribuiu para o aumento da escala e o potencial estratégico da Companhia, sendo os destaques: (i) a ampliação da gama de produtos vendidos, (ii) a pulverização da carteira de clientes, (iii) o aumento de escala na comercialização de produtos, (iv) a monetização da infraestrutura instalada, especialmente as Unidades de Processamento de Gás Natural, o Terminal Aquaviário e o Parque de Tancagem.

Nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2022, não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não fossem diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Extensão do período da concessão em campos da Rodada Zero

A ANP realça que há previsão de postergação dos prazos dos contratos de concessão¹. O documento necessário para fundamentar um pedido de extensão é um novo plano de desenvolvimento (PD), que deve ser apresentado no prazo de 180 dias após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, entendimento válido para contratos oriundos de todas as rodadas.

De acordo com a Resolução nº 02/2016 do CNPE (em seu artigo 1º), as diretrizes para os contratos de concessão firmados por ocasião da Rodada Zero são:

- a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original;
- as concessionárias interessadas na prorrogação de que trata o caput deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados;
- o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

Dessa forma, a Companhia entende que poderá obter as extensões das concessões relativas aos ativos do seu portfólio, uma vez que possui embasamento técnico e financeiro para demonstrar que sua curva de produção é viável para além do período contratual original, o que está demonstrado no Relatório de Certificação de Reservas elaborado por especialista independente (DeGolyer and MacNaughton).

Seguros Operacionais

A Companhia mantém um programa de gerenciamento de riscos, com o objetivo de identificar, avaliar e mitigar os riscos inerentes às suas atividades operacionais e corporativas. Como parte dessa estratégia, busca proteger-se por meio da contratação de seguros compatíveis com o porte, perfil de risco e complexidade de suas operações.

O portfólio de seguros inclui coberturas essenciais ao setor de óleo e gás, tais como Responsabilidade Civil Geral, Operacional e de FPSO (P&I - Protection and Indemnity), Danos Físicos (Property Damage), Despesas Extraordinárias do Operador (OEE - Operator's Extra Expense), Operações Portuárias, Seguro de Responsabilidade Civil de Administradores e Conselheiros (D&O) e Seguro Garantia para Obrigações Regulatórias e de Descomissionamento.

Em 31 de março de 2025 a Companhia possuía apólices de seguro contratadas com terceiros, sendo as principais:

Seguros / Modalidades	Importância Segurada
<i>Upstream - Seguro de Riscos de Petróleo b²</i>	US\$ 895 milhões
<i>Mid-Dowstream Property²⁰</i>	US\$ 440 milhões
<i>Operador Portuário²⁰</i>	US\$ 10 milhões
P&I - Atlanta, 3R-2 e 3R-3	US\$ 1,3 bilhões
D&O	R\$ 140 milhões
Responsabilidade Civil - <i>Dowstream²⁰</i>	US\$ 10 milhões
Construção – Instalação FPSO Atlanta e desinstalação Petrojarl	US\$ 701,2 milhões
Seguro Garantia Descomissionamento	R\$ 3,5 bilhões

¹<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/prorrogacao-de-contratos>

² Apólice renovada ao longo do primeiro semestre de 2024

Garantias de Descomissionamento

A Garantia de Descomissionamento visa assegurar recursos financeiros para que as atividades de descomissionamento de instalações de campos de petróleo e gás natural sejam realizadas. É regulada em conjunto pelas Resoluções ANP nº 854/2021, atualizada pela ANP nº 925/2023, que prevê as seguintes modalidades:

- Carta de Crédito: Serão aceitas cartas de crédito emitidas por instituições financeiras autorizadas a operar no país, que possuam nota de classificação de risco de longo prazo maior ou igual a A- da Standard & Poors, na escala nacional Brasil.
- Seguro Garantia: As apólices de seguro-garantia deverão ser emitidas por seguradoras autorizadas pela Susep a operar no país com nota de classificação de risco de longo prazo maior ou igual a A- da Standard & Poors, na escala nacional Brasil.
- Penhor de Petróleo e Gás Natural: Serão admitidos contratos de penhor de petróleo e gás natural produzidos no território nacional, desde que respeitado o limite máximo de empenho de 50% da produção anual total de petróleo e gás aceito pela ANP, considerando inclusive os contratos em vigor. É vedado o penhor de petróleo e gás natural: (i) para garantir o valor relativo ao descomissionamento do próprio campo; ou (ii) para garantir o valor do descomissionamento de campo cuja produção esteja empenhada.
- Garantia Corporativa: Será admitida garantia corporativa e garantidora que integre o mesmo grupo societário da garantida ou tenha sido titular e cedido o respectivo campo ou polo e que tenha nota de classificação de longo prazo na escala nacional Brasil na faixa triplo A até duplo A- da Standard & Poors.
- Fundo de Provisionamento: Será aceito depósito em conta-controlada aberta em instituição bancária autorizada a operar no país, que possua nota de classificação de risco de longo prazo triplo A da Standard & Poors, na escala nacional Brasil. O valor anual a ser garantido depositado no fundo de provisionamento será gravado de cessão fiduciária.

As garantias devem ser atualizadas e apresentadas pelos concessionários até 30 de junho de cada ano. A atualização é calculada de acordo com o Modelo de Aporte Progressivo, que considera, para cada campo, dados atualizados de: previsão do custo total estimado das atividades de descomissionamento de instalações; reservas provadas e prováveis (2P) limitadas a até dois anos antes do seu término ou do término do contrato; tempo de contrato, em anos, contado da data de início de produção do campo até o final do contrato ou término da produção, o que ocorrer primeiro; data estimada para término da produção e descomissionamento; e produção acumulada. Com o Modelo de Aporte Progressivo, o valor a ser garantido anualmente é dividido ao longo da vida do campo em função da (i) produção acumulada, (ii) reservas provadas e (iii) tempo do contrato ou para término da produção.

Operação com a Maha Energy e Enauta

Em junho de 2024, em sede de Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, foram aprovadas, dentre outras pautas, as seguintes operações ("Operação"): (i) incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda. pela Companhia, e (ii) incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações S.A. pela Companhia.

A Operação foi consumada em 31 de julho de 2024, sendo que: (i) os acionistas da Enauta receberam 0,805012676 ação ordinária de emissão da Brava para cada ação ordinária de emissão da Enauta no âmbito da Incorporação de Ações Enauta, de modo que foi atribuído aos acionistas da Enauta um total de 213.623.971 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; (ii) a quotista da Maha Holding recebeu 0,059604188 ação ordinária de emissão da Brava para cada quota de emissão da Maha Holding no âmbito da Incorporação da Maha Holding, de modo que foi atribuído à única quotista da Maha Holding um total de 10.081.840 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Brava; e (iii) tornaram-

se eficazes as alterações na composição do Conselho de Administração e no estatuto social da Companhia, ambos aprovados em Assembleia Geral Extraordinária de 26 de junho de 2024.

Em 08 de outubro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a celebração do "Protocolo e Justificação de Incorporação da Enauta Participações pela 3R Petróleo e Gás S.A." ("Protocolo e Justificação Enauta Participação") e do "Protocolo e Justificação de Incorporação da 3R Operações Offshore Ltda pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A." ("Protocolo e Justificação 3R Operações Offshore" e, em conjunto com o Protocolo e Justificação Enauta Participações, "Protocolos e Justificação").

Os Protocolos e Justificação, submetidos em conjunto com os respectivos laudos de avaliação e demais documentos pertinentes ao Conselho de Administração da Companhia, estabelecem os termos e condições da incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias integrais Enauta Participações e 3R Operações Offshore foram submetidos à deliberação da assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024 e aprovados.

Em 1º de novembro de 2024, a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, passando a 3R OG a suceder a Enauta Participações em todos os seus direitos e obrigações. A incorporação da Enauta Participações é uma etapa subsequente da operação de incorporação de ações realizadas pela 3R OG, que foi concluída em 31 de julho de 2024.

Em 11 de outubro de 2024, a Enauta Energia, por meio de aumento de capital com aporte em caixa no valor de R\$ 400 milhões, adquiriu 29% da participação societária na 3R Potiguar.

Aspectos Gerais

As informações financeiras contidas no item 2.1 devem ser verificadas juntamente com as demonstrações financeiras consolidadas da Brava Energia S.A. ("Companhia"), para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 as quais foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP") que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras.

As informações apresentadas foram previamente analisadas pela Companhia, comentadas e validadas pelos seus diretores, trazendo uma visão precisa sobre a percepção desses sobre o contexto dos negócios, atividades e avaliação de desempenho da Companhia. Adicionalmente, buscou-se informar com maiores detalhes, dentro das demonstrações financeiras apresentadas, os principais parâmetros, comparação destes nos exercícios na pauta da apresentação, alterações e fatores que norteiam tais mudanças.

Cabe destacar que foram percorridas também análises comparativas de determinados parâmetros ao longo do tempo, ou seja, entre exercícios diferentes (Análise Horizontal - AH), assim como análise, no mesmo exercício, de uma métrica específica, por meio da razão/percentual desta em relação às receitas líquidas ou ao ativo total (Análise Vertical - AV).

(a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

As condições financeiras e patrimoniais da Companhia demonstram robustez e capacidade para implementação do seu plano de negócios, além de fazer cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo. A geração de caixa dos ativos aumenta gradativamente, na medida que a Companhia passa a operar os ativos e implementar a sua estratégia de revitalização de campos maduros, guiada pelo foco em disciplina financeira e eficiência operacional. Adicionalmente, a Companhia pode vir a acessar os mercados de crédito e de capitais para suportar o desenvolvimento do seu plano de negócios.

(em milhares R\$, exceto %)	Exercício social encerrado em:		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Passivo circulante	5.438.248	3.336.511	891.485
Passivo não circulante	28.501.828	11.218.257	2.738.375
Patrimônio Líquido	10.523.671	5.565.090	4.341.275
Índice de Endividamento Total (%) (passivo circulante + passivo não circulante) / patrimônio líquido	3,2251175	2,6153697	0,8361276
Caixa e equivalentes de caixa	3.171.958	1.754.106	800.442
Aplicações financeiras	5.700.248	2.458.709	31.353

(b) Estrutura de capital

A Administração entende que a atual estrutura de capital se apresenta de forma equilibrada no que tange capital próprio e de terceiros, nos períodos indicados, e condizente, com suas atividades, na proporção apresentada na tabela abaixo:

(em R\$ milhares, exceto %)	Exercício social encerrado em:		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Passivo circulante	5.438.248	3.336.511	891.485
Passivo não circulante	28.501.828	11.218.257	2.738.375
Capital de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante)	33.940.076	14.554.768	3.629.860
Capital próprio (patrimônio líquido)	10.523.671	5.565.090	4.341.275
Capital total (terceiros + próprio)	44.463.747	20.119.858	7.971.135
Parcela de capital de terceiros ¹	76,3%	72,3%	45,5%
Parcela de capital próprio ²	23,7%	27,7%	54,5%

Nota 1: Parcela de capital de terceiros: (Passivo circulante + passivo não circulante) / Capital total

Nota 2: Parcela de capital próprio: Patrimônio líquido / Capital total

Em 31 de dezembro de 2024, o relevante aumento na representatividade do capital de terceiros deve-se a combinação de negócios com a Enauta Participação ocorrida em 01 de agosto de 2024, onde ocorreu incorporação do saldo linha a linha das rubricas de balanço, sendo principalmente impactados pelo financiamento (empréstimos e debêntures) e pela rubrica de arrendamento referente ao FPSO de Atlanta.

Em 31 de dezembro de 2023, o relevante aumento na representatividade do capital de terceiros deve-se a captação de financiamento e emissão de debêntures com objetivo de suportar o pagamento das obrigações assumidas para aquisição do Polo Potiguar. No que se refere ao aumento do capital próprio, esse está diretamente relacionado ao aumento de capital realizado pela Companhia, no valor de R\$ 900.000 mil, com a emissão de 36.809.815 ações ordinárias.

Em 31 de dezembro de 2022, o aumento relevante na representatividade do capital de terceiros deve-se principalmente pelo incremento das debêntures a pagar em R\$ 895.107 mil, empréstimos e financiamentos em R\$ 108.223 mil, provisão para abandono em R\$ 699.021 mil e R\$ 409.191 mil em valores a pagar por aquisições. Estas variações devem-se à necessidade de capital decorrente das aquisições de novos ativos.

(c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia entende possuir condições suficientes para cumprir com seus compromissos financeiros assumidos e adota uma postura proativa na reavaliação constante dos seus passivos, além de monitorar condições de crédito e financiamento junto a diversas entidades de mercado. A Companhia possui relacionamento com diversas instituições financeiras, o que facilita a prospecção e o acesso a créditos, seja no viés de otimização da estrutura de capital, seja na hipótese de necessidade por recursos adicionais.

O quadro abaixo detalha os índices de liquidez geral (ativo total dividido pelo passivo total) e corrente (ativo circulante dividido pelo passivo circulante) da Companhia.

Em milhares de reais, exceto os índices abaixo apresentados	Exercício social encerrado em:		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Ativo Total	44.463.747	20.119.858	7.971.135
Passivo total	33.940.076	14.554.768	3.629.860
Ativo circulante	9.205.489	3.965.496	1.570.700
Passivo circulante	5.438.248	3.336.511	891.485
Índice de liquidez geral	1,31	1,38	2,20
Índice de liquidez corrente	1,69	1,19	1,76

Em 31 de dezembro de 2024 a diminuição da representatividade do índice de liquidez geral e parcial aumento do índice de liquidez corrente deve-se principalmente aos incrementos ocorridos decorrente da combinação de negócios da Enauta Participações das obrigações assumidas na captação de recursos com terceiros (empréstimos, financiamentos e debêntures), valores a pagar por aquisições e incremento na obrigação com desmobilização de ativo (abandono) dos ativos Atlanta, Manati e Parque das Conchas.

Em 31 de dezembro de 2023 a diminuição da representatividade do índice de liquidez geral e do índice de liquidez corrente deve-se principalmente aos incrementos ocorridos das obrigações assumidas na captação de recursos com terceiros (empréstimos, financiamentos e debêntures), valores a pagar por aquisições e incremento na obrigação com desmobilização de ativo (abandono) do ativo Potiguar, incorporado ao portfólio ao longo de 2023.

Em 31 de dezembro de 2022 a diminuição da representatividade do índice de liquidez geral e do índice de liquidez corrente deve-se principalmente aos incrementos ocorridos de empréstimos e financiamentos e debêntures com objetivo de capital de giro e incremento na obrigação com desmobilização de ativo (abandono) referente às concessões integradas à gestão da Companhia no exercício 2022, Polos Recôncavo, Fazenda Belém, Peroá e Papa Terra. Adicionalmente, houve diminuição relevante nas disponibilidades de caixa (caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras), visto que em 31 de dezembro de 2021 o saldo de disponibilidades de caixa da Companhia encontrava-se impactado positivamente pelos aportes de capitais ocorridos no exercício de 2021.

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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, a Companhia utilizou o fluxo de caixa gerado por suas atividades operacionais, o fluxo de caixa dos acionistas e o acesso ao mercado de crédito como fontes de financiamento. A Companhia acredita que as fontes de financiamento utilizadas são adequadas ao seu perfil de endividamento, atendendo às necessidades de capital de giro e investimentos e aderente a sua disciplina financeira.

Em 2024, a Companhia assumiu empréstimos e debêntures no valor de R\$ 6,3 bilhões decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações, contratou empréstimos e financiamentos, incluindo emissão de Bond no montante de US\$ 500 milhões, para liquidação do Term loan, sempre voltada para reforço de caixa e otimização da estrutura de capital.

Em 2023, a Companhia contratou empréstimos e financiamentos, incluindo emissões de debêntures, para financiamento do capital de giro e investimentos, com destaque para: (i) as emissões de debêntures, que somaram R\$ 5,1 bilhões, para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, (ii) emissão de debêntures de infraestrutura no montante de R\$ 1,0 bilhão, e (iii) o aumento de capital no valor de R\$ 900.000 mil para reforço de caixa e otimização da estrutura de capital.

Em 2022, a Companhia contratou instrumentos de dívida para financiar o capital de giro e implementação de atividades de investimento (capex), sendo: (i) R\$ 900.000 mil captados pela Companhia em emissão de debêntures, e (ii) R\$ 100.000 mil em empréstimos contratados pela subsidiária 3R Offshore.

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

Além da geração de caixa e dos recursos captados e/ou contratados até o momento, a Companhia monitora fontes de recursos e financiamento para suportar o desenvolvimento de seu plano de negócios e manter sua estrutura de capital saudável. Caso a Companhia entenda ser necessário recursos adicionais para eventual cobertura de deficiência de liquidez no curto prazo, essa pode vir a captar recursos junto ao mercado de capitais e/ou instituições financeiras.

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

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 3.230,3 (US\$ 521,7) milhões, encerrou o 4T24 em R\$ 15.735,3 milhões, +12,2% T/T, ou US\$ 2.541,1 milhões, -1,3% T/T. O resultado é explicado pela atualização monetária de debêntures, juros incorridos e efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida.

Os recursos captados através da emissão de Notes (Bond) pela 3R Lux, US\$ 500 milhões, estão aplicados pela subsidiária, sendo que a referida aplicação financeira (TRS 3R Lux) é uma garantia da emissão de debêntures realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 4T24 com dívida líquida de R\$ 9.639,8 milhões, +32,0% T/T, ou US\$ 1.556,7 milhões, +16,1% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (earn-outs) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo¹⁴. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do Brent, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

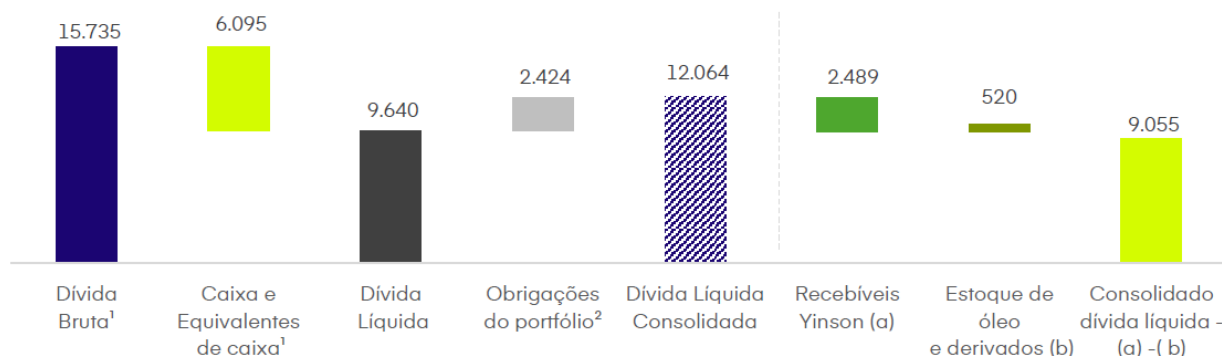
No encerramento de 4T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 2.423,8 milhões (US\$ 391,4 milhões), +37,9% T/T, ou US\$ 391,4 milhões, +21,3% T/T, esse resultado é justificado pela inclusão da obrigação referente à aquisição de Parque das Conchas (BC-10) em 30 de dezembro de 2024, e atualização monetária dos saldos das obrigações dos demais ativos.

Ativos	1T25	2T25	3T25	4T25	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais										
Peroá (WI 100%)	-	-	94	-	94	166	-	-	-	261
Papa Terra (WI 62,5%)	-	108	-	105	212	26	48	119	120	525
Potiguar	448	-	-	-	448	428	413	-	-	1.289
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	-	186	186	163	-	-	-	349
Total de Pagamentos	448	108	94	290	940	784	461	119	120	2.424
Contingente	-	108	94	105	307	193	48	119	120	785
Diferido	448	-	-	186	634	592	413	-	-	1.638

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 12.063,6 milhões +33,1%, ou US\$ 1.948,2 milhões +17,1% T/T.

Endividamento

(R\$ milhões)

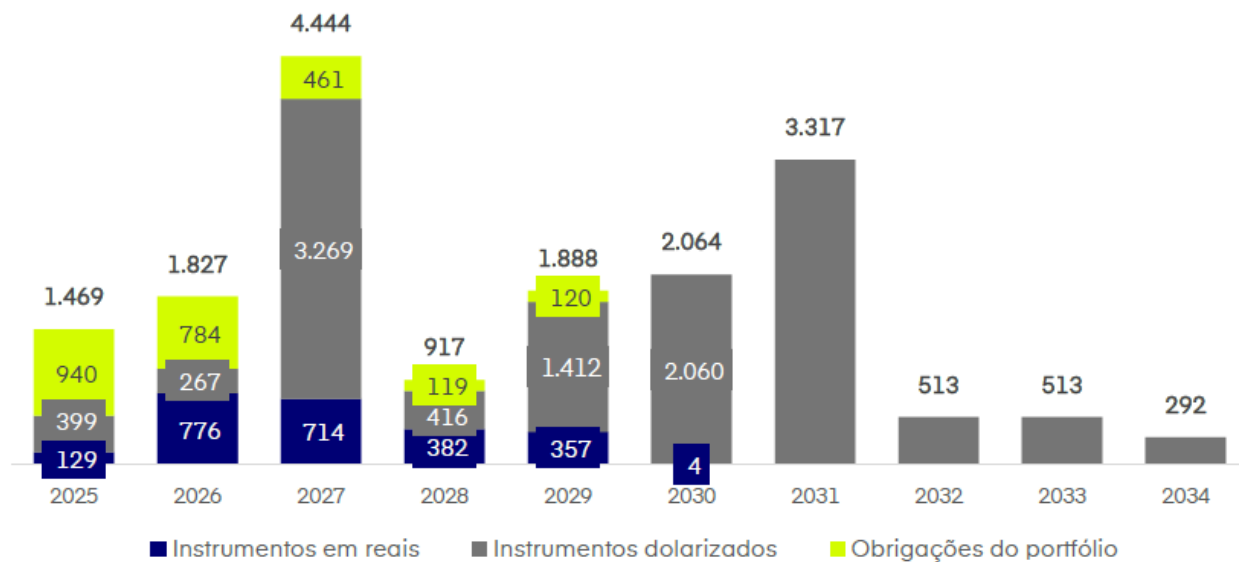


¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 3.230,3 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS (R\$ 3.221,5 milhões ou US\$ 520,2 milhões).

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do terceiro trimestre de 2024 da Brava Energia.

Perfil de Amortização¹⁵

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve aprovação de anuência prévia (waiver) em Assembleias Gerais de Debenturistas ("AGDs") no dia 11 de março, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, e no dia 14 de março, referente às 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucrida pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e para (ii) adoção do dólar norte-americano (US\$) como moeda para o cálculo do referido índice, conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Neste contexto, a alavancagem da Companhia no fim do 4T24 ficou em 2,8x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 3,5x aprovado em AGDs por credores, obedecendo a seguinte metodologia: com base na Demonstração Financeira ou ITR da Companhia em reais (R\$), as rubricas que compõem: (i) o Balanço Patrimonial são convertidas para dólares, com a taxa de câmbio de fechamento na data do respectivo balanço, e (ii) a Demonstração de Resultados, são convertidas para dólares, com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas de ocorrência das transações, equivalente à taxas médias históricas de cada um dos trimestres do período de apuração do EBITDA (conforme a metodologia dos itens 39 e 40 do "Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2)").

Por fim, importante também mencionar que a Companhia obteve ao longo de 2024 a melhoria dos ratings pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo (com perspectiva estável) e pela S&P, para brAA- em escala nacional (com perspectiva positiva), resultado impulsionado pela maior escala da Companhia, após as incorporações da Enauta e da Maha Energy.

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

1. Segunda Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações da Companhia, da Espécie Quirografária, em Série Única, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, foi assinada em 12 de agosto de 2022, no valor de R\$ 900,0 milhões, com vencimento em 15 de agosto de 2025, e a remuneração baseada na variação acumulada de 100% das taxas médias diárias do DI de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida de spread (sobretaxa) de 3,00% ao ano, base 252 dias úteis. Importante destacar que essa emissão foi liquidada antecipadamente, em 15 de fevereiro de 2024.
2. Em 02 de agosto de 2023, a Companhia, através da subsidiária 3R Lux, contratou financiamento junto a instituições financeiras, lideradas pelo Morgan Stanley Senior Funding Inc., na qualidade de credoras, no valor de compromisso de US\$ 500 milhões, por meio da celebração de um *Credit and Guarantee Agreement* entre a devedora, as instituições financeiras credoras, a Companhia e certas subsidiárias da Companhia, o qual é assegurado por garantia fidejussória outorgada pela Companhia e certas subsidiárias da Companhia e garantias reais constituídas sobre determinados (i) recebíveis, (ii) ações e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. Os recursos contratados foram, principalmente, utilizados na conclusão da aquisição do Polo Potiguar, efetivada em junho de 2023, momento em que houve o desembolso da referida dívida. Importante destacar que a referida emissão foi liquidada antecipadamente, em 06 de fevereiro de 2024.
3. Em 20 de outubro de 2022, a Companhia, através da subsidiária 3R Potiguar, celebrou termo de compromisso para estruturação e emissão de debêntures, com garantia firme de colocação, no valor de US\$ 500 milhões, junto ao Banco BTG Pactual S.A. Os recursos contratados foram, principalmente, utilizados na conclusão da aquisição do Polo Potiguar, efetivada em junho de 2023, momento em que houve o desembolso da referida dívida. O efetivo desembolso se deu através da 4ª Emissão de Debêntures conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em série única, para colocação privada, da 3R Potiguar S.A., no valor de R\$ 2.646 milhões, com vencimento em 20 de outubro de 2027.
4. Em 18 de maio de 2023, a 3R Potiguar S.A., subsidiária integral da Companhia, celebrou o Instrumento Particular de Escritura da 5ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Real, em série única, para distribuição pública, em rito de registro automático de distribuição, da 3R Potiguar S.A., no valor de US\$ 500 milhões junto ao Banco Santander S.A.. O desembolso foi realizado em junho de 2023, no valor de R\$ 2.462 milhões, com vencimento em 26 de maio de 2028. Em 06 de dezembro de 2024 ocorreu a cessão da dívida para a Enauta Energia, que assumiu a posição contratual incluindo a integralidade dos termos, condições, direitos, pretensões, ações e obrigações decorrentes desta debênture.
5. Em 11 de outubro de 2023, a Companhia celebrou o Instrumento Particular da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da Espécie Quirografária, em série única, no valor de R\$1 bilhão. O vencimento desta emissão é em 15 de outubro de 2033 e a remuneração é IPCA +

8,4166%. Swap: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa descrita, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a.

6. Em 10 de janeiro de 2024, a Companhia celebrou o Instrumento Particular da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da Espécie Quirografária, em série única, no valor de R\$900,0 milhões. O vencimento desta emissão é em 8 de fevereiro de 2029 e a remuneração é baseada na variação acumulada de 100% das taxas médias diárias do DI de um dia, expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida de spread (sobretaxa) de 3,00% ao ano.
7. Em 22 de novembro de 2022 a Enauta Participações (incorporada pela Companhia em novembro de 2024), celebrou o Instrumento Particular da 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie com garantia real, com garantia adicional fidejussória, sob regime misto de garantia firme e melhores esforços de colocação, a qual foi objeto de Oferta Pública, com esforços restritos de distribuição, realizada nos termos da Instrução CVM 476, no total de R\$ 1,4 bilhão, sendo (i) R\$ 736,675 milhões correspondentes às debêntures da primeira série remuneradas a IPCA + 9,8297% a.a.; e (ii) R\$ 663,325 milhões correspondentes às debêntures da segunda série remuneradas a CDI + 4,25% a.a.. O vencimento desta emissão é em 15 de dezembro de 2029, no caso das debêntures da primeira série, e em 15 de dezembro de 2027, no caso das debêntures da segunda série. Swap: Conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais com as taxas descritas, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a..
8. Em 06 de setembro de 2023, a Enauta Participações S.A. (incorporada pela Companhia em novembro de 2024) celebrou o Instrumento Particular da 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie com garantia real, com garantia adicional fidejussória, sob regime misto de garantia firme e melhores esforços de colocação, a qual foi objeto de Oferta Pública, realizada nos termos da Resolução CVM 160, no total de R\$ 1,1 bilhão, sendo (i) R\$ 103,496 milhões correspondentes às debêntures da primeira série remuneradas a IPCA + 7,1149% a.a.; e (ii) R\$ 996,504 milhões correspondentes às debêntures da terceira série remuneradas a 13,9662% a.a.. O vencimento das debêntures, da primeira e terceira séries, é em 17 de setembro de 2029. Swap: Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com as taxas descritas, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série.
9. Em 23 de maio de 2024, a Enauta Participações S.A. (incorporada pela Companhia em novembro de 2024) celebrou o Instrumento Particular da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em três séries, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, sob regime de garantia firme de colocação, a qual foi objeto de Oferta Pública, realizada nos termos da Resolução CVM 160, no total de R\$ 2,1 bilhões, sendo (i) R\$ 777,978 milhões correspondentes às debêntures da primeira série remuneradas a IPCA + 8,0618% a.a.; (ii) R\$ 656,073 milhões correspondentes às debêntures da segunda série remuneradas a 13,5733% a.a.; e (iii) R\$ 665,949 milhões correspondentes às debêntures da terceira série remuneradas a IPCA + 8,2620% a.a.. O vencimento das debêntures, da primeira e segunda séries, é em 15 de junho de 2030 e das debêntures da terceira série, em 15 de junho de 2034. Swap: Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com as taxas descritas acima por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,51% a.a. para a 1ª série, 7,22% para a 2ª série e 7,70% a.a. para a 3ª série.
10. Em 18 de junho de 2024, a Enauta Participações S.A. celebrou o Instrumento Particular da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, sob regime de garantia firme de colocação, a qual foi objeto de Oferta Pública, realizada nos termos da Resolução CVM 160, no total de R\$ 600,0 milhões, sendo (i) R\$ 396,0 milhões correspondentes às debêntures da primeira série remuneradas a IPCA + 8,0560% a.a.; e (ii) R\$ 204,0 milhões correspondentes às debêntures da segunda série remuneradas a IPCA + 8,2674% a.a.. O vencimento das debêntures da primeira série, é em 15 de junho de 2030 e das debêntures da terceira série, em 15 de junho de 2034. Swap: Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com as taxas descritas acima por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,45% a.a. para a 1ª série e 7,68% a.a. para a 3ª série.

Mais informações sobre as dívidas citadas estão apresentadas no item 12.9 deste Formulário de Referência.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém relações estreitas com as principais instituições financeiras nacionais e internacionais e monitora de forma recorrente oportunidades de otimização de sua estrutura de capital.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Nenhuma das dívidas da Companhia existentes em 31 de dezembro de 2024 possuía cláusula específica de subordinação, de forma que não há relação de preferência entre elas. Em eventual concurso universal de credores, a subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível acontecerá de acordo com a Lei 11.101 de 2005: (i) obrigações sociais e trabalhistas; (ii) impostos a recolher; (iii) arrendamento mercantil (garantia real); (iv) empréstimos e financiamentos; (v) créditos quirografários; (vi) créditos subordinados; e (vii) dividendos e juros sobre capital próprio.

(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

As emissões relevantes de dívida da Companhia e subsidiárias possuem: (i) cláusulas de vencimento antecipado, (ii) restrições de distribuição de dividendos, juros sobre capital próprio ou distribuições similares, acima do mínimo regulatório, (iii) e cláusulas de cross default e cross acceleration.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas cumpriam com todas as obrigações decorrentes de seus contratos financeiros, inclusive os covenants financeiros.

(g) Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia assinou em maio de 2022, por meio da subsidiária 3R Macau, contrato de abertura de crédito junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A. O contrato tem por objeto a abertura de crédito no valor total de R\$ 105,5 milhões, a serem aplicados nas atividades de redesenvolvimento e revitalização das concessões do Polo Macau, localizadas na Bacia Potiguar, Rio Grande do Norte. No encerramento do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia havia sacado R\$ 36.937 mil, estando o saldo remanescente disponível sob as seguintes condições: (i) prazo de financiamento de 8 anos, sendo 4 anos de carência, (ii) custo remuneratório de IPCA + 5,29% a.a..

(h) Alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

As informações referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 possuem baixa comparabilidade às informações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, assim como às informações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, principalmente devido: (i) Combinação de negócio com a Enauta Participações em 1 de agosto de 2024 (ii) incorporação de novos ativos ao portfólio, Polo Rio Ventura em julho de 2021, Polo Areia Branca em novembro de 2021, Polo Recôncavo em maio de 2022, Polos Peroá e Fazenda Belém em agosto de 2022, Polo Papa Terra em dezembro de 2022 e Polo Potiguar em junho de 2023.

Adicionalmente, cabe destacar que, a partir do closing do Polo Potiguar, em junho de 2023, a Companhia passou a deter um novo segmento operacional, relacionado a atividades de midstream e downstream ("Mid & Downstream").

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO (em milhares de reais, exceto %)	31/12/2024	AV	31/12/2023	AV	AH
Receita líquida	8.726.361	100%	5.619.989	100%	55,3%
Custo dos produtos vendidos	(6.397.784)	-73,3%	(3.862.029)	-68,7%	65,7%
Lucro bruto	2.328.577	26,7%	1.757.960	31,3%	32,5%
Despesas gerais e administrativas	(645.686)	-7,4%	(443.960)	-7,9%	45,4%
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	(25.765)	-0,3%	-	-	100%
Outras despesas/receitas operacionais líquidas	868.847	10,0%	(5.378)	-0,1%	-16255,6%
Provisão no valor recuperável de ativos	(28.705)	-0,3%	(42.752)	-0,8%	-32,9%
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social	2.497.268	28,6%	1.265.870	22,5%	97,3%
Receitas financeiras	1.110.024	12,7%	650.055	11,6%	70,8%
Despesas financeiras	(4.937.085)	-56,6%	(1.325.131)	-23,6%	272,6%
Resultado financeiro líquido	(3.827.061)	-43,9%	(675.076)	-12,0%	466,9%
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(1.329.793)	-15,2%	590.794	10,5%	-325,1%
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	420.102	4,8%	(165.579)	-2,9%	-353,7%
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(909.691)	-10,4%	425.215	7,6%	-313,9%

Receita líquida

A receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 8.726.361 mil comparado a R\$ 5.619.989 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou um aumento de R\$ 3.106.372 mil ou 55,3%, explicada pela combinação de negócios com a Enauta Participações, resultando na entrada de novos ativos, bem como Atlanta, e registro integral no exercício de 2024 da produção do complexo Potiguar e ao início da operação do segmento de *mid & downstream* ao portfólio da Companhia com a conclusão de aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023

Custo dos produtos vendidos

O custo dos produtos vendidos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 6.397.784 mil comparado a R\$ 3.862.029 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou um aumento de R\$ 2.535.755 mil ou 65,7%. Este aumento pode ser explicado, principalmente, pelo maior número de ativos operados no exercício de 2024, exemplificado pelo ativo de Atlanta advindo da combinação de negócios com a Enauta Participações e pelo registro integral no exercício de 2024 do segmento de *mid & downstream* no portfólio da Companhia.

Lucro bruto

O lucro bruto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 2.328.577 mil comparado a R\$ 1.757.960 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou um aumento de R\$ 570.617 mil ou 32,5%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram de R\$ 645.686 mil comparado a R\$ 443.960 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou um aumento de R\$ 201.726 mil ou 45,4%. As despesas gerais e administrativas representaram 7,4% e 7,9% da receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e 2023, respectivamente. Este desempenho é atribuído a ampliação da estrutura corporativa da Companhia, dimensionada para o gerenciamento de todo o portfólio contratado.

Em 31 de dezembro de 2024 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 31 de dezembro de 2023, estão impactadas principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás

Os gastos exploratórios para extração de petróleo e gás no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 registraram uma despesa de R\$ 25.765 mil comparado a uma despesa de R\$ 0 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou um aumento de R\$ 25.765 mil ou 100%. Essa constituição de saldo é justificada pela combinação de negócios com a Enauta Participações em 1º de agosto de 2024.

Outras despesas/receitas operacionais líquidas

As outras receitas e despesas operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 registraram uma receita de R\$ 868.847 mil comparado a uma despesa de R\$ 5.378 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, o que representou uma redução de R\$ 874.225 mil ou 16255,6%. Essa redução é justificada principalmente pelas maiores receitas, sendo ganho de transação decorrente da venda de 20% de participação nos campos de Atlanta e de Oliva, efeito credor de remensuração na provisão de Abandono dos campos de Pescada, Atlanta e Manati, e pela redução da obrigação com *earn-out* (parcela contingente) devida ao antigo controlador.

Provisão no valor recuperável de ativos

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment* como resultado da avaliação do valor justo dos 13 campos (11 concessões) que foram classificados como mantidos para venda em decorrência de negociações em curso, originando uma provisão no valor de R\$ 28.705 mil, enquanto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, foi realizada a provisão no valor de R\$ 42.705 mil referente ao campo de Camarão.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e contribuição social

O resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi positivo em R\$ 2.497.268 mil comparado a R\$ 1.265.870 mil positivos no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, o que representou um aumento de R\$ 1.231.398 mil ou 97,3%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Receitas financeiras

As receitas financeiras para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 somaram R\$ 1.110.024 mil comparado a R\$ 650.055 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, o que representou um aumento de R\$ 459.969 mil ou 70,8%. Este aumento é atribuído principalmente ao aumento de rendimento de aplicações financeiras e ganhos com operação de hedge de *brent* para parte de sua produção dos próximos 24 meses e de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos.

Despesas financeiras

As despesas financeiras para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 somaram R\$ 4.937.085 mil comparado a R\$ 1.325.131 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, o que representou um aumento de R\$ 3.611.954 mil ou 272,6%. Este resultado é atribuído, principalmente, a maiores despesas com juros das dívidas (debêntures e empréstimos) incluindo swap taxa de juros, efeitos de atualização monetária de debêntures e valores a pagar por aquisição, indexados ao dólar americano, e efeito da variação cambial.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi negativo em R\$ 3.827.061 mil comparado a R\$ 675.076 mil negativos no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, o que representou um aumento de despesa de R\$ 3.151.985 mil ou 466,9%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social

O prejuízo antes dos impostos para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 1.329.793 mil comparado a um lucro em R\$ 590.794 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, redução de R\$ 1.920.587 mil. Esta redução é consequência dos fatores explicados acima.

Imposto de renda e contribuição social

O Imposto de renda (IR) e contribuição social (CS) para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 somou receita de R\$ 420.102 mil comparado a uma despesa de R\$ 165.579 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023. Este resultado é justificado pelo reconhecimento de IR/CS diferido da Enauta Petróleo e Gás decorrente da expectativa de realização de lucro com a entrada de Parque das Conchas e aproveitamento do prejuízo fiscal, quando comparado ao ano anterior.

Lucro líquido (prejuízo) do exercício

O prejuízo para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 909.691 mil comparado a lucro líquido de R\$ 425.215 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023, o que representou uma redução de R\$ 1.334.906 mil ou 313,9%. Esta redução é consequência dos fatores explicados acima.

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO (em milhares de reais, exceto %)	31/12/2023	AV	31/12/2022	AV	AH
Receita líquida	5.619.989	100%	1.722.422	100%	226,3%
Custo dos produtos vendidos	(3.862.029)	-68,7%	(835.544)	-48,5%	362,2%
Lucro bruto	1.757.960	31,3%	886.878	51,5%	98,2%
Despesas gerais e administrativas	(443.960)	-7,9%	(339.003)	-19,7%	31,0%
Outras despesas operacionais líquidas	(5.378)	-0,1%	(153.500)	-8,9%	-96,5%
Provisão no valor recuperável de ativos	(42.752)	-0,8%	(123.318)	-7,2%	-65,3%
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social	1.265.870	22,5%	271.057	15,7%	367,0%
Receitas financeiras	650.055	11,6%	319.817	18,6%	103,3%
Despesas financeiras	(1.325.131)	-23,6%	(805.007)	-46,7%	64,6%
Resultado financeiro líquido	(675.076)	-12,0%	(485.190)	-28,2%	39,1%
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	590.794	10,5%	(214.133)	-12,4%	-375,9%
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	(165.579)	-2,9%	341.849	19,8%	-148,4%
Lucro líquido do exercício	425.215	7,6%	127.716	7,4%	232,9%

Receita líquida

A receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 5.619.989 mil comparado a R\$ 1.722.422 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o que representou um aumento de R\$ 3.897.567 mil ou 226,3%, explicada pela maior eficiência operacional registrada na gestão do portfólio, com um aumento de produção em 2023 quando comparado com 2022, pela incorporação de dois novos ativos ao portfólio (Polos Papa Terra e Potiguar) e registro integral da produção de ativos incorporados ao portfólio em 2022 (Recôncavo, Fazenda Belém e Peroá), além da introdução do segmento de *mid & downstream* no portfólio da Companhia com a conclusão de aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023.

Custo dos produtos vendidos

O custo dos produtos vendidos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 3.862.029 mil comparado a R\$ 835.544 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o que representou um aumento de R\$ 3.026.485 mil ou 362,2%. Este aumento pode ser explicado, principalmente, pelo maior número de ativos operados no exercício de 2023, pela aceleração de atividades de recuperação das instalações operacionais, e pela introdução do segmento de *mid & downstream* no portfólio da Companhia.

Lucro bruto

O lucro bruto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 1.757.960 mil comparado a R\$ 886.878 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o que representou um aumento de R\$ 871.082 mil ou 98,2%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foram de R\$ 443.960 mil comparado a R\$ 339.003 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o que representou um aumento de R\$ 104.957 mil ou 31,0%. As despesas gerais e administrativas representaram 7,9% e 19,7% da receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 2022, respectivamente. Este desempenho é atribuído a ampliação da estrutura corporativa da Companhia, dimensionada para o gerenciamento de todo o portfólio contratado.

Outras despesas operacionais líquidas

As outras receitas e despesas operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 registraram uma despesa de R\$ 5.378 mil comparado a uma despesa de R\$ 153.500 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o que representou uma redução de R\$ 148.122 mil ou 96,5%. Essa redução é justificada principalmente pelas menores despesas com transição de ativos e *earn-out* (parcela contingente) devida ao antigo controlador.

Provisão no valor recuperável de ativos

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment* no Campo de Camarão, originando uma provisão no valor de R\$ 42.752 mil, enquanto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, foi realizada a provisão no valor de R\$ 123.318 mil.

Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e contribuição social

O resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi positivo em R\$ 1.265.870 mil comparado a R\$ 271.057 mil positivos no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, o que representou um aumento de R\$ 994.813 mil ou 367%%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Receitas financeiras

As receitas financeiras para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 somaram R\$ 650.055 mil comparado a R\$ 319.817 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, o que representou um aumento de R\$ 330.238 mil ou 103,3%. Este aumento é atribuído principalmente ao aumento de rendimento de aplicações financeiras e efeitos de variação cambial líquida de instrumentos financeiros contratados para financiamento da aquisição do Polo Potiguar.

Despesas financeiras

As despesas financeiras para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 somaram R\$ 1.325.131 mil comparado a R\$ 805.007 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, o que representou um aumento de R\$ 520.124 mil ou 64,6%. Este resultado é atribuído, principalmente, a maiores despesas com juros das dívidas (debêntures e empréstimos) e efeitos de atualização monetária de valores a pagar por aquisição, indexados ao dólar americano.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi negativo em R\$ 675.076 mil comparado a R\$ 485.190 mil negativos no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, o que representou um aumento de despesa de R\$ 189.886 mil ou 39,1%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social

O lucro antes dos impostos para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi positivo em R\$ 590.794 mil comparado a um prejuízo de R\$ 214.133 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, aumento de R\$ 804.927 mil. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima.

Imposto de renda e contribuição social

O Imposto de renda (IR) e contribuição social (CS) para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 somou despesa de R\$ 165.579 mil comparado a uma receita de R\$ 341.849 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022. Este resultado é justificado pelo maior lucro operacional no exercício corrente e menores prejuízos fiscais acumulados no exercício, quando comparado ao ano anterior.

Lucro líquido

O lucro líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 425.215 mil comparado a R\$ 127.716 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, o que representou um aumento de R\$ 297.499 mil ou 232,9%. Este aumento é consequência dos fatores explicados acima..

FLUXO DE CAIXA

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

(Em R\$ milhares de Reais)	Exercício social encerrado em:		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	1.854.060	1.008.698	90.305
Caixa líquido (consumido) gerado pelas atividades de investimento	975.610	(8.618.745)	(357.041)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(1.456.986)	8.691.277	957.331
(Redução) aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa	1.372.684	1.081.230	690.595

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa gerado nas atividades operacionais totalizou R\$ 1.854.060 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparado a R\$ 1.008.698 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento de R\$ 845.362 mil ou 83,8% é justificado principalmente pela maior produção registrada em 2024 quando comparada em 2023, função da melhor performance operacional e da incorporação de novos ativos ao portfólio gerido pela Companhia, Potiguar em junho de 2023, e pela incorporação de ativos advindo pela Combinação de negócio em 1º de Agosto de 2024, principalmente pelo ativo de Atlanta.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O fluxo de caixa das atividades de investimento totalizou uma geração de caixa de R\$ 975.610 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparado a um consumo de caixa de R\$ 8.618.745 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa variação de R\$ 9.594.355 mil é justificada principalmente pela conclusão da aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023 com pagamento de R\$ 5.407.889 mil, e pelo resgate de aplicações financeiras em 2024 quando comparadas a aplicações e em 2023, variação no montante de R\$ 4.929.998 mil.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento totalizou um consumo de R\$ 1.456.986 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparado a R\$ 8.691.277 mil gerados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa variação de R\$ 10.148.263 mil ou 116,8% é justificada, principalmente, pela captação de recursos (emissão de debêntures e contratação de empréstimos) no montante de R\$ 6.107.850 em 2023 para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, comparado a R\$ 900.000 mil em 2024, além do aumento de capital de R\$ 900.000 mil realizado em junho de 2023, e amortizações extraordinárias no montante de R\$ 3.929.463 mil majoritariamente referente ao *Term Loan* (UMB *Pool*/bancos) em 2024.

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 COMPARADO AO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa gerado nas atividades operacionais totalizou R\$ 1.008.698 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a R\$ 90.305 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Esse aumento de R\$ 918.393 mil ou 1.017% é justificado principalmente pela maior produção registrada em 2023 quando comparada em 2022, função da melhor performance operacional e da incorporação de novos ativos ao portfólio gerido pela Companhia, Polos Papa Terra e Potiguar em dezembro de 2022 e junho de 2023, respectivamente.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O fluxo de caixa das atividades de investimento totalizou um consumo de caixa de R\$ 8.618.745 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a um consumo de caixa de R\$ 357.041 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Essa variação de R\$ 8.261.704 mil é justificada principalmente pela conclusão da aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023 com pagamento de R\$ 5.407.889 mil, e pela aceleração dos investimentos em revitalização e redesevolvimento do portfólio em R\$ 838.574 mil.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento totalizou R\$ 8.691.277 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a R\$ 957.331 mil gerados no exercício social encerrado em

31 de dezembro de 2022. Essa variação de R\$ 7.733.946 mil ou 807,9% é justificada, principalmente, pela captação de recursos (emissão de debêntures e contratação de empréstimos) para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, concluída em junho de 2023, além do aumento de capital de R\$ 900.000 mil realizado em junho de 2023.

(a) Resultados das operações do emissor, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita da Companhia registrada nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 foi proveniente dos segmentos (i) *upstream ou exploração e produção (E&P)*, exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural, e (ii) *mid & downstream*, escoamento, tratamento, processamento e comercialização de produtos derivados. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 é resultado do segmento *upstream*, da venda de petróleo e gás natural produzidos nos ativos do seu portfólio e que já haviam sido incorporados à gestão da Companhia ou que a Companhia possuía participação efetiva, ainda que operado por terceiros.

Adicionalmente, cumpre destacar que as condições comerciais de venda dos seus produtos, o preço de referência do petróleo tipo Brent, a performance operacional dos ativos integrados ao portfólio, e a cotação da taxa de câmbio (dólar americano) são variáveis importantes na análise da composição da receita da Companhia, conforme detalhado nessa seção 2.2 deste Formulário de Referência.

Cabe ainda ressaltar que a evolução na receita traz efeitos de preço de petróleo tipo Brent e câmbio (dólar americano), porém é principalmente explicada: (i) pelo maior volume de petróleo e gás produzidos e vendidos em cada um dos exercícios sociais indicados e (ii) pela introdução do segmento *mid & downstream* no plano de negócios da Companhia a partir do ano de 2023.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita líquida de óleo registrou uma redução de 27,7% comparado ao mesmo exercício social encerrado em 2023, e representou 22% da receita líquida. A receita líquida de gás representou 7,4% da receita líquida, aumento de 9,1% em comparação a receita líquida de gás registrada no mesmo exercício social encerrado em 2023. A parcela complementar da receita líquida é referente à venda de produtos derivados e prestação de serviços à terceiros, cuja participação foi de 69,0% e 1,6%, respectivamente.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, a receita líquida de óleo registrou aumento de 88,1% comparado ao mesmo exercício social encerrado em 2022, e representou 47% da receita líquida. A receita líquida de gás representou 10,6% da receita líquida, aumento de 88,5% em comparação a receita líquida de gás registrada no mesmo exercício social encerrado em 2022. A parcela complementar da receita líquida é referente à venda de produtos derivados e prestação de serviços à terceiros, cuja participação foi de 40,6% e 1,8%, respectivamente.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a receita líquida de óleo registrou aumento de 102,1% comparado ao mesmo período em 2021, e representou 81,6% da receita líquida. A receita líquida de gás apresentou aumento de 866,1% comparado ao mesmo período em 2021 e representou 18,3% da receita líquida em 31 de dezembro de 2022.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os resultados das operacionais da Companhia são afetados, principalmente: (i) pelo desempenho operacional dos ativos, (ii) pelas condições de comercialização de seus produtos, (iii) pelo gerenciamento de custos e despesas operacionais e administrativos, (iv) pela capacidade de a Companhia implementar os planos de investimentos, e (iv) eventualmente por efeitos não recorrentes.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022, os resultados operacionais da Companhia seguiram a dinâmica de: (i) incorporação de novos ativos ao portfólio operado, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações em 1º de agosto de 2024 e incluindo o segmento *mid & downstream* no ano de 2023, (ii) aumento da produção nos referidos ativos, (iii) incorrência de custos e despesas relacionados a atividades operacionais e corporativas, incluindo aqueles relacionados a ativos em fase de transição operacional, (iv) aumento gradativo das atividades de investimento (capex) e (v) efeitos não recorrentes diversos, conforme detalhado no item 2.1 deste Formulário de Referência.

Adicionalmente, alinhado as informações prestadas no item 2.2 (a) (i) acima, fatores macroeconômicos podem afetar os resultados operacionais da Companhia, como: (i) preço de referência do petróleo tipo *Brent*, (ii) cotação da taxa de câmbio (dólar americano), e (iii) efeitos inflacionários.

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

Conforme mencionado no item 2.1 (a), a receita da Companhia é diretamente impactada por: (i) condições comerciais de venda dos produtos, (ii) preço de referência do petróleo tipo *Brent*, (iii) taxa de câmbio (dólar americano, e, principalmente (iv) volume de produção vendida.

A principal justificativa para o relevante crescimento de receita pela Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 se dá pelos maiores volumes de produção de petróleo e gás natural registrado ao longo dos anos, após a consolidação de novos ativos e a introdução do segmento *mid & downstream* no portfólio da Companhia em 2023.

A curva de produção impacta diretamente a receita gerada pelas atividades principais, venda de óleo, gás natural e produtos derivados. A produção dos ativos pode ser influenciada por fatores como (i) declínio natural da produção, em função do consumo das reservas do campo, (ii) variações na demanda por óleo e gás do mercado, (iii) quedas de produção provenientes de problemas operacionais e (iv) sucesso na execução dos planos de revitalização e redensenvolvimento aplicados.

A tabela abaixo mostra a evolução da produção média diária em barris de óleo equivalente (boe/d), registrada nos resultados financeiros da Companhia.

Produção Média (boe/d)	Exercício Social encerrado em 31/12/2024*	Exercício Social encerrado em 31/12/2023	Exercício Social encerrado em 31/12/2022
Produção total	55.674	34.426	12.517
Produção de óleo	43.723	25.823	8.285
Produção de gás	11.951	8.603	4.232

* a produção referente a 2024 é uma visão pro-forma considerando 12 meses de operação conjunta entre 3R e Enauta.

Adicionalmente ao volume de produção mencionado acima, a Companhia indica os efeitos do câmbio (dólar americano) e do preço de petróleo tipo *Brent* nas receitas da Companhia, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

- Câmbio: os contratos de comercialização dos produtos da Companhia utilizam a taxa de câmbio (dólar americano) como componente de faturamento, considerando que parte relevante dos contratos de venda da Companhia são indexados ao preço do petróleo tipo *Brent*, cotado em dólar americano.
- Petróleo: o preço de petróleo tipo *Brent* é base indexadora para parte relevante dos contratos de venda de petróleo e de gás natural, impactando diretamente a monetização dos produtos e, por consequência, a receita da Companhia.

(c) Impactos relevantes 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 do emissor

Os impactos relevantes no resultado operacional e financeiro da Companhia, considerando efeitos de inflação, câmbio, juros e preço do petróleo estão abaixo detalhados e explicam a dinâmica aferida nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

- **Inflação:** os índices de inflação são referência para custos e despesas praticados pela Companhia junto aos seus fornecedores e prestadores de serviço, tendo efeito inclusive sobre pacote de benefícios do seu corpo de funcionários. Não obstante, a inflação também tem efeito sobre atividades de investimento (capex).
- **Juros:** a taxa de juros tem efeito sobre o saldo de aplicações financeiras indexadas ao CDI, bem como sobre a remuneração da dívida de determinados instrumentos financeiros contratados, indexados ao CDI.
- **Câmbio:** os contratos de comercialização dos produtos da Companhia utilizam a taxa de câmbio (dólar americano) como componente de faturamento, considerando que parte relevante dos contratos de venda da Companhia são indexados ao preço do petróleo tipo *Brent*, cotado em dólar americano. Adicionalmente, a taxa de câmbio gera impacto sobre: (i) aplicações financeiras, (ii) serviço da dívida, e (iii) compromissos assumidos, principalmente relacionados a aquisição de ativos e atividades de investimento (capex), todos indexados ao dólar americano.
- **Petróleo:** o preço de petróleo tipo *Brent* é base indexadora para parte relevante dos contratos de venda de petróleo e de gás natural, impactando diretamente a monetização dos produtos e, por consequência, a receita da Companhia. Cabe ainda mencionar que alguns custos, despesas e investimentos (capex), tradicionais da indústria de óleo e gás, seguem, em alguma medida, o preço do petróleo como referência.

A tabela abaixo demonstra o histórico dos principais indicadores que afetaram os resultados operacionais e financeiros da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

Indicadores	2024	2023	2022
Inflação			
IPCA ¹ (%)	4,83	4,62	5,79
IGP-M ² (%)	6,75	(3,18)	5,45
Juros			
Selic ³	12,25	11,75	13,75
Câmbio			
Dólar/Real ⁴	5,3936	5,00	5,17
Petróleo			
Brent ⁵	79,86	82,64	100,93

¹ IPCA acumulado 12 meses calculado e divulgado pelo IBGE

² IGP-M variação 12 meses calculado e divulgado pelo FGV

³ Meta Selic estabelecida pelo CMN, divulgada pelo Banco Central do Brasil, fim do período

⁴ Taxa de câmbio fechamento ptax divulgado pelo Banco Central do Brasil, média do período.

⁵ Preço médio do barril de petróleo tipo Brent divulgado pela US. Energy Information Administration, média do período.

(a) Mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis referente aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022.

(b) Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

O relatório de revisão dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi emitido com opinião contendo ressalva, que a Diretoria Executiva declara sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de Ressalva contida em seu parecer, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, assunto então divulgado pela Companhia no Relatório da Administração e nas Notas Explicativas nº 2, 22 e 42 das referidas Demonstrações Financeiras, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Apesar de terem sido concedidos os *waivers* por parte dos credores envolvidos, a KPMG Auditores Independentes manifestou seu entendimento de que o passivo não circulante correspondente ao montante das referidas debêntures deveria ser reclassificado como passivo circulante no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, sob a alegação de haver previsão expressa no CPC 26, em seu artigo 74, de que este seria o tratamento a ser adotado nestas circunstâncias.

Em relação à reclassificação proposta, cabe-nos ressaltar que a posição da Administração da Companhia é que a apresentação da dívida como devida a curto prazo não corresponderia à realidade do cronograma dos pagamentos da dívida e consistiria grave distorção do Balanço Patrimonial. Considerando que obtivemos todos os *waivers* antes da emissão e aprovação das Demonstrações Financeiras de 2024 (e, por decorrência, antes da data da emissão do relatório dos auditores), a Administração entende que a citada reclassificação resultaria numa informação enganosa nas nossas Demonstrações Financeiras, notadamente no Balanço Patrimonial,

induzindo o leitor a uma interpretação incorreta da posição patrimonial e financeira da Companhia de 31 de dezembro de 2024, principalmente no que se refere à sua solvência e capacidade de geração de caixa e, desta forma, não efetuou a referida reclassificação.

O próprio Pronunciamento CPC 26, nos seus itens 19 e 20 (extrato abaixo), indica como a Administração deverá tratar a aplicação de determinada regra contábil quando, em seu julgamento, tal aplicação conduz a uma apresentação enganosa – caso em que entra, consequentemente, em conflito com o Pronunciamento CPC 00:

"19. Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis estabelecido no CPC 00, a entidade não deve aplicar esse requisito e deve seguir o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de vista legal e regulatório.

20. Quando a entidade não aplicar um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC ou de acordo com o item 19, deve divulgar:

(a) que a administração concluiu que as demonstrações contábeis apresentam de forma apropriada a posição financeira e patrimonial, o desempenho e os fluxos de caixa da entidade;

(b) que aplicou os pronunciamentos técnicos, interpretações e orientações do CPC aplicáveis, exceto pela não aplicação de requisito específico com o propósito de obter representação apropriada;

(c) o título do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC que a entidade não aplicou, a natureza dessa exceção, incluindo o tratamento que o Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC exigiria; a razão pela qual esse tratamento seria tão enganoso que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis, estabelecido no CPC 00; e o tratamento efetivamente adotado; e

(d) para cada período apresentado, o impacto financeiro da não aplicação do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC vigente em cada item nas demonstrações contábeis que teria sido informado, caso tivesse sido cumprido o requisito não aplicado."

Este entendimento da Administração guarda plena aderência com a opinião do Senhor Guillermo Braunbeck, professor doutor do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, parecerista independente com notório saber sobre o assunto, contida em seu Parecer Técnico emitido em 17 de março de 2025.

O relatório de revisão dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 2022 foram emitidos com opiniões sem modificações e sem ênfases.

(a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

Em junho de 2023, a Companhia assumiu as operações do Polo Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, ativo que possui atuação no segmento *upstream*, (exploração, produção e venda de petróleo e gás natural), mas também inclui instalações dos segmentos *midstream* e *downstream* (refinaria, unidades de processamento de gás natural, terminal aquaviário), que passaram a fazer parte do portfólio da Companhia. A aquisição amplia de forma substancial o modelo de negócios da Companhia, na medida em que traz um importante aumento de escala e permite uma ampla integração entre as atividades de *upstream* e *mid & downstream* desenvolvidas na região da Bacia Potiguar.

Em agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de 100% da Enauta Participações, companhia aberta registrada na CVM por meio da incorporação de suas ações. Nesta combinação, a Companhia recebeu novos ativos ao portfólio na atuação do segmento *upstream*, (exploração, produção e venda de petróleo e gás natural).

(b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Todas as informações sobre constituição, aquisição ou alienação de participação societária envolvendo a Companhia e sociedades de seu grupo econômico estão disponibilizadas no item 1.1 deste Formulário de Referência. Em síntese, as principais constituições de sociedade e/ou aquisições de participação societária tiveram o viés de expansão e diversificação do portfólio operacional da Companhia, ancorado em ativos de produção de petróleo e gás natural, os quais se espera redesenvolver e revitalizar, com consequente ganho de eficiência operacional e financeira.

(c) Eventos ou operações não usuais

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de 100% da Enauta Participações, companhia aberta registrada na CVM e com sede no Rio de Janeiro, por meio da incorporação de suas ações. A Enauta Participações passou, nesta data, a ser uma subsidiária integral da Companhia e suas ações deixaram de ser negociadas no segmento do Novo Mercado da B3 nessa mesma data. A combinação de negócios busca promover a criação de uma das principais e mais diversificadas companhias independentes atuantes na cadeia de petróleo e gás da América Latina, com escala, portfólio diversificado e balanceado com resiliência a ciclos de preço e alta competitividade para expansão.

Não houve, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022, 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.

(a) Informar o valor das medições não contábeis

EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado, Margem EBITDA Ajustado

A tabela abaixo apresenta os valores das medições não contábeis referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(Em milhares de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31/12/2024	Exercício social encerrado em 31/12/2023	Exercício social encerrado em 31/12/2022
EBITDA	3.743.474	1.885.970	550.359
Margem EBITDA	42,9%	33,6%	32,0%
EBITDA Ajustado	2.864.857	1.880.285	709.596
Margem EBITDA Ajustado	32,8%	33,5%	41,2%

O EBITDA (Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações) é uma medida não contábil divulgada pela Companhia e conciliada com suas demonstrações financeiras. Essa medição consiste no lucro ou prejuízo líquido da Companhia, ajustado pelo resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, e, por fim, dos custos e despesas com depreciação e amortização ("EBITDA"). A margem EBITDA, por sua vez, é calculada pela divisão do EBITDA pela receita líquida ("Margem EBITDA").

O EBITDA Ajustado foi calculado a partir do EBITDA acrescido dos itens abaixo listados, com o objetivo de refletir o desempenho operacional da Companhia de acordo com o direcionamento e plano de negócios focado em redesenvolvimento de campos maduros em produção e melhor potencial de geração bruta de caixa, de modo a expurgar (i) itens que não tem impacto no caixa do período (ii) efeitos únicos que não fazem parte do curso normal da operação da Companhia e (iii) efeitos que a administração julga como temporários ou não recorrentes. Abaixo estão detalhados esses itens com os respectivos motivos de exclusão ("EBITDA Ajustado"):

- (Perda)/reversão no valor recuperável de ativos: Esse grupo consiste em *impairment* e reversão de *impairment*, que é a avaliação realizada do valor recuperável do ativo, determinado por avaliação de fluxo de caixa descontado, contra o valor contabilizado. Essas despesas e receitas têm impacto meramente contábil e não influenciam a geração de caixa da Companhia, por isso a Administração entende que deveriam ser expurgadas do cálculo do EBITDA Ajustado.
- Ajustes na Provisão de abandono: são estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada pela taxa de prêmio risco-país. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido. Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) que as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança. Considerando que esse item não possui efeito caixa no período atual, a Administração entende que deve ser expurgado do EBITDA Ajustado.
- Despesa referente ao ajuste do *closing* na aquisição do Polo Macau realizada em 2022. Por se tratar de um efeito ocorrido exclusivamente em um exercício e que não faz parte do curso normal da operação da Companhia, a Administração entende que deve ser expurgado do EBITDA Ajustado.

- iv. Despesa relacionada ao pagamento adicional ao antigo controlador atrelada a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e Companhia. Nos termos do contrato de compra e venda assinado pelo antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas, elencadas acima, viesse a se aproveitar dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, faria jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia. Por se tratar de um efeito ocorrido exclusivamente em um exercício e que não faz parte do curso normal da operação da Companhia, a Administração entende que deve ser expurgado do EBITDA Ajustado.
- v. Refere-se ao resultado na venda de 20% de participação nos campos de Atlanta e de Oliva no montante de R\$ 720.319. Em 21 de março de 2024 Enauta Energia celebrou a assinatura de contrato de compra e venda para que afiliadas da WAO adquirissem 20% de participação na Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva. Esta transação foi concluída em 26 de setembro de 2024 com o pagamento de US\$ 234 milhões (R\$ 1.287.059) à Enauta Energia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Enauta Energia após a assinatura. A partir desta data, os custos serão compartilhados com o parceiro na proporção de 20%.
- vi. Gastos incorridos com blocos e poços baixados.
- vii. Despesa de remuneração variável (bônus e aceleração SOP) decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.
- viii. Despesas com bancos e advogados decorrente da combinação de negócio com a Enauta Participações ocorrida em 1º de agosto de 2024
- ix. Pagamentos de arrendamentos que estão sujeitos a registro contábil pela norma (IFRS 16/CPC 06) da FPSO Petrojarl, embarcações e demais equipamentos ligados diretamente a operação.
- x. Gastos com aluguel de sonda contratados para perfuração, completação e intervenções de poços que não foram realizados decorrente do aguardo de licença ambiental

A margem EBITDA Ajustado consiste no EBITDA Ajustado dividido pela receita líquida da Companhia ("Margem EBITDA Ajustado").

O EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado não são medidas de desempenho financeiro de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP"), nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* ("IASB"). Essas medidas não devem ser consideradas como base de distribuição de dividendos, alternativas ao lucro líquido ou como medidas de desempenho operacional, fluxo de caixa operacional ou liquidez; dentre outros. Adicionalmente, essas medidas não possuem uma definição padrão, e as definições aqui utilizadas podem não ser comparáveis com títulos semelhantes utilizados por outras empresas.

(b) Fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado, Margem EBITDA Ajustado

Abaixo são apresentadas as conciliações do EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado, Margem EBITDA Ajustado para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(Em milhares de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31/12/2024	Exercício social encerrado em 31/12/2023	Exercício social encerrado em 31/12/2022
Lucro líquido do exercício	(909.691)	425.215	127.716
(+) Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	(420.102)	165.579	(341.849)
(+) Resultado financeiro líquido	3.827.061	675.076	485.190
(+) Depreciação e amortização	1.246.206	620.100	279.302
EBITDA	3.743.474	1.885.970	550.359
Receita líquida	8.726.361	5.619.989	1.722.422
Margem EBITDA	42,9%	33,6%	32,0%

(Em milhares de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31/12/2024	Exercício social encerrado em 31/12/2023	Exercício social encerrado em 31/12/2022
EBITDA	3.743.474	1.885.970	550.359
(+) (Perda) / reversão no valor recuperável de ativos ⁽¹⁾	28.705	42.752	123.318
(+) Ajustes na Provisão de abandono - 3R Pescada, Atlanta e Manati ⁽²⁾	(361.125)	(48.437)	(27.878)
(+) Despesa complementar aquisição Macau ⁽³⁾	-	-	5.091
(+) Despesa – antigo controlador ⁽⁴⁾	(28.642)	-	58.706
(+) Ganho transação venda 20% Atlanta ⁽⁵⁾	(720.319)	-	-
(+) Baixa de bloco/poço ⁽⁶⁾	557	-	-
(+) Gratificações e avanço SOP - Merger ⁽⁷⁾	79.484	-	-
(+) Fee Merger – bancos e advogados ⁽⁸⁾	26.380	-	-
(+) IFRS 16 – Arrendamentos ⁽⁹⁾	(134.260)	-	-
(+) Gastos Stand by Sonda (Papa Terra, Bahia e Potiguar) ⁽¹⁰⁾	230.603	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹¹⁾	2.864.857	1.880.285	709.596
Receita líquida	8.726.361	5.619.989	1.722.422
Margem EBITDA Ajustado⁽¹²⁾	32,8%	33,5%	41,2%

(1) Avaliação anual realizada que confronta o valor recuperável dos ativos contra o valor contabilizado.

(2) Ajuste na provisão de abandono que não possui efeito caixa. Trata-se do ajuste na provisão de abandono na Pescada, Atlanta e Manati.

(3) Despesa referente ao ajuste do *closing* na aquisição Polo Macau realizada em 2022.

(4) Despesa relacionada ao pagamento adicional ao antigo controlador atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e pela Companhia.

(5) Refere-se ao resultado na venda de 20% de participação nos campos de Atlanta e de Oliva.

(6) Trata-se de gastos incorridos com blocos e poços baixados.

(7) Despesa de remuneração variável (bônus e aceleração SOP) decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

(8) Refere-se a despesas com bancos e advogados decorrente da combinação de negócio com a Enauta Participações ocorrida em 1º de agosto de 2024

(9) Trata-se de valor relativo a pagamento de arrendamentos que estão sujeitos a registro contábil pela norma (IFRS 16/CPC 06) da FPSO Petrojarl, embarcações e demais equipamentos ligados diretamente a operação.

(10) Gastos com aluguel de sonda contratados para perfuração, completação e intervenções de poços que não foram realizados decorrente do aguardo de licença ambiental

(11) EBITDA Ajustado corresponde ao EBITDA acrescido de ajustes mencionados nos itens anteriores.

(12) A Margem EBITDA Ajustado consiste no EBITDA Ajustado dividido pela receita líquida.

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

A Companhia reforça que o EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado, Margem EBITDA Ajustado, Dívida Bruta, Dívida Bruta Ajustada, Disponibilidades e Dívida Líquida Ajustada não são medidas de desempenho financeiro, segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (BR GAAP) ou pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB). Sendo assim, essas medidas não devem ser consideradas como substitutas para o lucro líquido e não poderão ser consideradas para o cálculo de distribuição de dividendos.

Nesse contexto, a Companhia utiliza o EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado como indicadores complementares na avaliação de seu desempenho operacional, não sendo utilizados isoladamente como alternativas ao lucro líquido, tampouco como indicadores de desempenho operacional, ou como alternativas de fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Adicionalmente, o EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado apresentam limitações por não considerarem certos custos inerentes ao negócio da Companhia, que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização.

De forma complementar, a Companhia, no seu exclusivo julgamento, entende que a métrica de EBITDA Ajustado se mostra útil no auxílio para a compreensão da condição financeira e do resultado das operações pois exclui efeitos que a Administração julga a serem temporários ou não recorrentes às suas atividades principais de produção e desenvolvimento de campos maduros, foco da Companhia e efeitos que não tem impacto caixa no período.

A Companhia utiliza as métricas de Dívida Bruta, Dívida Bruta Ajustada, Disponibilidades e Dívida Líquida Ajustada na avaliação da performance financeira referente a alavancagem do seu endividamento e da relação de capital de terceiros frente a posição de seus acionistas

Possível venda de ativos *onshore* e de águas rasas

Em 10 de janeiro de 2025, a Companhia recebeu propostas de empresas interessadas na aquisição de ativos do portfólio onshore e de águas rasas. O perímetro da possível transação de desinvestimentos de ativos onshore e de águas rasas da Companhia se limitará aos campos localizados no Estado da Bahia. A Companhia permanece em tratativas e em fase de diligência com os proponentes selecionados, com expectativa de recebimento de propostas vinculantes ao longo do 1º semestre de 2025.

Atualizações sobre o campo de Papa-Terra

No dia 26 de janeiro de 2025, a Companhia obteve autorização definitiva do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural ("NFP") da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") para os sistemas de medição do campo de Papa-Terra. Para cumprimento da última exigência da ANP, a operação do ativo ficou paralisada do início do dia 25 de janeiro até o início do dia 26 de janeiro. Após comprovar o sucesso das intervenções realizadas no FPSO 3R-3, com o devido atendimento às exigências da ANP, a NFP concedeu autorização definitiva para operação, sem qualquer exigência ou pendência remanescente.

Venda de concessões no Rio Grande do Norte

Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou junto ao consórcio formado por Azevedo e Travassos Petróleo S. A. ("A&T") e Petro-Victory Energy Corp. ("PVE"), contrato para venda de 11 concessões de óleo e gás onshore localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor total da transação é de US\$ 15 milhões, sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assumira a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), dentre outros.

Encerramento das atividades da Enauta Finance

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Obtenção de Waiver referente cláusulas restritivas (covenants)

Em razão da AGD realizada em junho de 2024 para aprovação da combinação de negócios entre 3R Petroleum e Enauta Participações, entre outros temas, as Debêntures correlatas às Emissões ENAT11, ENAT21, ENAT12 e ENAT32 ficaram dispensadas da necessidade de atendimento do índice Dívida Líquida/EBITDAX até que seja finalizada a reorganização societária com a incorporação da controlada Enauta Energia (ou até 12 meses da data da Incorporação de Ações da Enauta Participações, o que ocorrer primeiro). De toda forma, vale destacar que o índice Dívida Líquida/EBITDAX é um covenant de incorrência e não de manutenção, inexistindo o report periódico, sendo o atendimento do índice necessário apenas no caso de novas dívidas incorridas por parte da Companhia.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no

índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

	2024	2023	2022
(a) Regras sobre retenção de lucros	O estatuto social da Brava Energia S.A. prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinado à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.	O estatuto social da Brava Energia S.A. prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinado à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.	O estatuto social da Brava Energia S.A. prevê que até 5% do lucro líquido do exercício pode ser destinado para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social. A constituição da reserva legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo acrescido do montante das reservas de capital exceder 30% do capital social. O saldo remanescente do lucro líquido ajustado, após a destinação da reserva legal e pagamento de dividendos, será destinado à Reserva de Reinvestimento, cuja finalidade é assegurar recursos para investimentos nos negócios da Companhia; reforço de capital de giro; e composição de fundos e mecanismos de salvaguarda.
(b) Regras sobre distribuição de dividendos	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 25% do lucro líquido ajustado do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 25% do lucro líquido ajustado do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.	O estatuto social da Companhia prevê que pelo menos 25% do lucro líquido ajustado do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei 6.404/76, seja anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório.
(c) Periodicidade das distribuições de dividendos	A distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.	A distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.	A distribuição de dividendos segue a regra da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, de distribuição anual, podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

	2024	2023	2022
(d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.
(e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada.

Exercício social findo em:	31/12/2024
Prejuízo do exercício de 2024	R\$ 909.691.397,49
(-) Redução de parcela dos prejuízos acumulados até 31 de dezembro de 2024 pela absorção do saldo da reserva de investimento e expansão	R\$ 277.696.395,28
(=) Saldo remanescente de prejuízos acumulados em 31/12/2024	R\$ 631.995.002,21

(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 Companhia mantenha riscos e responsabilidades não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(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 aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(iii) contratos de construção não terminada

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

Em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possuía termo de compromisso junto a instituições financeiras para emissão de títulos de dívida que somavam, conjuntamente, US\$ 1,0 bilhão, direcionados a conclusão da aquisição do Polo Potiguar.

Os referidos recursos foram desembolsados em 2023, alinhado à conclusão da aquisição do Polo Potiguar, e estão evidenciados no balanço patrimonial da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, bem como apresentados no item 12.9 deste Formulário de Referência.

(b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022

(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

Os recursos contratados e desembolsados para a conclusão da aquisição do Polo Potiguar, substituem o compromisso que a Companhia havia assumido de pagamento junto à Petrobras pela aquisição do ativo.

Se por um lado a referida captação ampliou o endividamento e, por consequência, as despesas financeiras da Companhia, por outro, aumentou substancialmente a capacidade de geração de receita, resultado operacional, caixa, a partir da incorporação de um relevante ativo ao portfólio, com importante atuação nos segmentos *upstream* e *mid & downstream*.

Maiores detalhes das estruturas acima mencionadas estão disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.

(b) Natureza e o propósito da operação

A operação teve natureza financeira, cujo propósito foi o pagamento referente a conclusão da aquisição do Polo Potiguar.

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

As estruturas contratadas possuem natureza financeira e somaram o montante de US\$ 1,0 bilhão. Os recursos foram utilizados no pagamento da parcela de *closing* da aquisição do Polo Potiguar, em junho de 2023.

(a) Investimentos, incluindo:

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

O plano de negócios da Companhia prevê investimentos em manutenção, desenvolvimento e otimização do portfólio atual e de eventuais novas aquisições de ativos de petróleo e/ou gás natural.

A estratégia da Companhia contempla majoritariamente o investimento na revitalização dos campos maduros, incluindo melhorias nas instalações e equipamentos de produção, atividades de *workover*, novas perfurações, com intuito de acessar e desenvolver as reservas provadas e prováveis certificadas no Relatório de Reservas emitido por empresa especializada independente.

A tabela abaixo, de forma resumida, demonstra os montantes de investimentos estimados pelas empresas especializadas independentes, emissoras dos Relatórios de Certificação de Reservas, como vinculados ao desenvolvimento das reservas provadas e prováveis (2P), incluindo melhoria das instalações de produção. Cabe destacar que os montantes abaixo reportados são cópias integrais dos Relatórios de Certificação de Reservas emitidos pela DeGolyer and MacNaughton e Gaffney Cline, data-base 31 de dezembro de 2024, ajustados para as participações detidas pela Companhia em cada um dos ativos de seu portfólio. Importante mencionar que as informações abaixo não contemplam os ativos Parque das Conchas (23%) e Pescada (35%) e o Campo de Ubarana.

Capex segundo a Certificações de Reservas	
Ano	Montante (US\$ milhões)
2025	347,4
2026	549,6
2027	350,3
2028-2030	1.309,5

Esclarece-se ainda que o Relatório de Certificação de Reservas é um documento usual e padrão no mercado de óleo e gás mundial, visando prover uma classificação independente, na sua data base, dos volumes de reservas provadas (P1), prováveis (P2) e possíveis (P3) de hidrocarbonetos e do valor potencial atribuído a um determinado campo ou conjunto de campos, que estão embasados em premissas, interpretações e julgamento profissional das próprias consultorias certificadoras, e que estão atrelados à execução de determinados projetos de investimento (Capex), previstos no relatório, para viabilizar a extração destes volumes potenciais de reservas. Em outras palavras, trata-se de uma análise independente da capacidade de recuperar volumes de hidrocarbonetos, de forma economicamente viável, baseado em um determinado plano de investimento, que pode não se relacionar diretamente aos planos de investimento, prioridades ou sequenciamento de alocação de capital definidos pela Companhia em seu portfólio de ativos.

Adicionalmente aos valores acima, a Companhia pode necessitar de recursos financeiros para potenciais aquisições de ativos, bem como, se necessário, capitalizar as suas controladas para implementarem seus planos de investimentos.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia planeja utilizar a geração de caixa do próprio portfólio como principal fonte de financiamento para os investimentos. Adicionalmente, a Companhia acredita ser capaz de obter empréstimos e financiamentos no mercado de capitais e/ou com instituições financeiras, incluindo bancos de desenvolvimento regional ou similares, em caso de necessidade. Por fim, os investimentos também poderão ser financiados por recursos captados a mercado, oferta subsequente de ações e/ou instrumentos de dívida, em caso de necessidade.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

FPSO Petrojarl I – Atlanta – O Campo de Atlanta, localizado na Bacia de Santos, operava segundo o Sistema Antecipado de Produção, que fazia uso do FPSO Petrojarl I. Com a transição para o Sistema Definitivo, que usa o FPSO Atlanta, o FPSO Petrojarl I foi descomissionado. Tal processo considerou a desconexão de todas as linhas de produção, umbilicais e de serviço que conectavam os poços e outros equipamentos submarinos ao FPSO Petrojarl I, processo que ocorreu majoritariamente no 2º semestre de 2024. Na sequência, foram desconectadas as 8 linhas de ancoragem do FPSO que, em janeiro de 2025, foi devolvido ao afretador, uma vez que tal FPSO não é de propriedade da Brava. Todo este trabalho foi realizado como parte do escopo do projeto do Sistema Definitivo de Atlanta, tendo transcorrido conforme licenças e autorizações obtidas junto ao IBAMA e ANP, dentro dos custos e prazos planejados e sem acidentes ou anomalias.

Aratum - Em julho de 2024 iniciou-se o descomissionamento deste campo, que pertence ao ativo de Macau no Rio Grande do Norte. A primeira atividade foi o abandono do poço RNS- 048 localizado na plataforma 3R-5 que foi finalizado em setembro de 2024. Os recursos então foram deslocados para a plataforma 3R-4, onde ocorreu o abandono do poço RNS-100 no mês de novembro de 2024, sucedido pelos poços RNS-109, RNS-108 e RNS-043, finalizando em março de 2025. Atualmente a plataforma 3R-4 está sendo cortada e desmantelada com previsão de término com o arrasamento final em maio de 2025. Após isso os recursos serão deslocados mais uma vez para a plataforma 3R-5 para corte, desmantelamento e arrasamento final previsto para o mês de julho de 2025.

(b) Desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos materiais em fase de aquisição.

(c) Novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas.

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimentos de novos produtos ou serviços.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

A Companhia não possui planos para desenvolvimento de novos produtos e serviços.

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

Os pilares de segurança, responsabilidade social e ambiental, a valorização do capital humano e robusta estrutura de governança corporativa se mantêm como centrais no desenvolvimento da tese de investimento da Companhia e permeiam todas as áreas e funções, sendo suporte para a tomada de decisão.

No âmbito ambiental, a Companhia destaca: (i) *projeto gas to wire* – produção de energia elétrica através de termoeletricas modulares abastecidas a gás, minimizando o consumo de energia da rede padrão e a ventilação e queima de gás na atmosfera, (ii) gestão de água e redução do descarte, e (iii) início ao Projeto REFLORESC3R, que visa contribuir com a sustentabilidade socioambiental por meio da restauração florestal.

Na dimensão social, a Companhia destaca: (i) iniciativas de saúde ocupacional, segurança no trabalho e bem estar, (ii) desenvolvimento do conceito de Diversidade, Equidade e Inclusão (DEI) em seus programas internos, iniciado através de uma pesquisa de perfil de seus colaboradores, (iii) alinhamento com as comunidades adjacentes às bases de operação, e (iv) iniciativas sociais que permeiam os âmbitos de esporte e educação, saúde e segurança, responsabilidade socioambiental, ajuda humanitária, entre outros.

Na diretriz de governança, a Companhia adota: (i) ética e integridade, (ii) segurança das pessoas e das operações, (iii) respeito ao meio ambiente e comunidades, (iv) valorização das pessoas, e (v) foco em resultado e disciplina de capital como valores, que orientam a sua estrutura organizacional e a guiam para realização de suas atividades em total cumprimento às leis. A fim de reafirmar e difundir esse importante compromisso, a Companhia ampliou o Programa de Integridade, com foco na prevenção, detecção e resposta, que abrange políticas, procedimentos, ferramentas, controles e monitoramento, com o objetivo de promover relações éticas, transparentes, de confiança e total respeito a inúmeras partes interessadas. Adicionalmente, o arcabouço normativo e sistêmico da Companhia é monitorado e reavaliado de forma permanente, suportado por especialistas independentes e alinhado a boas práticas de mercado. Ainda mais importante, a disseminação dos conteúdos é realizada através de ações estruturadas de comunicação e treinamentos, assim como através de fóruns e grupos de trabalho.

A Companhia possui valores a pagar por aquisições, apresentados nas demonstrações financeiras consolidadas, conforme previsto nos contratos de compra e venda dos ativos que compõem o seu portfólio. A tabela abaixo demonstra o saldo de valores a pagar no encerramento do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

Os montantes apresentados incluem: (i) parcelas contingentes – sujeitas ao atendimento de determinadas condições precedentes, incluindo performance operacional, preço médio de referência do petróleo tipo Brent, ou declaração de comercialidade de ativo; e (ii) parcelas diferidas – montantes previstos em determinadas datas especificadas nos contratos de compra e venda de determinados ativos.

Cabe destacar que os montantes apresentados na tabela abaixo estão sujeitos a atualização, de acordo com taxa prevista nos contratos de compra e venda dos ativos. Adicionalmente, a apresentação no horizonte de tempo envolve premissas quanto ao cumprimento de condições precedentes das parcelas contingentes.

Ativos	1T25	2T25	3T25	4T25	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais										
Peroá (WI 100%)	-	-	94	-	94	166	-	-	-	261
Papa Terra (WI 62,5%)	-	108	-	105	212	26	48	119	120	525
Potiguar	448	-	-	-	448	428	413	-	-	1.289
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	-	186	186	163	-	-	-	349
Total de Pagamentos	448	108	94	290	940	784	461	119	120	2.424
Contingente	-	108	94	105	307	193	48	119	120	785
Diferido	448	-	-	186	634	592	413	-	-	1.638

- (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**
- (d) Valores dos indicadores que são objeto da previsão**

Nos termos da Resolução CVM nº 80, a Companhia opta por não divulgar projeções de qualquer natureza, inclusive operacionais ou financeiras, relacionadas a ela e às suas controladas.

- (a) Informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário**
- (b) Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções**
- (c) Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas**

Não aplicável, considerando que a Companhia não divulga projeções.

(a) Riscos Relacionados à Companhia

A Companhia possui um portfólio composto por ativos de upstream e mid & downstream e pode vir a adquirir novos ativos, o que torna incerto o desempenho futuro das atividades referentes.

Em relação aos ativos adquiridos, desenvolvidos e eventuais novas aquisições a serem realizadas pela Companhia, estas podem não ser bem-sucedidas no desenvolvimento de suas relações comerciais, estabelecimento de procedimentos operacionais, contratação de pessoal, instalações e obtenção de licenças e aprovações regulatórias, bem como na tomada de outras medidas necessárias à condução das atividades pretendidas nestes ativos. A Companhia pode não ser capaz de implementar suas estratégias de negócios ou de concluir a instalação de infraestrutura necessária para o desenvolvimento dos negócios conforme o planejado nestes ativos, o que pode impactar adversamente seus resultados financeiros.

O setor internacional de petróleo e gás natural é altamente competitivo, 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 outras 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 aquisição de prospectos adicionais pela Companhia dependerá da sua capacidade 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 de petróleo e 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.

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

O desempenho futuro da Companhia dependerá do sucesso de suas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural. Além disso, o desempenho da Companhia no segmento de exploração e produção de hidrocarbonetos e na revitalização de campos maduros também se baseia em análises geológicas, geofísicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e no aumento do fator de recuperação dos campos, que se caracteriza pelo volume percentual de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente, dentre outros. Consequentemente, as atividades de produção de óleo e gás natural estarão sujeitas a vários riscos que estão fora do controle da Companhia, inclusive o risco de que a perfuração não resulte em produção comercialmente viável.

A comercialidade da produção esperada de óleo e gás natural é afetada por vários fatores fora 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, dentre outros, regulamentação relacionada a preços, impostos, parcela do governo, produção permitida, importação e exportação de óleo e gás natural e a proteção ambiental). O efeito desses fatores, individualmente ou em conjunto, não pode ser previsto, mas pode afetar o retorno do investimento.

Além disso, não há garantia de que a Companhia produzirá óleo e gás natural em quantidades ou aos custos e despesas previstos, ou que os projetos não deixarão de produzir, em parte ou totalmente, em determinadas circunstâncias. Os programas de exploração e revitalização poderão se tornar economicamente inviáveis como resultado de um aumento nos custos e despesas operacionais ou devido à queda dos preços de mercado do óleo e gás natural. Os custos e despesas operacionais ou os preços de venda de produção podem variar muito das estimativas da Companhia.

A Companhia poderá estar exposta ao impacto de atrasos ou interrupções da produção de poços causados por restrições na capacidade de transporte, armazenamento, corte de produção ou interrupção do transporte de

óleo e gás natural produzidos em seus campos. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de óleo e gás natural podem comprometer o acesso a mercados de óleo e gás natural ou atrasar a produção, o que poderá impactar adversamente sua condição financeira e resultados operacionais.

Além disso, a Companhia possui em seu portfólio campos offshore, em águas rasas e profundas. As atividades em campos offshore envolvem maiores riscos, principalmente em comparação com a atividade onshore, uma vez que geralmente exigem atividades mais complexas para gerenciamento da produção e segurança operacional, além de terem maiores custos e exigirem maiores investimentos. Adicionalmente, o risco de ocorrência de acidentes com colaboradores, atividades operacionais ou mesmo relacionados a derramamentos de petróleo apresentam maior grau de dificuldade, necessitando de mais tempo para atuação ou mesmo no plano de remediação.

Em 2019, 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 Conselho Nacional de Política Energética (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.

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.

Além do Programa Novo Mercado de Gás, lançado pelo Governo Federal em julho de 2019, e a criação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, instituída pelo Decreto nº 9.934/2019, houve também a promulgação e sanção da Lei 14.134/2021, que altera o marco legal federal do setor no país ("Nova Lei do Gás") e do Decreto Federal 10.712/2021, que regulamenta dispositivos desta lei. A Companhia não pode garantir que os objetivos da nova legislação de formar um mercado de gás natural mais aberto, dinâmico e competitivo serão atingidos, inclusive porque ainda é necessária regulação infralegal (pela ANP e, em certo ponto, pelos reguladores estaduais, sinergicamente) para dar plena eficácia aos comandos das referidas leis. Caso tal regulação não seja implementada ou sua implementação demore demasiadamente, a Companhia poderá ter um impacto negativo na condução de sua estratégia relacionada a produção e monetização do gás natural. Em uma análise mais ampla da cadeia de gás, a não abertura do mercado (da forma visada pela legislação atual) poderá causar problemas à Companhia em todos os seus elos, dentre os quais pode-se destacar: (i) dificuldades no acesso à infraestrutura necessária ao escoamento do gás produzido, tendo em vista a potencial falta de capacidade disponível; e (ii) dificuldades para acessar os consumidores finais por conta das barreiras impostas pelas legislações estaduais e distribuidoras locais de gás canalizado.

A identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de óleo e gás natural é uma das estratégias de crescimento da Companhia, além do desenvolvimento das atividades de produção, refino e comercialização de derivados.

Óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta, desenvolvimento e aquisição de novas reservas. A capacidade da Companhia implantar sua estratégia de crescimento e desenvolver atividades de produção depende do seu grau de êxito em encontrar, desenvolver e adquirir novos ativos ou ter acesso a novas reservas de óleo e gás natural.

Sem a adição de novas reservas por meio das atividades de aquisição, desenvolvimento ou exploração, as reservas e produção da Companhia serão reduzidas naturalmente ao longo do tempo, à medida em que suas reservas existentes forem sendo produzidas e os contratos de concessão expirarem. Não há garantia que a Companhia continue a implementar a estratégia de expandir suas reservas por meio da aquisição de ativos e, além disso, não há garantias que, caso novos poços sejam perfurados nesses campos, eles produzirão petróleo ou gás natural ou ainda, caso produzam, que a produção seja em quantidade ou qualidade comercial.

Além disso, a Companhia enfrenta a concorrência de outras companhias do setor, ou mesmo de outros setores, no processo de aquisição de novas reservas de óleo e gás natural, o que pode inviabilizar ou dificultar, ou, ainda, resultar em um valor de aquisição mais elevado ao inicialmente estimado. Ainda, a Companhia não pode garantir que terá recursos financeiros suficientes para adquirir, ou que irá adquirir, ou, ainda, que terá acesso a ativos de produção e exploração que detenham reservas.

O refino do petróleo consiste na separação dos seus componentes através de processos que ocorrem nas refinarias. O objetivo do refino é transformar o petróleo, uma mistura complexa de hidrocarbonetos com diferentes propriedades físicas e químicas, em frações mais simples e com grande utilidade. Não há garantia que a Companhia seja bem-sucedida na implementação das atividades de refino e comercialização de derivados.

A construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos destinados à produção de óleo e gás natural envolvem riscos significativos, que poderão resultar em perda de receita ou aumento de despesas.

As atividades de construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à produção de óleo e gás natural envolvem diversos riscos, incluindo: (i) a incapacidade ou dificuldade de obter as autorizações e licenças governamentais necessárias e aplicáveis aos negócios da Companhia ou suas renovações; (ii) restrições ambientais ou alterações na legislação ambiental ensejando a criação de novas obrigações e custos aos projetos; (iii) sinistros que venham a ocorrer com a Companhia provenientes de problemas de equipamentos ou outros tipos de sinistros; (iv) acidentes ou danos ambientais, os quais podem gerar a necessidade de adoção de medidas compensatórias e investimentos de valores significativos; (v) atrasos na construção e operação das instalações ou custos superiores aos previstos; (vi) indisponibilidade de financiamento adequado às necessidades da Companhia; (vii) dificuldade ou inviabilidade de aquisição ou instituição e manutenção de servidão de passagem ou áreas de implementação dos empreendimentos em propriedades de terceiros, incluindo a inviabilidade de lavratura e/ou registro das escrituras públicas de instituição de servidão de passagem.

Se qualquer um destes ou outros problemas ocorrerem individualmente ou em conjunto, é possível que a Companhia enfrente custos operacionais e/ou financeiros adicionais que resultem na perda de receita ou no aumento de custos e despesas, bem como na perda de suas licenças e autorizações, o que pode afetar adversamente seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

A Companhia pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos.

A Companhia está e pode vir a estar sujeita a determinadas cláusulas restritivas (*covenants*) existentes em contratos de empréstimos e financiamentos de que é parte ou virá a ser parte, ou ainda suas subsidiárias, com base em indicadores financeiros e não financeiros incluindo, entre outras, restrições sobre incorporações, pagamento de dividendos, nível de endividamento e alavancagem, aquisições e outras reestruturações societárias, cláusulas de efeito adverso relevante, disposições de alteração de controle, falência, dissolução, recuperação judicial ou extrajudicial.

Dessa forma, caso a Companhia não seja capaz de (i) atender aos *covenants* financeiros estabelecidos com seus credores em virtude de condições adversas de seu ambiente de negócios; (ii) manter as garantias dos contratos de empréstimo e financiamentos válidas; (iii) cumprir com as premissas de modelo financeiro; (iv) adimplir com todas as obrigações financeiras contraídas, o que pode levar a um vencimento cruzado de seus instrumentos (*cross default*); e (v) cumprir com seus contratos com clientes, poderá ser declarado o vencimento antecipado de suas dívidas (*cross acceleration*), o que pode afetar adversamente os seus negócios e os resultados operacionais.

Ainda, a Companhia está sujeita a cláusulas restritivas que podem limitar, dentre outras coisas, sua capacidade de pagar dividendos, resgatar ou recomprar capital social, incorrer em endividamento adicional, vender ativos, criar certos ônus, firmar transações de venda e relocação, envolver-se em transações com afiliadas, estabelecer limitações de dividendos e outras restrições de pagamento que afetam subsidiárias restritas e consolidar, mesclar, transferir ou arrendar todos ou substancialmente todos os seus ativos, o que pode afetar adversamente os seus negócios e os resultados operacionais.

Riscos de hedge relacionados à exposição da Companhia a flutuações na cotação de moedas e de commodities podem causar prejuízos.

A natureza das operações da Companhia resulta em sua exposição a oscilações na cotação de moedas e *commodity* (preço do petróleo), que poderá utilizar instrumentos financeiros e contratos de entrega física visando à proteção da exposição a tais riscos. Ao realizar operações de *hedge*, a Companhia não necessariamente estará protegida dos referidos riscos, além disso está exposta a riscos de crédito em caso de não cumprimento dos instrumentos financeiros pelas contrapartes.

Caso a Companhia celebre contratos de *hedge*, poderá sofrer perdas financeiras se não for capaz de iniciar as operações em tempo hábil ou produzir quantidades suficientes de óleo e gás natural para cumprir com suas obrigações. Além disso, a celebração de contratos de *hedge* poderá limitar o potencial de ganho da Companhia em função da estratégia de *hedge* executada (ex.: travas de preços mínimo e máximo), não auferindo necessariamente todo o potencial de aumento do preço da *commodity* em uma eventual venda. Caso não celebre operações de *hedge*, poderá estar mais suscetível a reduções nos preços do óleo 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.

O preço mundial de petróleo e do gás natural tem oscilado bastante ao longo dos últimos anos e está sujeito a fatores internacionais de oferta e demanda sobre os quais a Companhia não tem controle. Acontecimentos geopolíticos em todo o mundo, especialmente no Oriente Médio, Venezuela, Estados Unidos, Ucrânia e Rússia, a evolução nos estoques de petróleo, os efeitos circunstanciais das alterações climáticas e fenômenos meteorológicos, tais como tempestades e furacões, que especialmente afetaram o Golfo do México, o aumento ou a redução da demanda em países com forte crescimento econômico, tais como China e Índia, pandemias em geral (incluindo a Covid-19), bem como a instabilidade política e a ameaça do terrorismo que algumas regiões produtoras sofrem periodicamente, aliados ao risco de que a oferta de petróleo cru e gás natural possa se tornar uma arma política, aliados ao desenvolvimento de novas fontes de energia com potencial disruptivo, que possam substituir os combustíveis fósseis de forma mais acelerada do que indicam especialistas atualmente, podem especialmente afetar o mercado e os preços do petróleo e gás natural internacionais.

Eventual enfraquecimento da demanda global e outros fatores podem reduzir significativamente os preços das *commodities*, o que por consequência afeta o resultado financeiro e operacional 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 substituir suas reservas de petróleo.

A indústria em que a Companhia está inserida exige investimentos de capital e custos e despesas de manutenção significativos.

Os setores de petróleo, gás e derivados requerem investimentos de capital e gastos substanciais, os quais são estimados para as atividades e operações da Companhia. A Companhia pode enfrentar dificuldades para levantar recursos suficientes para prosseguir com seus projetos de investimentos de revitalização (intervenções, perfurações e infraestrutura) em seus ativos ou em ativos que venham a ser adquiridos. O mercado financeiro pode estar deteriorado ou não receptivo a estes tipos de negócios, não permitindo assim a captação de recursos necessários à implementação do plano de negócios da Companhia.

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

- A capacidade de localizar ou adquirir reservas;
- A capacidade de extrair óleo 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 óleo, gás natural e derivados 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 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 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 refinarçar seu endividamento, o que poderá lhe afetar de forma material e adversa.

As avaliações dos recursos e reservas da Companhia são baseadas em estudos que consideram diversas variáveis, tais como, análises geológicas, geofísicas, modelagem do comportamento das jazidas, projeções de preços e custos e as análises comparativas com outras reservas e recursos similares, podendo não ser exatas e podem envolver um significativo grau de incerteza.

As análises da capacidade de recuperação de volumes de hidrocarbonetos, de forma economicamente viável, dos campos da Companhia (Certificação de Reservas) realizados por certificadoras independentes são, por sua natureza, complexos e podem ser imprecisos, construídos com base em premissas que podem não ser confirmadas e dependem de fatores externos à Companhia.

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 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 revitalização de reservatórios, impactando a economicidade dos projetos. Outro risco inerente às estimativas é a possibilidade de que nenhum poço perfurado, redesenhado ou projeto em desenvolvimento seja considerado economicamente viável. Adicionalmente, projeções de preços de venda de petróleo e gás natural podem não se confirmar, comprometendo a economicidade de projetos e, portanto, reduzindo reservas e recursos.

Revisões das reservas, recursos contingentes e prospectivos da Companhia, decorrentes de revisões de estudos e/ou aquisições de dados adicionais, podem levar a uma produção no futuro em nível inferior ao esperado, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre seus resultados operacionais, condição financeira e valor de mercado.

A utilização de dados sísmicos e de técnicas de visualização não garantem que os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nas estruturas analisadas e/ou em condições viáveis de extração. Da mesma forma, a utilização de tecnologias sísmicas, entre outras, requerem uma alta alocação de recursos, de modo que a Companhia poderá sofrer prejuízos resultantes desses gastos. Algumas das atividades de perfuração podem não obter sucesso ou não ser economicamente viáveis, 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 se concretizar com a eficiência esperada, afetando o fator de recuperação dos campos que possui e aqueles que ela tem expectativa de possuir e operar.

Os resultados materializados da Companhia podem ser substancialmente diferentes das estimativas e premissas utilizadas pelas certificadoras independentes na avaliação dos campos e de suas reservas de hidrocarbonetos.

O valor potencial das reservas de hidrocarbonetos leva em conta definições técnicas adotadas pelas empresas certificadoras independentes responsáveis por elaborar os Relatórios de Reservas de Campos. Estes relatórios refletem o julgamento profissional das empresas certificadoras, que utilizam critérios técnicos internacionalmente aceitos para investigação da qualidade das reservas detidas pela Companhia.

As reservas de petróleo e gás natural são classificadas a partir do nível de certeza associado às premissas, interpretações e julgamento profissional das próprias consultorias certificadoras e com base no status de desenvolvimento e produção de determinado projeto. Segundo as normas da *Petroleum Resources Management System (PRMS)*, aprovadas em março de 2007 (e alteradas em junho de 2018) por diversas organizações internacionais do setor, incluindo a *Society of Petroleum Engineers*, a *World Petroleum Council*, a *American Association of Petroleum Geologists*, a *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, a *Society of Exploration Geophysicists*, a *Society of Petrophysicists*, a *Well Log Analysts*, e a *European Association of Geoscientists & Engineers*, a classificação das reservas de petróleo e gás natural são divididas da seguinte forma:

- *Reservas Provadas são aquelas acumulações de petróleo e gás que, a partir das análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem comercialmente recuperáveis sob certas premissas, incluindo condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais bem definidos para as reservas em questão. O termo "razoável certeza" engloba um alto grau de confiança de que as quantidades de hidrocarbonetos são recuperáveis. Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 1P;*
- *Reservas Prováveis são aquelas acumulações adicionais de petróleo e gás nas quais a análise de dados de geociências e engenharia indicam que são menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, porém mais certas de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis. É igualmente provável que as quantidades remanescentes reais recuperadas sejam maiores ou menores que a soma das Reservas Provadas e Prováveis (2P) estimadas. Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P.*
- *Reservas Possíveis são aquelas acumulações de petróleo e gás em que as análises de dados de geociências e engenharia indiquem ser menos prováveis de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Significa que os volumes efetivamente recuperados possuem probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas, Prováveis e Possível (3P). Se métodos probabilísticos forem usados, significa que existe pelo menos 10% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas serão estimativas 3P.*

Em muitos casos essas informações são particularmente difíceis de serem determinadas e existem inúmeras incertezas inerentes às reservas da Companhia, projeção de produção futura, despesas com desenvolvimento dos poços produtores, despesas operacionais e fluxo de caixa. As atividades de perfuração de poços envolvem alto grau de risco, não sendo possível prever, antes da perfuração, se 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 campo economicamente viável.

Portanto, a avaliação técnica das reservas da Companhia deve ser entendida como um processo 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, o valor potencial de reservas apontadas nas demonstrações da Companhia pode ser diferente 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 nos negócios, condição financeira, resultados operacionais, fluxos de caixa e perspectivas futuras da Companhia.

Os negócios da Companhia envolvem incertezas e riscos operacionais que podem impedir de se obter lucro e 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; perfuração de poços secos; atrasos por parte das autoridades competentes em conceder licenciamentos e/ou regimes especiais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; dificuldades mecânicas; acidentes; e custos adicionais não previstos inicialmente.

Além disso, a perfuração bem-sucedida de um poço de gás natural ou petróleo não assegura que a Companhia irá conseguir obter 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 englobam uma variedade de riscos operacionais, tais como: incêndios; explosões; estouros e desabamentos; fluxos incontroláveis de gás natural, petróleo e água de formação; desastres naturais, tais como tempestades e outras condições climáticas adversas; falha nos gasodutos, cimento, ou oleodutos; colapsos no revestimento; dificuldades mecânicas, tais como perda ou avaria de equipamentos e ferramentas; formações anormais de pressão; ou perigos ambientais, como vazamentos de gás natural, derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto, gasoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses eventos ou outros eventos não previstos poderão gerar problemas em quaisquer poços, plataformas, sistemas de coleta, sistemas de medição da produção e demais instalações, o que poderá afetar, adversa e materialmente, as operações da Companhia em curso e levar a perdas importantes resultantes de: morte ou lesão corporal; danos graves e destruição de propriedade, recursos naturais e equipamentos; poluição e danos ambientais; limpeza e reparos para reiniciar suas 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 da Companhia. 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 não previstos poderão ter repercussões administrativas e impactar na 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 e a Companhia não corrija o inadimplemento no prazo estabelecido pela agência, esta poderá aplicar penalidades ou mesmo rescindir os respectivos contratos.

Por fim, 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 poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

A Companhia possui direitos de concessão sobre diversos ativos produtores, onde desenvolve suas atividades de produção de petróleo e gás natural. Em relação aos ativos objeto das concessões supramencionadas, não é possível estimar, antes da perfuração e da realização de certos testes específicos, se um determinado prospecto exploratório - ou seja, se uma acumulação potencial - 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 campo economicamente viável. No que se refere ao aproveitamento de campos maduros, devem ser considerados ainda outros elementos que impõem desafios técnicos, como o montante de investimentos em projetos de revitalização, escassez ou dificuldades na alocação de sondas, custos para reequipar poços, custos de estruturas de tubulação e hastes.

Se as áreas potenciais não tiverem êxito comprovado, os negócios, situação financeira e resultados da Companhia poderão ser afetados de modo adverso.

O setor de petróleo e gás, no qual se concentram os investimentos da Companhia através de suas concessões, envolve uma variedade de riscos operacionais, incluindo, dentre outros:

- Incêndios e explosões;
- Problemas mecânicos e com equipamentos;
- Fluxos descontrolados de óleos ou fluidos de poços;
- Formações com pressões anormais;
- Poluição e outros riscos ambientais;
- Desempenho insatisfatório de fornecedores terceirizados na perfuração de poços e no desempenho de outros serviços;

Qualquer desses eventos pode resultar em morte de funcionários próprios, terceiros e pessoas das comunidades vizinhas, danos materiais significativos e danos ambientais, que podem comprometer a imagem da Companhia, suas operações e causar prejuízos consideráveis. A ocorrência de qualquer desses eventos pode ter um efeito adverso relevante sobre os resultados da Companhia.

As parcerias da Companhia podem não ser bem-sucedidas em função de fatores diversos.

Não há como assegurar que as parcerias, *joint ventures* e/ou estruturas similares 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.

Os riscos relacionados às parcerias incluem, dentre outros: (i) dificuldade em manter um bom relacionamento com os parceiros (atuais e futuros); (ii) dificuldades financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais por parte da Companhia; (iii) divergência de interesses econômicos e comerciais entre a Companhia e seus parceiros; (iv) 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; (v) existência de passivos não previamente identificados e (vi) possibilidade de falência do parceiro. 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 e CADE para aprovação de procedimentos de cessão dos ativos.

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.

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 o procedimento descrito no Manual de Procedimento de Cessão.

A Companhia não pode garantir que a ANP não irá impor condições específicas a serem atendidas para fins de aprovação dos processos de cessão relativos à aquisição pela Companhia dos campos de óleo e gás dos ativos que se encontram em fase de transição, ou outros campos que futuramente possam 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 estão sendo ou 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, o que poderá afetar adversamente a situação financeira da Companhia.

No desenvolvimento de seu plano de negócios, a Companhia, caso envolvida em eventuais novas operações de aquisição de ativos, cessão de ativos e/ou formação de parcerias, como as previstas nos contratos de *farm-out*, espécies de contratos de participação, a depender da composição do grupo econômico da Companhia e de seus acionistas, conforme legislação aplicável, pode estar sujeita 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 CADE, podendo este órgão impor restrições que podem afetar total ou parcialmente a aquisição de ativos de interesse da Companhia, o que poderá impactar adversamente seus resultados operacionais.

A Companhia pode não ser capaz de cumprir os termos dos contratos de concessão, o que pode acarretar multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, na perda das concessões, presentes ou futuras. Eventuais multas ou a perda das concessões podem afetar os negócios e resultados da Companhia de maneira adversa relevante.

A prestação dos serviços de exploração de petróleo é outorgada pelo Poder Público por meio de concessões. Estas concessões são reguladas primariamente pela Lei do Petróleo e pelos próprios contratos de concessão.

As concessões estão sujeitas à extinção antecipada em diversas circunstâncias, incluindo: (i) desapropriação pelo Governo Federal por motivo de interesse público; (ii) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); (iii) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, a falha em observar o programa exploratório mínimo; ou (iv) falência do concessionário.

Em quaisquer das circunstâncias que possam ensejar a extinção antecipada, os ativos vinculados à concessão deverão ser revertidos ao Poder Concedente. Na hipótese de o Poder Público decidir pela encampação ou declarar a caducidade dos contratos de concessão celebrados com a concessionária, não é possível assegurar que o valor de eventual indenização será suficiente para compensar o investimento realizado. Há, ainda, a possibilidade de desapropriação dos campos pelo Governo Federal, em razão de interesse público, situação na qual a concessionária faria jus ao pagamento de indenização.

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, observados os prazos legais de prescrição e decadência aplicáveis, e poderia também não desobrigar a Companhia em relação aos direitos e obrigações assumidas perante credores.

No caso de rescisão em virtude de risco do descumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais que resultarem na declaração da caducidade da concessão, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades.

Além disso, no caso de extinção antecipada das concessões presentes ou futuras da Companhia, não é possível assegurar que o valor de eventual indenização será suficiente para compensar o investimento realizado, a taxa

de retorno implícita e a perda do lucro futuro relativo aos ativos ainda não totalmente amortizados, o que poderá impactar adversamente a condição financeira 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. A Companhia está sujeita à ocorrência de eventos não segurados (tais como caso fortuito e força maior ou interrupção de certas atividades), ou de danos maiores do que os limites de cobertura previstos em suas apólices. Além disso, a quantificação da exposição de risco nas cláusulas existentes pode ser inadequada ou insuficiente, podendo, inclusive, implicar reembolso menor do que o esperado.

Na eventualidade da ocorrência de um dos eventos não garantidos ou que excedam as coberturas previstas em suas apólices atuais, a Companhia pode sofrer um revés financeiro para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por tais eventos, o que poderá comprometer o investimento por ela integralizado para aquisição destes ativos e, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto pelas apólices, não é possível garantir que o pagamento da indenização securitária será realizado, será pago de forma tempestiva, ou em valor suficiente para compensá-la integralmente pelos danos decorrentes de tal sinistro, o que poderá afetar negativamente seus resultados financeiros. 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 judicialmente pelo pagamento de indenização a terceiros em decorrência de um eventual sinistro. Caso quaisquer desses fatores venha a ocorrer, os negócios e resultados financeiros e operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

A possibilidade da modalidade contratual de "take or pay" em contratos com eventuais clientes, se não cumpridas por tais clientes, pode gerar riscos aos resultados da Companhia.

Em alguns casos, a Companhia opera com seus clientes sob o regime contratual de *take or pay*, onde o cliente garante que comprará toda a produção de óleo e gás.

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 para esses contratos. Ademais, os clientes da Companhia podem optar por 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, o que pode afetar adversamente os resultados da Companhia.

Decisões desfavoráveis em processos administrativos, judiciais ou arbitrais envolvendo a Companhia, subsidiárias, executivos e/ou acionistas podem causar um efeito material adverso em nossos negócios, desempenho financeiro e reputação.

A Companhia, suas subsidiárias, e seus administradores são/podem vir a ser partes em processos judiciais e administrativos e procedimentos arbitrais, incluindo procedimentos de responsabilidade civil, fiscal, ambiental, trabalhista, dentre outros. Para informações sobre tais procedimentos, vide itens 4.3 e 4.7 deste Formulário de Referência. Não há garantia de que tais processos e procedimentos serão julgados favoravelmente à Companhia, ou, ainda, que os provisionamentos 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.

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos necessários para realizar depósitos judiciais ou prestar ou oferecer garantias em processos judiciais 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.

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.

Os custos de matérias-primas e serviços de fornecimento estão sujeitos a flutuações que podem ter um efeito adverso relevante nos resultados e operações da Companhia.

As matérias-primas utilizadas nos negócios e o custo dos serviços contratados pela Companhia estão sujeitos a flutuações dependendo das condições do mercado. Esses preços são influenciados por vários fatores sobre os quais a Companhia tem pouco ou nenhum controle, incluindo, entre outros, condições econômicas internacionais e nacionais, regulamentos, políticas governamentais, ajustes de tarifas e efeitos globais de oferta e demanda. A Companhia não pode garantir que terá condições suficientes para refletir e/ou compensar aumentos na inflação, custos e despesas das operações, amortização de investimentos e impostos. Como resultado, a Companhia pode não ser capaz de compensar o aumento de custos, o que poderia diminuir sua margem de lucro e resultar em um efeito adverso relevante sobre os negócios, condição financeira e resultados de operações.

Os acionistas da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o estatuto social da Companhia, esta deve distribuir aos seus acionistas, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, 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 aos acionistas.

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 os administradores informem à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com a situação financeira da Companhia. Se isso acontecer, os titulares das ações ordinárias da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Por fim, a atual 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 poderá ser revista no contexto de uma reforma tributária 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 pelos acionistas a título de participação nos resultados.

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 autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem afetar a Companhia. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, a

carga tributária aplicável à Companhia, o que pode refletir nas margens financeiras praticadas e/ou restringir a capacidade de desenvolver seu plano de negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa os resultados operacionais e financeiros.

Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações restritivas pelas autoridades fiscais, que podem também eventualmente interpretar as leis tributárias de maneira divergente às interpretações da Companhia, sendo que nesses casos a Companhia pode ser adversamente afetada, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

Em cenários adversos, os Governos Federal, Estadual e Municipal poderão promover alterações legislativas para impor, ainda que temporariamente, tratamento tributário mais oneroso às atividades da Companhia. Tais medidas poderão afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

A Companhia não pode assegurar que não haverá uma reforma tributária que alterará os incentivos fiscais vigentes, que seus incentivos fiscais serão efetivamente mantidos nas atuais condições até o final de seus prazos de vigência, nem que a Companhia será capaz de renovar os incentivos fiscais em condições favoráveis depois de expirados seus prazos atuais. Adicionalmente, propostas para alterar a legislação tributária que estão em curso na data deste Formulário de Referência podem afetar as operações da Companhia. Estas propostas incluem discussões recentes a respeito de reforma tributária; a criação de novos tributos como empréstimo compulsório, imposto sobre grandes fortunas e novos tributos sobre operações financeiras; a suspensão de certos benefícios fiscais; mudanças significativas na legislação com relação ao ISS, ICMS e PIS/COFINS; aumento da alíquota fiscal; e mudanças sobre a definição da base tributária e fatos geradores.

Além disso, a Companhia deve atender às disposições da legislação aduaneira, de modo que eventual irregularidade ou alteração da regulamentação aduaneira pode afetar as operações e resultados da Companhia.

Vale ressaltar que a Companhia atualmente usufrui de regimes especiais que, se alterados, podem prejudicar suas atividades.

A Companhia está sujeita 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 os provisionamentos para tais processos serão corretos, 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, pode afetar negativamente a Companhia.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

A Companhia pode ter despesas decorrentes de transações com partes relacionadas. As contratações com partes relacionadas podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes. A Companhia não pode garantir que sua Política de Transações com Partes Relacionadas será eficaz e, caso situações de conflito de interesses se configurem, poderá haver impacto negativo para os negócios da Companhia, o que

poderá vir a causar um impacto adverso em suas atividades, situação financeira e resultados, bem como a seus acionistas.

A Companhia depende de sistemas de informação para conduzir seus negócios, e a falha em proteger esses sistemas contra violações de segurança pode afetar adversamente os 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, alcançar eficiência operacional e atender indicadores e padrões de serviço.

Os sistemas de informação são vulneráveis a interrupções de serviço e a violações de segurança por hackers e terroristas 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.

A Companhia não garante que as medidas tomadas serão suficientes para prevenir adequadamente eventuais violações de segurança. A indisponibilidade de sistemas de informação ou o não funcionamento desses sistemas como previsto, por qualquer motivo, pode causar uma interrupção no negócio da Companhia e resultar em desempenho reduzido e aumento de custos operacionais, o que pode ter um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

Ainda, incidentes de segurança cibernética podem resultar em apropriação indevida de informações da Companhia e/ou das informações de seus clientes, colaboradores e terceiros e/ou em tempo de inatividade em seus servidores ou operações, ou ainda, na divulgação de dados comerciais e/ou de outras informações sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia. Eventual perda de propriedade intelectual, estratégias comerciais ou outras informações sensíveis ou a interrupção das suas operações podem afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia.

Ataques cibernéticos 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.

Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas da Companhia e, portanto, resultar em 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 divulgação de segredos comerciais e/ou de outras informações comerciais sensíveis, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia.

Adicionalmente, os sistemas de informação da Companhia estão expostos a vírus, maliciosos (*malware*) e outros problemas, como, por exemplo, crimes e ataques cibernéticos, que podem interferir inesperadamente nas operações da Companhia.

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança como as aqui descritas. Qualquer incidente de segurança no ambiente computacional que resulte em acesso não autorizado, perda ou divulgação não autorizada de dados, indisponibilidade de acesso aos sistemas da Companhia, *malware*, *phishing* e outros eventos que possam ter um impacto adverso na segurança da tecnologia da informação da Companhia podem sujeitá-la a litígios, multas regulatórias e outras penalidades, perdas de clientes ou danos à sua reputação, o que poderá causar um efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação e/ou negócios futuros da Companhia.

Portanto, o sucesso dos negócios da Companhia depende significativamente do desempenho dos sistemas de tecnologia da informação, de modo que qualquer falha da Companhia em impedir violações que afetem a confidencialidade, integridade ou disponibilidade das informações e/ou dados pessoais armazenados e tratados pela Companhia poderá prejudicar a reputação da Companhia e, ainda, afetar substancialmente os negócios e

os resultados das operações da Companhia.

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.

A Companhia contrata o transporte e escoamento do petróleo e o gás natural produzido em seus campos ao mercado principalmente pela via dutoviária e rodoviária. A interrupção dos serviços contratados de transporte devido a situações climáticas adversas, greves, bloqueios, atrasos ou outros incidentes podem prejudicar temporariamente a capacidade da Companhia de movimentar os hidrocarbonetos produzidos até os seus clientes e consequentemente afetar adversamente as vendas e resultados da Companhia.

Além disso, alguns dutos de movimentação da produção se localizam em áreas ambientalmente sensíveis e caso algum acidente ou outro problema ocorra nos dutos, como por exemplo vazamentos ou rompimentos, as operações da Companhia podem ser paralisadas, e podem resultar em perda financeiras. Esses riscos podem, ainda, resultar em perdas de vidas, danos significativos à propriedade da Companhia ou de terceiros, poluição e danos ambientais e interrupção das operações, que, por sua vez, poderão resultar em perdas financeiras e reputacionais significativas.

As atividades de transporte e movimentação de rejeitos da produção, como água e triazina (além de outros materiais tóxicos) 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 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.

Os negócios, práticas e políticas da Companhia estão sujeitos a riscos associados ao descumprimento das leis relativas à proteção de dados, especialmente da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), e podem ser afetados adversamente pela aplicação de sanções, como multas e indenizações.

A Constituição Federal, a Lei nº 10.406/2002 (Código Civil), a Lei nº 8.078/1990 (Código de Defesa do Consumidor), a Lei nº 12.965/2014 (Marco Civil da Internet), o Decreto nº 8.771/2016 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.

A LGPD regula as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais, por meio de um conjunto de regras que impacta todos os setores da economia. A LGPD estabelece um novo marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais e prevê, dentre outras providências, o dever de transparência por parte do controlador dos dados, os direitos dos titulares de dados pessoais, hipóteses em que o tratamento de dados pessoais é permitido (bases legais), obrigação de designar um encarregado pelo tratamento de dados, regras relacionadas a incidentes de segurança da informação envolvendo dados pessoais, requisitos e obrigações relacionadas à transferência internacional de dados e ao compartilhamento de dados. A LGPD também prevê sanções administrativas que podem ser aplicadas em caso de descumprimento de suas disposições pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("ANPD"), responsável por elaborar diretrizes e fiscalizar a observância à legislação.

Como a Companhia coleta, armazena, processa e usa informações pessoais, de funcionários, representantes legais de seus clientes e de outros titulares de dados em seus negócios, esta deve cumprir com todas as leis de privacidade e proteção de dados pessoais indicadas acima, especialmente com a LGPD.

O descumprimento de quaisquer disposições previstas na LGPD tem como riscos: (i) a propositura de ações judiciais ou procedimentos administrativos por órgãos competentes, individuais ou coletivos pleiteando reparações de danos decorrentes de violações, dentre outros, baseadas não somente na LGPD, mas também na legislação esparsa e setorial sobre proteção de dados ainda vigente; e (ii) a aplicação das penalidades

previstas na legislação esparsa, tais como aquelas previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor, uma vez que estes já têm atuado neste sentido, antes mesmo da vigência da LGPD e da efetiva estruturação da ANPD, especialmente em casos de incidentes de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais.

Desde 1º de agosto de 2021, com a entrada em vigor das sanções administrativas da LGPD, em, caso a ANPD entenda que a Companhia não está em conformidade com a LGPD, a Companhia e suas subsidiárias poderão estar sujeitas às sanções, de forma isolada ou cumulativa, de advertência, obrigação de divulgação de incidente, bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais multa diária, multa simples de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$50.000.000,00 por infração. 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 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 seis meses, prorrogável por igual período ou proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas ao tratamento de dados.

Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados aos titulares de dados pessoais, inclusive quando causados, por suas subsidiárias ou por terceiros que tratem dados pessoais em seu nome ou como controladores em conjunto com a Companhia devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD. Nesse sentido, a Companhia não pode garantir que terá sucesso na adequação de suas atividades, procedimentos, documentação e da relação com terceiros por ela contratados para atender aos elevados padrões instituídos pela nova LGPD. Eventuais sanções administrativas ou condenações judiciais podem causar impactos financeiros relevantes, além de poderem afetar adversamente a reputação da Companhia no mercado.

Não se pode garantir que as medidas adotadas até o momento pela Companhia para adequar suas práticas de tratamento de dados pessoais serão consideradas como adequadas ou suficientes pela ANPD, por outras autoridades públicas, como o Ministério Público e órgãos de proteção ao consumidor, ou pelo Poder Judiciário.

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.

Os registros e pedidos de registro de marca detidos e/ou utilizados pela Companhia poderão enfrentar dificuldades em seu processo de manutenção/obtenção dos registros, tais como oposições, sobrestamentos, processos administrativos de nulidade e indeferimento. Caso não obtenha êxito na obtenção e/ou manutenção do registro de suas marcas, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes, inclusive para identificar produtos ou serviços concorrentes. Há ainda a possibilidade de a Companhia sofrer demandas judiciais nas esferas penal e cível, por uso indevido de marca, em caso de violação de direitos marcários de terceiros, hipótese em que poderia ser impedida de continuar utilizando tais marcas, sem prejuízo do pagamento de indenizações. A Companhia pode sofrer impacto adverso relevante em caso de perda dos direitos sobre as suas marcas, principalmente, na hipótese de perda de alguma marca considerada estratégica.

Assim, 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,

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. Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de litígios sobre o assunto.

A dificuldade de atrair e manter pessoal qualificado pode ter efeito adverso nos resultados operacionais e nos negócios da Companhia.

A Companhia depende de equipes engajadas, capacitadas tecnicamente e com as características comportamentais adequadas. Neste sentido, não apenas atrai-las, mas mantê-las é um desafio enfrentado pela Companhia de forma rotineira. Caso os principais membros de sua administração sejam perdidos ou ainda mais pessoas-chave não sejam atraídas e retidas, é possível um efeito adverso relevante na manutenção de nossa posição no mercado.

Índices elevados de turnover podem provocar diversos efeitos negativos, como prejuízos objetivos em função da necessidade de novos processos de atração e seleção e desenvolvimento dessas novas pessoas. Além disso, impactos menos tangíveis como, por exemplo, a percepção das equipes sobre perspectiva de carreira e descontinuidade de processos (desafios da gestão do conhecimento), também são riscos relevantes.

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*) ao menos 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 recursos contingentes 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 e recursos contingentes da Companhia. As premissas utilizadas na avaliação das reservas e recursos contingentes 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 no montante de suas reservas e recursos contingentes, o que poderia afetar negativamente o seu plano de negócios.

Risco de falhas nos nossos sistemas, políticas e procedimentos de controles internos poderão afetar adversamente nossos negócios.

As nossas políticas, procedimentos e controles internos podem não ser totalmente eficazes. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou não serem suficientes contra riscos desconhecidos e/ou não mapeados e que poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas utilizadas. Se a Companhia não for capaz de manter controles internos operando de maneira efetiva (incluindo, mas não se limitando àqueles sobre reporte financeiro), essa pode não ser capaz de elaborar suas demonstrações e informações financeiras de maneira adequada, reportar seus resultados de maneira precisa, prevenir a ocorrência de fraudes ou a ocorrência de outros desvios.

A Companhia pode incorrer em custos adicionais em função da regularização fundiária de bens imóveis de sua propriedade.

A Companhia pode ser afetada pela morosidade na regularização da posse dos imóveis em que estão situadas suas plantas de processamentos, quer por atrasos nos procedimentos de regularização fundiária junto às autoridades aplicáveis, ou ainda, por eventuais problemas na cadeia dominial ou constrictão de qualquer natureza dos imóveis que a Companhia atualmente ocupa que gerem discussões sobre os contratos que legitimam a sua ocupação dos imóveis e/ou que comprometam a sua regular ocupação, bem como conflitos com os proprietários dos imóveis que a Companhia ocupa, dentre outros fatores.

Assim a conclusão de projetos dentro de prazos e orçamentos planejados envolvem muitos riscos, incluindo: (i) dificuldade em obter, manter ou renovar tempestivamente autorizações e aprovações governamentais exigidas pela regulamentação aplicável; (ii) restrições ambientais ou alterações na legislação ambiental ensejando a criação de novas obrigações e custos aos projetos; (iii) sinistros que venham a ocorrer conosco e/ou com nossas controladas, provenientes de problemas de equipamentos ou outros tipos de sinistros quaisquer; (iv) problemas na fase de planejamento e construção de projetos de expansão ou novos investimentos, tais como paralisações, atrasos de fornecedores ou prestadores de serviços, greves ou paralisações de trabalho, condições geológicas e meteorológicas inesperadas, incertezas políticas e ambientais, problemas de liquidez de quaisquer de parceiros e subcontratados da Companhia; (v) problemas ambientais não previstos, os quais podem gerar a necessidade de adoção de medidas compensatórias e investimentos de valores significativos; (vi) problemas de segurança, engenharia, regulatórios e/ou ambientais não previstos; (vii) custos excedentes não previstos na construção e operação das instalações; (viii) indisponibilidade de financiamentos adequados; (ix) alterações regulatórias que impactem adversamente no desenvolvimento de novos negócios; (x) incapacidade de obter ou manter a posse, servidão e/ou a titularidade dos imóveis necessários para a implantação dos projetos dentro dos prazos e preços inicialmente previstos, seja por atrasos nos procedimentos de regularização fundiária, na aquisição ou arrendamento de terras, ou ainda, por dificuldade de obtenção de ordem judicial para imissão de posse nos imóveis, dentre outros fatores; e (xi) dificuldade de regularização de documentação que comprove a propriedade da terra e a sua regularidade, bem como a regularidade das construções existentes perante os órgãos competentes.

Diante disso, a Companhia não pode garantir que terá sucesso nos processos de regularização fundiária, além de poder incorrer em custos operacionais e/ou financeiros adicionais que resultem no aumento de despesas relacionadas à regularização fundiária da propriedade, o que pode afetá-la adversamente.

Greves, paradas de trabalho ou distúrbios trabalhistas por nossos funcionários ou pelos funcionários de nossos fornecedores, empreiteiros, prestadores de serviço ou parceiros de consórcio podem afetar de forma significativamente adversa nossos resultados e nossos negócios.

Discordâncias sobre como administramos nossos negócios, em particular alienações e suas implicações para nosso pessoal, mudanças em nossa estratégia, políticas de recursos humanos em relação à remuneração, benefícios e pessoal, implementação de regulamentos recentemente criados relativos a planos de saúde e pensão, mudanças na legislação trabalhista e negociações de acordos coletivos de trabalho com sindicatos de trabalhadores podem levar à instauração de agitação trabalhista, greves e paralisações. Greves, paradas de trabalho ou outras formas de agitação trabalhista em qualquer de nossas instalações ou advindas de nossos principais fornecedores, empreiteiros, prestadores de serviço, parceiros de consórcio ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de concluir grandes projetos e impactar nossa capacidade de continuar nossas operações e atingir nossos objetivos de longo prazo.

(b) Riscos Relacionados aos Acionistas, em especial os Acionistas Controladores

A Companhia não possui um acionista controlador ou grupo de controle, o que poderá a tornar suscetíveis a alianças entre acionistas, conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de um acionista controlador ou grupo de controle.

A Companhia não possui um acionista controlador ou grupo de controle e não há uma prática definida no Brasil de companhia aberta sem acionista identificado como controlador. Pode ser que se formem alianças ou acordos entre os acionistas, o que poderia ter efeito semelhante ao de ter um grupo de controle. Caso surja um grupo de controle e este passe a deter o poder decisório, a Companhia poderia sofrer mudanças repentinas e inesperadas das políticas corporativas e estratégias, inclusive através de mecanismos como a substituição dos administradores.

A ausência de um acionista controlador ou de um grupo de controle poderá dificultar certos processos de tomada de decisão, pois poderá não ser atingido o quórum mínimo exigido por lei para determinadas deliberações.

Adicionalmente, qualquer mudança repentina ou inesperada na equipe de administradores, na política empresarial ou direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou qualquer disputa entre acionistas concernentes aos seus respectivos direitos, no cenário em que a Companhia não possui um controlador definido, podem afetar adversamente a Companhia, o valor de seus valores mobiliários, bem como podem afetar adversamente os negócios e resultados operacionais.

Futuras captações de recursos pela Companhia por meio da emissão de valores mobiliários poderão resultar na diluição da participação de investidores em seu capital social.

A Companhia pode captar recursos adicionais no futuro e, no caso da indisponibilidade de financiamento público ou privado, ou por decisão de seus acionistas, ou ainda por decisão da administração, dentro de suas alçadas corporativas, a Companhia pode captar tais recursos por meio da emissão de ações. Qualquer emissão adicional de ações poderá resultar na diluição da participação dos acionistas em seu capital social.

Adicionalmente, captações de recursos adicionais por meio de emissão de ações ou de títulos de dívida conversíveis em ações poderá, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feita 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 maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados de títulos internacionais. 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 seus valores mobiliários ao preço e no momento desejado, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre os investimentos realizados em valores mobiliários emitidos pela Companhia.

(c) Riscos relacionados a suas controladas e coligadas

As sociedades controladas pela Companhia estão sujeitas a riscos operacionais e de mercado similares aos da Companhia.

As controladas da Companhia estão sujeitas a riscos semelhantes aos riscos a que a Companhia está sujeita, tais quais riscos de mercado e operacionais, que podem causar um efeito adverso e relevante em seus resultados individuais.

A Brava Energia possui controladas que estão sujeitas à legislação estrangeira.

Nossas controladas 3R Lux, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trandig SA. estão sujeitas às legislações específicas dos países onde foram constituídas (Luxemburgo, Holanda e Suíça) no que diz respeito à sua constituição, regularidade e funcionamento. Eventuais alterações na legislação desses países ou Diretivas Europeias podem afetar os resultados das atividades das controladas. Para informações adicionais sobre nossas controladas e coligadas, vide seção 15.4 deste Formulário de Referência.

(d) Riscos relacionados aos seus administradores

A Companhia pode ser afetada adversamente em razão de violações às leis anticorrupção.

A Companhia está sujeita ao risco de que seus administradores, empregados ou terceiros, que atuem em seu nome ou benefício, pratiquem atos que violem as leis e as regulamentações anticorrupção de países em que

opera ou faz negócios, como, por exemplo, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei Anticorrupção") e Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992 ("Lei de Improbidade Administrativa").

No Brasil, a Lei Anticorrupção introduziu o conceito de responsabilidade objetiva para pessoas jurídicas envolvidas em atos lesivos contra a administração pública, sujeitando a pessoa jurídica infratora à sanções civis e administrativas, que incluem multas, perdimento 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 os resultados e a reputação da Companhia. Ademais, a Lei Anticorrupção determinou que as sociedades controladoras, controladas, ou coligadas da infratora serão solidariamente responsáveis pela prática dos atos nela previstos.

A Companhia não pode garantir que seus administradores, empregados e terceiros que agem em seu nome ou benefício ou representantes atuarão em estrita observância às regras e determinações aplicáveis à Companhia, ao seu programa de integridade e/ou às leis anticorrupção, o que pode resultar em multas, perda ou rescisão antecipada de autorizações, alvarás e/ou licenças e danos à reputação da Companhia e, conseqüentemente, em um efeito adverso nos negócios, na condição financeira e nos seus resultados operacionais.

O descumprimento da Lei Anticorrupção pela Companhia, por sociedades integrantes de seu grupo econômico ou por seus representantes pode representar um evento de inadimplemento no âmbito dos contratos celebrados pela Companhia e, conseqüentemente, provocar o vencimento antecipado de suas dívidas. Conseqüentemente, se a administração da Companhia ou de sociedades integrantes de seu grupo econômico, seus respectivos funcionários ou terceiros agindo em seus nomes nos países onde a Companhia possui negócios, envolverem-se em qualquer investigação ou processo relativo a atos de corrupção ou criminais em conexão com seus negócios no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, os negócios da Companhia podem ser afetados adversamente de forma relevante tanto em relação ao seu aspecto financeiro, quanto em relação à sua imagem.

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 de implementar a estratégia da Companhia depende, em larga escala, dos serviços de sua alta administração. Os executivos seniores são responsáveis, em grande parte, pelo desenvolvimento da expertise no setor da Companhia, pela originação e avaliação de oportunidades de negócio, bem como pela condução dos investimentos e aquisições da Companhia. Se, porventura, a Companhia vier a perder os membros de sua alta administração, ela não garante que será 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.

(e) Riscos relacionados a seus fornecedores

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de óleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Projetos de óleo e gás natural podem apresentar fortes variações em seu custo de capital devido a fatores como indisponibilidade ou alto custo de equipamentos, materiais e mão de obra especializada em serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores que podem impactar a conclusão de estimativas detalhadas de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de equipamentos e engajamento de fornecedores competentes. O desenvolvimento de projeto da Companhia pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores 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 significativos podem tornar o projeto economicamente inviável. Planos de Desenvolvimento também podem precisar ser alterados em decorrência de novas informações, acontecimentos ou em decorrência de 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 da Companhia, no resultado das operações ou nas condições financeiras.

Ademais, os contratos celebrados com fornecedores podem não ser renovados, os preços cobrados podem ser elevados, e se a Companhia não for capaz de substituir o fornecedor em termos aceitáveis ou de modo algum, pode 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. Tais planos e programas são previamente aprovados pela ANP antes de serem iniciadas as atividades neles previstas.

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 planos ou programas de trabalho 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 à imposição de multas pela ANP e, em última instância, ao término do contrato de concessão (sujeito a um processo administrativo).

A Companhia pode ser adversamente afetada por práticas irregulares de seus fornecedores.

A Companhia não pode garantir que, dentre todos seus fornecedores, alguns não venham a apresentar problemas com questões trabalhistas ou relacionados à sustentabilidade, ao tratamento irregular de dados pessoais, a eventuais descumprimentos legais, quarterização da prestação de serviços ou da cadeia produtiva e condições de segurança impróprias 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 a degradação causada poderá afetar a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, 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 gerenciamento e disposição final de resíduos sólidos, não exime a responsabilidade da Companhia por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

Caso seus prestadores de serviço ou fornecedores o façam, a Companhia poderá ser responsabilizada por eventuais danos, poderá ter prejuízos com sua imagem e, como consequência, a percepção do mercado da Companhia pode ser adversamente afetada, com impacto no seu resultado operacional e financeiro, bem como no valor dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Ainda, a Companhia pode, em determinadas circunstâncias, ser responsabilizada solidariamente por práticas de seus fornecedores e prestadores que tratem dados pessoais em nome da Companhia, quando esses tratamentos estiverem em desconformidade com a legislação ou quando os fornecedores e prestadores sofrerem incidentes de segurança que afetem dados pessoais de titulares relacionados à Companhia. Eventual responsabilização solidária da Companhia poderá afetar adversamente seus resultados e atividades, 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.

A ocorrência de eventuais contingências é de difícil previsão e quantificação, e se vierem a se consumir poderão afetar adversamente a situação financeira e os resultados da Companhia, bem como impactar negativamente sua imagem em caso de eventual aplicação de multa ou pagamento de indenização.

(f) Riscos relacionados a seus clientes

A Companhia está exposta a riscos de crédito e inadimplência de seus clientes.

Alguns clientes da Companhia podem apresentar restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo na sua capacidade de solvência. Problemas financeiros graves enfrentados pelos clientes da Companhia, com maior sensibilidade no mercado consumidor que conta com os clientes com maior faturamento, tendo em vista que adquirem volumes expressivos de produtos, podendo resultar em uma diminuição no fluxo de caixa operacional da Companhia e, ao mesmo tempo, reduzir ou limitar a demanda futura por esses clientes pelos produtos e serviços da Companhia, o que pode ter um efeito adverso sobre os negócios, resultado das operações e condição financeira da Companhia.

Adicionalmente, a eventual desaceleração ou retração econômica brasileira poderá ocasionar eventos como a desvalorização do Real, aumento dos níveis de inflação, aumentos nas taxas domésticas de juros, aumento no nível de desemprego, e a restrição a concessão de crédito poderá levar os clientes da Companhia a se tornarem inadimplentes com relação às obrigações contratadas junto à Companhia, o que poderá acarretar um aumento em perdas e/ou provisões para devedores duvidosos da Companhia, causando efeito relevante adverso em seus negócios.

Além disso, a Companhia está sujeita a outros riscos relacionados a conduta de seus clientes, incluindo riscos relacionados à reputação de seus clientes, como, por exemplo, descumprimento por parte de seus clientes de leis de combate à corrupção ou lavagem de dinheiro, embargos, violações trabalhistas, dentre outros.

(g) Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a companhia atue

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

Como óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta e aquisição de outras reservas. Caso novas reservas não sejam descobertas ou adquiridas, ou caso a Companhia não seja capaz de atuar em novas reservas, seus resultados, condição financeira e negócios serão adversa e materialmente afetados.

As flutuações das taxas de câmbio no Brasil em relação ao dólar norte-americano podem afetar negativamente a companhia e seus negócios.

A instabilidade cambial pode ter um efeito negativo significativo sobre as economias em que operamos e pode nos afetar negativamente. Por exemplo, a moeda brasileira tem sido historicamente volátil e tem sido desvalorizada com frequência durante as últimas três décadas.

Estamos expostos a riscos cambiais decorrentes da exposição às variações cambiais entre o real brasileiro, a moeda funcional de nossas Demonstrações Contábeis e as moedas dos países estrangeiros com os quais nos relacionamos. A depreciação do real em relação às moedas estrangeiras relevantes, principalmente o dólar americano, geralmente resulta no aumento dos custos de aquisição de ativos fixos e serviços de terceiros necessários para extrair e transportar o petróleo e gás, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais.

No curso de nossos negócios, podemos decidir entrar em transações de derivativos financeiros no futuro para cobrir nossa exposição às variações cambiais em moeda estrangeira. Entretanto, não podemos assegurar que esses instrumentos estarão disponíveis e em condições favoráveis ou que cobrirão totalmente nossa exposição.

Uma desvalorização das moedas locais em relação ao dólar americano também poderia criar pressões inflacionárias nas economias locais e levar a aumentos nas taxas de juros, o que poderia afetar negativamente o crescimento dessas economias como um todo, e prejudicar nossa situação financeira e nossos resultados operacionais. Por outro lado, a valorização da moeda local em relação ao dólar americano pode prejudicar o crescimento econômico impulsionado pelas exportações desses países.

Devido ao grau de volatilidade e à incerteza dos fatores que afetam a taxa de câmbio do real brasileiro, é difícil prever os movimentos futuros da taxa de câmbio.

Os preços e mercados para petróleo e gás natural são voláteis, o que poderia afetar de maneira significativamente adversa nossos negócios, condição financeira ou resultados de operações.

Substancialmente, todas as nossas receitas são derivadas da extração e venda de petróleo, gás natural e de seus derivados. Os preços internacionais do petróleo e do gás natural são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e da demanda globais, que estão fora de nosso controle.

Os preços que receberemos por nossa produção e os níveis de nossa produção dependem de numerosos fatores, incluindo, mas não limitados, aos seguintes:

- condições econômicas e geopolíticas globais;
- mudanças na oferta e na demanda global de petróleo, gás natural e metanol;
- as condições políticas e econômicas, incluindo embargos, nos países produtores de petróleo ou que afetam outros países, e as guerras comerciais;
- o preço internacional do petróleo é influenciado pelo volume de produção em regiões estratégicas, pela intensidade das atividades globais de exploração e produção, e pelos níveis dos estoques mundiais, refletindo o equilíbrio entre oferta e demanda no mercado energético;
- leis e regulamentos governamentais nacionais e estrangeiros, incluindo leis e regulamentos ambientais, de saúde e segurança;
- o preço e a disponibilidade dos fornecimentos de petróleo e gás natural dos concorrentes em áreas de mercado cativo.

(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 a fruição e gozo do petróleo e gás natural que ela produz. Companhias de petróleo e gás natural no Brasil adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas em determinadas áreas de concessão nos termos dos contratos de concessão celebrados a ANP. Caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo a Companhia, de 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.

Por meio dos contratos de concessão celebrados com a ANP, companhias de petróleo e gás natural no Brasil são autorizadas a realizar atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas concedidas durante o período exploratório e/ou o período de desenvolvimento e produção (em caso de descoberta comercial), de forma independente ou em consórcio com outras empresas habilitadas pela ANP.

Término antecipado

Os contratos de concessão e a Lei do Petróleo estabelecem o término antecipado nos seguintes casos: (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. A Companhia não pode garantir que conseguirá cumprir as suas referidas obrigações e nem que não enfrentará um processo de falência, de modo que pode ficar sujeita ao término antecipado.

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.

Há, ainda, a possibilidade de desapropriação dos campos pelo Governo Federal, em razão de interesse público, situação na qual a concessionária faria jus ao pagamento de indenização. A Companhia não pode garantir qual

quantia e em qual prazo tais eventuais pagamentos serão realizados, bem como se serão adequados ou suficientes frente às perdas incorridas.

O término dos contratos de concessão e do contrato de consórcio dos quais a Companhia é parte pode ter um efeito material adverso em sua condição financeira e resultados operacionais.

Não renovação da concessão

A duração total dos contratos de concessão oriundos da rodada zero é igual à soma do período decorrido desde a data de entrada em vigor do contrato de concessão até a data da entrega da declaração de comercialidade respectiva mais o período de vinte e sete anos. A essa duração total se acrescentam automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados para as áreas de desenvolvimento e campos produtores. A Companhia pode pleitear a prorrogação do prazo das concessões com antecedência ao término do contrato, através de solicitação por escrito à ANP. Tal solicitação deve ser acompanhada de relatório técnico-econômico endereçando o prazo de extensão pleiteado, as previsões de produção, as operações e serviços a serem executados e os investimentos a serem feitos, bem como os custos operacionais esperados, e todos os demais elementos que justifiquem o pleito da Companhia.

As condições para prorrogação do prazo das concessões são previstas contratualmente e não é possível garantir que tais condições serão cumpridas. Para tanto, o concessionário deve apresentar solicitação à ANP para prorrogação do contrato com antecedência, devendo esta solicitação estar acompanhada de um novo Plano de Desenvolvimento. Além de observar tais requisitos estipulados nos contratos de concessão, o concessionário também deverá observar o disposto no art. 1º, da Resolução nº 02/2016 do CNPE ("Conselho Nacional de Política Energética"). Nos termos deste dispositivo, (a) a prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão de prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original; (b) o novo Plano de Desenvolvimento a ser submetido pela Companhia deverá indicar os novos investimentos a serem realizados no campo; e (c) o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a vinte e sete anos.

Uma vez apresentados o pleito de prorrogação e o novo Plano de Desenvolvimento, a ANP deverá se manifestar em 180 dias, podendo aprovar integralmente o pleito, condicioná-lo a modificações no Plano de Desenvolvimento apresentado, ou recusá-lo justificadamente. Percebe-se, portanto, que a prorrogação contratual estará sempre condicionada à aprovação do Plano de Desenvolvimento pela ANP.

Em se tratando de cessão de contratos de campos maduros, para a prorrogação da concessão deve ser observado o art. 4º, da Resolução ANP nº 785/2019. Nesse caso, um novo Plano de Desenvolvimento poderá ser apresentado em conjunto pela cedente e pela cessionária e sua aprovação será conjunta e simultânea ao pedido de cessão. Assim, o novo Plano de Desenvolvimento e a cessão irão adquirir eficácia no mesmo momento.

A ANP não está obrigada a aprovar pedidos da Companhia para extensão de nenhum dos contratos de concessão aos quais ela é signatária, ou dos contratos referentes a ativos em aquisição, 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 substancialmente 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, 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 significativos gastos, especialmente nos casos de, incluindo, mas não se limitando: obtenção de

licenças de perfuração para condução das operações (caso existam ativos em seu portfólio que demandem tal tipo de licenciamento); necessidade de se submeter à processos de individualização de produção (caso a produção se estenda para jazidas adjacentes); cumprimento das políticas de conteúdo local; e tributação, em particular devido ao fato das 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 ela incorra em custos significativos para cumprir tais leis e regulamentos e outros custos, assim como proibir ou restringir severamente as atividades realizadas pela Companhia em regiões ou áreas ambientalmente protegidas ou sensíveis.

Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, termos ou mudanças regulatórias podem ter um efeito material adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

Dificuldades em obter licenciamento ambiental podem sujeitar a Companhia a um aumento significativo de custos que podem, conseqüentemente, afetar os resultados da Companhia.

Para o desenvolvimento e operação dos projetos da Companhia, é necessária a obtenção de licenças ambientais como por exemplo: (i) Licença Prévia, que atesta a viabilidade ambiental de um determinado empreendimento; (ii) Licença de Instalação, que autoriza a execução das obras; (iii) Licença de Operação, que permite sua operação; e (iv) Licenças para Perfuração de Poços.

Como esse processo depende da gestão de terceiros e da aprovação dos órgãos ambientais, não conformidades com a legislação podem comprometer o processo de licenciamento ambiental, acarretando atraso na obtenção das licenças, o que poderá gerar prejuízos decorrentes de alterações no fluxo de caixa e eventuais paralisações das atividades. Ademais, há casos nos quais, a qualquer momento do processo de licenciamento podem ser estabelecidas exigências que inviabilizem economicamente os projetos, assim como a liberação das licenças em prazo superior àqueles originalmente preestabelecidos.

Adicionalmente, as licenças e autorizações emitidas podem expirar e/ou não serem tempestivamente renovadas, comprometendo o prazo de implantação e exploração dos projetos. A Lei Complementar nº 140/2011 determina que a renovação de qualquer licença ambiental deve ser solicitada com antecedência mínima de 120 dias da expiração de seu prazo de validade, para que esse fique automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental. A Companhia não pode garantir que conseguirá cumprir todos os prazos aplicáveis nos processos de renovação de licenças e autorizações.

Caso venha a cometer falhas no cumprimento de condicionantes das licenças ambientais, independentemente de a atividade estar causando danos efetivos ao meio ambiente, a Companhia ficará sujeita a responsabilidade civil, criminal e administrativa, inclusive a sanções como advertências, multas, suspensão de atividades e até mesmo a revogação e/ou suspensão da licença ambiental já obtida, além da obrigação de recuperar eventuais danos causados ao meio ambiente, fato este que pode 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, 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, embargos ou cancelamentos dessas licenças e/ou autorizações, por qualquer razão, inclusive por ação 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 podem ser substanciais.

A Resolução ANP nº 817/2020 define o descomissionamento de instalações de óleo e gás como sendo o conjunto de atividades associadas 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, sendo a Companhia responsável por estes custos.

O uso de recursos financeiros para satisfazer esses custos de descomissionamento pode prejudicar a capacidade da Companhia de concentrar capital em outros negócios. Além disso, a Companhia pode permanecer responsável por históricos de desativação e abandono, 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 com descomissionamento tendem a se tornar fator de incerteza econômica para empresas, face à (i) necessidade da ampliação da capacitação técnica e do desenvolvimento da cadeia de serviços com soluções específicas para o descomissionamento; (ii) a regulação atual estar sujeita a alterações ao longo do tempo; (iii) possibilidade de antecipação do prazo estimado para a realização do descomissionamento ser impactada por vários fatores, tais como a redução significativa nos níveis de produção, dos preços das *commodities* e/ou de um aumento nas despesas operacionais.

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 e abandono.

Em 29 de setembro de 2021, foi publicada a Resolução ANP 854/21, a qual regulamentou os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e termo que asseguram os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, a qual adota um modelo de aporte progressivo, além de indicar as garantias aceitas pela ANP, tais como cartas de crédito, garantia corporativa, fundo de provisionamento, penhor de petróleo e gás natural, seguro garantia ou a assinatura de termo com atributo de título executivo extrajudicial (garantia pela própria contratada). A aceitação de cada garantia financeira ou do termo ficará a critério da ANP, a qual poderá determinar a substituição da modalidade adotada a qualquer tempo, sempre que uma avaliação técnica entender pela insuficiência e inadequação da garantia apresentada.

Caso a garantia de descomissionamento não seja apresentada pela Companhia no âmbito dos processos de cessão em trâmite na ANP, a cessão não será concluída, visto que a submissão da garantia é uma exigência para tanto, nos termos no art. 60 da Resolução ANP 854/21. Quanto às garantias de descomissionamento apresentadas e em vigor, caso estas não sejam renovadas, poderão ser executadas pela ANP, conforme art. 64, III, da Resolução ANP 854/21, e poderão ser aplicáveis às sanções estabelecidas na Lei 9.847/1999 devido ao descumprimento de exigência estabelecida na legislação em vigor e em Resolução de Diretoria da ANP.

Adicionalmente, vale mencionar que há uma escassez de bancos capazes e dispostos a fornecer tais cartas de crédito, que podem exigir que a Companhia forneça *cash collateral*, o que pode levar a Companhia a se valer de outras formas de garantias aceitas pela ANP, mais onerosas, conforme indicado acima.

Em alguns casos, arranjos contratuais podem alocar a responsabilidade para alocar custos de descomissionamento e abandono. Ainda que, por acordo contratual, uma contraparte ou parceiro da Companhia assumam certos custos de descomissionamento, a Companhia permanece responsável perante a ANP pela desmobilização de equipamentos na qualidade de concessionária.

Dessa forma, não há como a Companhia garantir que eventuais custos de descomissionamento de seus ativos (ou de ativos em processo de aquisição) não irão exceder as suas expectativas e, portanto, podem vir a causar um efeito material adverso no negócio e resultado da Companhia.

(i) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a companhia atue

A Companhia desenvolve atividades de exploração e produção de óleo e gás, além das atividades de mid & downstream, exclusivamente em território brasileiro. Contudo, mantém em sua estrutura societária empresas constituídas no exterior que desempenham funções específicas, como a comercialização de produtos para clientes internacionais ou a gestão de renda passiva e investimentos, sem exercer atividades operacionais diretas nestes mercados.

Em decorrência desta exposição internacional, a Companhia está sujeita aos seguintes riscos: (i) Riscos regulatórios e legais: Alterações em regulamentações ou implementação de novas leis em jurisdições estrangeiras que possam afetar significativamente os custos operacionais, os processos de comercialização ou a precificação internacional do petróleo e derivados; (ii) Riscos contratuais e societários: Potenciais litígios e disputas comerciais decorrentes de divergência de interesses, especialmente em questões econômico-financeiras, entre a Companhia e seus parceiros comerciais ou distribuidores internacionais; (iii) Riscos geopolíticos: Instabilidades políticas, conflitos armados ou tensões diplomáticas em regiões produtoras ou consumidoras de petróleo que possam impactar negativamente a demanda global, as cadeias logísticas ou os preços internacionais de venda dos produtos; (iv) Riscos de sanções internacionais: Possíveis sanções comerciais ou econômicas impostas por organismos internacionais ou países específicos que possam restringir operações, transações financeiras ou relações comerciais com empresas que atuam no setor de extração e produção de petróleo e gás natural; (v) Riscos cambiais: Flutuações nas taxas de câmbio que possam afetar adversamente as receitas obtidas com exportações ou o valor de ativos mantidos no exterior.

A Companhia monitora continuamente esses riscos e implementa estratégias para mitigar seus potenciais impactos negativos sobre os resultados financeiros e operacionais.

(j) Riscos relacionados a questões sociais

A Companhia pode ser afetada por novas demarcações de terras indígenas pelas autoridades brasileiras, assentamentos, ocupações de movimentos sociais e comunidades tradicionais.

Comunidades tradicionais (indígenas e remanescentes de quilombos), movimentos sociais, tais como o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terra, são *stakeholders* relevantes para o desenvolvimento de empreendimentos no Brasil e que normalmente pleiteiam dos governos federais e estaduais a realização de procedimentos de demarcações de terras, arrecadação e discriminação de terras, reforma agrária e a redistribuição compulsória de terras, que podem abranger áreas atualmente ocupadas pela Companhia, a obrigando a renegociar os contratos de ocupação existentes, o que pode gerar custos adicionais para a Companhia.

Movimentos populares poderão afetar a ampliação das plantas de processamentos existentes, a instalação de novas plantas de processamento e os cronogramas de perfuração, bem como a distribuição de óleo e a operação normal, afetando a rentabilidade da Companhia.

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. Esse cenário pode afetar negativamente os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

Movimentos populares e sindicais são ativos no setor e nas regiões em que a Companhia atua e podem se posicionar contrariamente à ampliação das plantas de processamentos existentes e futuras, aos cronogramas de perfuração, à distribuição de óleo via caminhões, ou outros meios, e as operações normais no curso dos negócios da Companhia. Invasões, ocupações e depredações de instalações são práticas não raras entre os integrantes desses movimentos. Caso a Companhia enfrente tais movimentos populares, seus negócios e condições financeiras serão afetados adversamente.

(k) Riscos relacionados a questões ambientais

As atividades da Companhia estão sujeitas à regulamentação ambiental, 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 ambiental.

As atividades da Companhia estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal, as quais poderão se tornar mais restritivas nos próximos anos. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas, cíveis e criminais. Adicionalmente, pode existir a 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 estar sujeita a responsabilidades ambientais, o pagamento de sanções ou das obrigações que a Companhia pode incorrer para reverter dano ambiental poderia de outra forma reduzir os fundos disponíveis à Companhia ou poderia representar um efeito adverso significativo sobre seus negócios. Se ficar impossibilitada de evitar ou reparar danos ambientais, a Companhia poderá ser obrigada a suspender suas operações.

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 às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. O descumprimento de regulamentações ambientais pode causar impacto adverso nos negócios, resultado das operações ou condição financeira da Companhia.

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 ou de suas subsidiárias pode resultar na obrigação de reparar danos ambientais, na imposição de sanções de natureza penal 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, não isenta, necessariamente, o agente de responsabilidade nas demais.

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 relevantes de *compliance* ambiental e ter atrasos nos projetos ou dificuldade em obter todas as licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento de suas obras.

Ademais, atrasos ou indeferimentos por parte dos órgãos ambientais licenciadores na emissão ou renovação de licenças e autorizações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia de forma negativa. Caso a Companhia ou suas controladas falhem em cumprir a regulamentação aplicável, a Companhia e suas controladas podem ficar sujeitas à aplicação de multas, embargo de obras, cancelamento de licenças e à revogação de autorizações ou outras restrições às suas atividades de incorporação, construção, manutenção e venda de empreendimentos, gerando impacto adverso sobre sua situação financeira.

A legislação federal impõe responsabilidade civil objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe 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 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 às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, 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.

Acordos governamentais internacionais, novas tendências do mercado de energia ou mudanças climáticas não regulares poderão afetar as atividades operacionais ou os resultados da Companhia.

As atividades da Companhia estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, convenções internacionais e exigências relacionadas com a proteção do meio ambiente. Eventuais convenções internacionais ainda não existentes 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.

A Companhia pode ser responsabilizada solidariamente pelos danos ambientais causados por fornecedores e parceiros, o que poderá afetar adversamente os seus negócios.

A obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente é tratada, especialmente, pela Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/81). A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de reparação 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, incluindo os nossos fornecedores e parceiros, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, o que poderá afetar adversamente os nossos resultados e atividades.

Considerando a solidariedade que acompanha a responsabilidade civil ambiental, a vítima do dano ambiental e/ou aquele que a lei autorizar não está obrigado a processar todos os poluidores em uma mesma ação. Pode-se escolher, dentre todas as empresas poluidoras, aquela que tem todos os requisitos necessários para figurar como ré na ação ou a de melhor situação econômica. Caberá ao poluidor acionado o direito de regresso contra os demais. Portanto, a Companhia pode ser afetada adversamente caso seja acionada por uma vítima e/ou por um poluidor acionado com base no referido direito de regresso, sendo que nos casos em que seja acionada pela vítima a Companhia não pode garantir que terá sucesso em eventual direito de regresso em relação a terceiros.

Portanto, a contratação de terceiros para prestação de quaisquer serviços relacionados aos empreendimentos e atividades não exime a Companhia da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pela contratada. Caso a Companhia seja responsabilizada por eventuais danos ambientais causados pelos terceiros contratados ou fornecedores, essa pode ser adversamente afetada. Adicionalmente, a Lei de Crimes Ambientais (Lei nº 9.605/98) prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

(I) 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 seu desempenho financeiro, assim como por condições climáticas adversas, efeitos das mudanças climáticas e outros fatores fora do controle da Companhia, que podem afetar negativamente suas operações.

As operações da Companhia estão sujeitas a riscos que afetam as propriedades, ativos e instalações, dentre

outros. Esses riscos incluem, dentre outros, falha mecânica e elétrica, acidentes, danos pessoais, perda ou danos aos ativos e à carga, incêndios, explosões e vazamentos de combustível ou outras substâncias, danos ambientais, interrupção do negócio e atrasos na entrega, condições políticas e hostilidades, reivindicações trabalhistas, manifestações de grupos ou associações ambientalistas e/ou sociais, greves (de seus empregados ou daqueles vinculados às entidades com quem a Companhia se relaciona), condições climáticas adversas, os quais resultariam em danos, penalidades, multas, indenizações ou despesas a pagar a terceiros e outras reivindicações contra a Companhia.

Todos esses riscos podem resultar em responsabilidade civil, perda de receita, aumento de custos e danos de imagem e à reputação da Companhia, cada um dos quais poderia afetar adversamente os negócios e os resultados operacionais da Companhia.

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 envolve redução nas emissões de CO², aplicação de novas tecnologias para aumentar eficiência e produtividade e aumento do uso de outras fontes de energia, como o gás natural, eólica e solar.

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 afetar negativamente a Companhia.

Qualquer redução estrutural na demanda por petróleo e gás natural pode ter um impacto negativo sobre as 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 do gás natural, 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 é possível prever quando novas tecnologias podem se tornar 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, o que de outra forma reduziria a demanda por petróleo e gás natural, podendo gerar um efeito adverso relevante nos negócios e desempenho financeiro da Companhia.

(m) Outros riscos não apresentados anteriormente

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 a Companhia, 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 dos seus valores mobiliários 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 proventos; 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.

Outras políticas e medidas adotadas pelo governo brasileiro, incluindo (i) ajustes das taxas de juros, (ii) interferência em empresas públicas ou em empresas com participação acionária relevante da União, (iii) intervenção nos mercados de câmbio ou ações para ajustar ou fixar um valor do real, podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de seus valores mobiliários.

O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, particularmente em países de economia emergente e nos Estados Unidos, China e 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 e países da União Europeia, de países da América Latina e de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode, diante da perspectiva envolvendo os contornos do evento, causar um 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 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. 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 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.

Com relação a fatos macroeconômicos relevantes que podem impactar o negócio da companhia, destaca-se a saída do Reino Unido da União Europeia ("Brexit"), a instabilidade geopolítica Rússia-Ucrânia, que podem afetar de maneira adversa as condições econômicas e de mercado da Europa e do mundo todo, podendo contribuir para a instabilidade nos mercados financeiros globais e impactar as operações internacionais da Companhia.

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 e Europa e Europa (Rússia – Ucrânia). Caso haja uma escalada nas tensões e sanções sejam aplicadas ou intensificadas, 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.

Por fim, essas tensões podem gerar uma instabilidade política e econômica ao redor do mundo, impactando o mercado e, diretamente, o mercado de capitais.

Qualquer queda no rating de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço de negociação das ações ordinárias da Companhia.

Os ratings de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e 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 possui rating emitido pelas principais agências de classificação de risco, nas quais se destacam: Standard & Poor's e Fitch. Abaixo encontram-se listados os ratings atribuídos ao Brasil por essas agências em suas últimas atualizações¹.

Agência	Rating	Perspectiva	Avaliação
Fitch	AA-	Estável	02/ago/2024
S&P	brAA-	Positiva	04/abr/2025

Qualquer reavaliação negativa, baixista, dos ratings de crédito soberano do Brasil pode 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 das ações ordinárias da Companhia.

¹ <https://www.gov.br/tesouronacional/pt-br/divida-publica-federal/sobre-a-divida-publica/classificacao-de-risco-da-republica-soberana-do-brasil>

- A Companhia possui um portfólio composto por ativos de upstream (Onshore e Offshore) e mid & downstream e pode vir a adquirir novos ativos, o que torna complexo e incerto o desempenho futuro das atividades referentes.
- A identificação, aquisição ou acesso a novas reservas de óleo e gás natural é uma das estratégias de crescimento da Companhia, além do desenvolvimento das atividades de produção, refino e comercialização de derivados.
- A construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos destinados à produção de óleo e gás natural envolvem riscos significativos, que poderão resultar em perda de receita ou aumento de despesas.
- 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.
- A Companhia pode não conseguir atender as cláusulas restritivas (covenants) de seus contratos de empréstimos.

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de dezembro de 2024. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

Consolidado em 31 de dezembro de 2024 (em milhares de reais)					
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	3.152.200	2.402.869	749.331	-	-
Empréstimos e financiamentos	4.278.566	668.577	563.949	43.216	3.100.489
Debêntures*	14.665.494	7.650.289	4.662.060	5.536.854	4.381.434
Debêntures – partes relacionadas	21.534	21.534	-	-	-
Derivativos	46.265	22.627	23.638	-	-
Valores a pagar por aquisições	2.423.800	940.444	1.594.896	-	-
Outras obrigações	363.880	258.123	61.236	79.730	-

*Os vencimentos contratuais das debêntures consideram a obtenção de waiver conforme divulgado nas notas explicativas 2, 22 e 42 das demonstrações financeiras de 2024.

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente as disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito e às contas a receber da Companhia.

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2024.

Consolidado em 31 de dezembro de 2024 (em milhares de reais)			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	305.463	363.220	413.743
IPCA	514.936	555.710	596.306
SOFR / LIBOR	157.372	180.185	203.131
Total	977.771	1.099.115	1.213.180

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

Consolidado em 31 de dezembro de 2024 (em milhares de reais)	
Ativos	
Caixa e equivalentes de caixa	292.570
Aplicações financeiras	5.700.248
Contas a receber de terceiros	141.495
Caixa restrito	414.189
Créditos a receber - Yinson	2.488.533
Derivativos	103.506
Passivos	
Fornecedores	(1.232.306)
Empréstimos e financiamentos	(3.745.819)
Debêntures	(1.303.471)
Derivativos	(46.265)
Passivo de arrendamento	(4.178.264)
Valores a pagar por aquisições	(2.423.800)
Total da exposição cambial líquida	(3.789.384)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de dezembro de 2024 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Consolidado (em milhares de reais)	Risco	31/12/2024	Cenário Provável	Impacto Possível	Impacto Remoto
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	292.570	285.847	257.262	228.678
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	5.700.248	5.569.255	5.012.330	4.455.404
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	414.189	404.671	364.204	323.737
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	141.495	138.243	124.419	110.594
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.488.533	2.431.346	2.188.211	1.945.077
Derivativos	Desvalorização do dólar	103.506	101.127	91.014	80.902
Passivo					
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.232.306)	(1.203.987)	(1.324.386)	(1.444.784)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.745.819)	(3.659.739)	(4.025.713)	(4.391.687)
Debêntures	Valorização do dólar	(1.303.471)	(1.273.518)	(1.400.870)	(1.528.222)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(2.423.800)	(2.368.101)	(2.604.911)	(2.841.722)
Derivativos	Valorização do dólar	(46.265)	(45.202)	(49.722)	(54.242)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.178.264)	(4.082.247)	(4.490.472)	(4.898.696)
Total da exposição líquida		(3.789.384)	(3.702.305)	(5.858.634)	(8.014.961)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN para o período encerrado em 31 de dezembro de 2024 (US\$ 1/R\$ 6,05). No cenário possível esta projeção foi majorada em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo.

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do *brent* e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e *Collars* em três cenários: (i) Cenário Provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 76,21 para 2025 e US\$ 71,34 para 2026); (ii) Cenário possível, considerando valorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) Cenário remoto, considerando valorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

		(Em milhares de reais)			
	Risco	31/12/2024	Cenário Provável	Cenário Possível (II) (Δ10%)	Cenário Remoto (III) (Δ20%)
Passivo					
Derivativos	Desvalorização do <i>Brent</i>	26.959	(664)	(730)	(797)
Total da exposição líquida		26.959	(664)	(730)	(797)

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a receita total da 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Potiguar tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, cível, regulatória, ambiental e trabalhista, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota. As provisões da Companhia são registradas conforme os regramentos contábeis, com base na análise individual de cada processo por seus advogados internos e externos, sendo constituídas provisões para processos avaliados com chance de perda provável.

Para os fins deste item 4.4, foram considerados como individualmente relevantes processos em que a Companhia e suas controladas figuram como parte e que (i) possam vir a impactar de forma significativa o patrimônio ou os negócios da Companhia, ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a imagem da Companhia.

A seguir estão descritos os principais processos judiciais e administrativos individualmente relevantes a que a Companhia estava sujeita em 31 de dezembro de 2024.

Contingências Cíveis

A Companhia esclarece que há ação cível material em face de subsidiárias, a saber:

Processo Judicial nº 0801568-02.2020.8.20.5105	
a. Juízo	1ª Vara da Comarca do Macau/RN
b. Instância	1ª instância judicial
c. Data de instauração	07/10/2020
d. Partes no processo	Autor: Município de Macau Réus: 3R Macau e Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 50.000.000,00 Valor Atualizado até 31/12/2024: R\$ 68.319.874,00 * * O valor total da ação tem origem no pedido do autor, que solicita o pagamento de participação na produção de petróleo e gás natural desde 1987, conforme detalhado no item “f” abaixo. Considerando que a Petrobras reconheceu que, para valores anteriores a 2018, a 3R Macau não teria responsabilidade. Assim a chance de perda para a 3R Macau é remota para tais valores. Considerando os valores supostamente devidos a partir de 2018, este resultaria no montante histórico de R\$ 935.000,00, o que atualizado até 31.12.2024 totaliza R\$ 1.298.077,60 Considerando o <i>closing</i> da operação (aquisição do Polo Macau) ocorrido em 27 de maio de 2020, a Companhia entende que em eventual procedência da ação somente seriam atribuíveis à Companhia os valores devidos após 27 de maio de 2020. Todavia, em uma abordagem conservadora, a Companhia decidiu considerar a data informada pela Petrobras para efeito do cálculo de contingências.
f. Principais fatos	Trata-se de ação de obrigação de fazer combinado com pedido de tutela de urgência ajuizada pelo Município de Macau alegando, em síntese, sua titularidade sobre dois imóveis localizados em Terras da Conceição, denominados Maxixe e Canto do Papagaio, registrados sob as matrículas nº 3.139 e 3.138 no Registro de Imóveis do 1º Ofício de Notas de Macau. Desse modo, sustenta que, comprovada a condição de legítimo proprietário dos imóveis mencionados, esse faz jus ao recebimento de supostos valores devidos a título de participação na produção de petróleo e gás, desde o início da exploração das instalações e poços de produção, localizados nas referidas propriedades, que alega ter ocorrido em 31.07.1987. Em 19.11.2020, foi proferida decisão indeferindo o pedido de tutela de urgência. Contra esta decisão o Município fez um pedido de reconsideração. A Petrobras, 3R Macau e 3R Offshore apresentaram suas contestações. Em 9.12.2020, foi proferida decisão indeferindo o pedido de reconsideração do Município de Macau, bem como determinando a substituição da 3R Offshore pela 3R Macau no polo passivo da ação. 3R Offshore opôs embargos de declaração questionando apenas a condenação em honorários advocatícios em favor de seus patronos. Após apresentada impugnação às contestações por parte do Município, os referidos embargos foram acolhidos pelo Juiz da causa, na mesma oportunidade em que saneou o feito, em 16/6/2021. Os honorários foram fixados em 3% do valor da causa. Petrobras e 3R Macau informaram não ter interesse em produzir provas. Em que pese não ter se manifestado quanto as provas a serem produzidas, em 27/7/2021, o Município interpôs agravo de instrumento contra a decisão que fixou os honorários advocatícios em favor dos patronos da 3R Offshore. Finalizado o laudo pericial que delimitou

Processo Judicial nº 0801568-02.2020.8.20.5105	
	as áreas objeto da controvérsia. Em 06/12/2023, o réu apresentou ciência quanto a decisão retro. Em 15/12/2023, a Salinor e a 3R Macau apresentaram suas manifestações em oposição ao pedido de suspensão do feito formulado pelo autor. Posteriormente a Metta apresentou novo pedido para ingresso na lide como terceira interessada, que foi impugnado pela Salinor, apontando a preclusão e argumentando pelo seu indeferimento. Pendente de decisão.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não aplicável
h. Estágio do processo	Inicial
i. Chance de perda	Remota – para os valores supostamente devidos em período anterior a 2018 Possível – para os valores supostamente devidos de 2018 em diante.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor de risco
k. Impacto em caso de perda do processo	Cobrança dos valores envolvidos, com a possibilidade de ação de regresso no que tange ao período anterior a 27 de maio de 2020.

Processo Judicial nº 5031013-89.2022.8.08.0024	
a. Juízo	Justiça Federal – 7ª Vara Cível de Vitória - ES
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	27/09/2022
d. Partes no processo	Autor: Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores – CNPA Réu: 3R Petroleum Offshore S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 1.277.240.040,00 Valor Atualizado até 31/12/2024: R\$ 1.446.860.343,70
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores visando à condenação da Brava, de forma solidária à Petrobras, ao pagamento de indenização a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder, em outubro de 2013, licença para explorar petróleo e gás, à Petrobras, no Campo de Papa-Terra -- operado pela Brava a partir de dezembro de 2022 --, o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, decorrente da referida zona de exclusão. A Brava apresentou sua contestação e foi oportunizada às partes manifestação sobre o interesse em produzir provas. Atualmente, foi proferida decisão intimando as partes para apresentarem suas alegações finais. O MPES, manifestou-se pela incompetência da justiça estadual para processar e julgar o feito e requereu à remessa a Justiça Federal. Posteriormente, a 3R reforçou seus argumentos apresentados em contestação. Pendente de decisão.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não aplicável
h. Estágio do processo	Fase Inicial/Instrutória
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade de valor.
k. Impacto em caso de perda do processo	Possibilidade de indenizar eventuais pescadores, desde que comprovado prejuízos. A Brava conta com mecanismos de indenização por meio de cláusulas previstas com a Petrobras no contrato de compra e venda firmado.

Processo Judicial nº 5031031-13.2022.8.08.0024	
a. Juízo	Justiça Federal – 10ª Vara Cível de Vitória - ES
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	11/05/2023

Processo Judicial nº 5031031-13.2022.8.08.0024	
d. Partes no processo	Autor: Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores – CNPA Réu: 3R Petroleum Offshore S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 1.321.119.400,00 Valor Atualizado até 31/12/2024: R\$ 1.489.835.098,33
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores visando à condenação da Brava, de forma solidária à Petrobras, ao pagamento de indenização a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder, em outubro de 2013, licença para explorar petróleo e gás, à Petrobras, no Campo de Peroá-- operado pela Brava a partir de agosto de 2022 --, o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, decorrente da referida zona de exclusão. Após a sentença proferida, houve Apelação interposta pelo autor. Aguarda-se julgamento até a presente data.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença de mérito em abril de 2024, julgando improcedentes os pedidos autorais.
h. Estágio do processo	Fase Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade de valor.
k. Impacto em caso de perda do processo	Possibilidade de indenizar eventuais pescadores, desde que comprovado prejuízos. A Brava conta com mecanismos de indenização por meio de cláusulas previstas com a Petrobras no contrato de compra e venda firmado.

Processo Judicial nº 1050033-34.2022.4.01.3300	
a. Juízo	Justiça Federal – Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	09/08/2022
d. Partes no processo	Autor: Marcos André dos Santos e Raimundo Lopes (Autores Populares) Réu: Petrobras, ANP, Brava
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 497.097.000,00 (Valor para fins de alçada) Valor Atualizado até 31/12/2024: Não aplicável
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Popular com Pedido Liminar que visa à suspensão e posterior declaração de nulidade da venda do Complexo Industrial Polo Rio Ventura. A liminar foi indeferida pelo juiz. Em setembro de 2022, as partes apresentaram contestação e apontaram a desnecessidade de produção de outras provas, requerendo o julgamento antecipado da lide. Em maio de 2023, foi proferida decisão declarando a incompetência do juízo para processar e julgar o feito e determinando a remessa dos autos à 17ª Vara Federal do Rio de Janeiro. Embargos de Declaração opostos pelos autores foram rejeitados. Ato contínuo, os autores apelaram. Aguardando julgamento do recurso.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de incompetência do juízo para processar e julgar o feito.
h. Estágio do processo	Fase Recursal.
i. Chance de perda	Remoto – Há decisão do STF na ADI nº5.942 declarando a constitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018 que autoriza a venda dos ativos da Petrobras.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor
k. Impacto em caso de perda do processo	Nulidade da venda do Polo Rio Ventura. A Brava conta com mecanismos de indenização por meio de cláusulas previstas com a Petrobras no contrato de compra e venda firmado, além dos pedidos de ressarcimento por prejuízos ao erário, por ora, ilíquidos.

Processo Judicial nº 5102695-69.2023.4.02.5101	
a. Juízo	Justiça Federal – Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	02/10/2023
d. Partes no processo	Autor: Marcos André dos Santos e Raimundo Lopes (Autores Populares) Réu: Petrobras, ANP, Brava
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 1.313.280.000,00 (Valor para fins de alçada – Valor do contrato) Valor Atualizado até 31/12/2024: Não aplicável
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Popular com Pedido Liminar que visa à suspensão e posterior declaração de nulidade da venda do Complexo Industrial Polo Recôncavo. Foi proferida sentença de improcedência. Os embargos opostos pelos autores foram rejeitados. Posteriormente, os autores apelaram. Pendente julgamento do recurso.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável para a Brava.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remoto - Há decisão do STF na ADI nº5.942 declarando a constitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018 que autoriza a venda dos ativos da Petrobras.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor.
k. Impacto em caso de perda do processo	Nulidade da venda do Polo Recôncavo. A Brava conta com mecanismos de indenização por meio de cláusulas previstas com a Petrobras no contrato de compra e venda firmado, além dos pedidos de ressarcimento por prejuízos ao erário, por ora, ilíquidos.

Processo Judicial nº 5059949-89.2023.4.02.5101	
a. Juízo	3ª Vara Federal do Rio de Janeiro – RJ
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/07/2023
d. Partes no processo	Autor: Antônio Marcos Soares Brasil Réu: Brava Energia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ R\$1.000,00 (Valor para fins de alçada) Valor Atualizado até 31/12/2024: N/A
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Popular com pedido de anulação do contrato de compra e venda dos ativos integrantes do Polo Potiguar, situado no Estado do Rio Grande do Norte, celebrado entre a Brava e a Petrobras, em 31.01.22. Em novembro de 2023, as partes apresentaram contestação e apontaram a desnecessidade de produção de outras provas, requerendo o julgamento antecipado da lide. Também em novembro de 2023, foi proferida decisão do juiz. Atualmente, o processo foi julgado improcedente. O autor interpôs apelação e aguarda-se o julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em março de 2024, foi proferida sentença julgando improcedente o pleito autoral. o que motivou a interposição de apelação por Antônio Marcos Soares Brasil, o Ministério Público Federal opinou pelo desprovemento do apelo e, agora, também se aguarda o julgamento do recurso pela 5ª Turma Especializada do TRF-2.
h. Estágio do processo	Fase: Recursal
i. Chance de perda	Remoto – Há decisão do STF na ADI nº5.942 declarando a constitucionalidade do Decreto Federal nº 9.355/2018 que autoriza a venda dos ativos da Petrobras.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor do contrato de compra e venda do Polo Potiguar.
k. Impacto em caso de perda do processo	Nulidade da venda do Polo Potiguar. A Brava conta com mecanismos de indenização por meio de cláusulas previstas com a Petrobras no contrato de compra e venda firmado.

Processo Judicial nº 5087160-03.2023.4.02.5101	
a. Juízo	21ª Vara Cível Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro - RJ
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	16/02/2024
d. Partes no processo	Autor: Brava Energia S.A.; 3R Petroleum Offshore S.A. e Outros; Réu: União – Fazenda Nacional
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 396.940,50 Valor Atualizado até 31/12/20243: R\$ 1.442.024,19
f. Principais fatos	Trata-se de Ação com pedido de reconhecimento do caráter mercantil dos ganhos apurados no âmbito do <i>stock option</i> , em contraposição ao caráter remuneratório. A Fazenda entende que a tributação como se remuneração fosse ocorrer no momento do exercício das opções de compra de ações, sobre a diferença entre o preço de exercício e o preço da ação no mercado na data do exercício. Os Autores defendem que o instrumento é mercantil e, portanto, há apenas o pagamento de ganho de capital caso haja futura alienação das ações pelos Participantes na bolsa de valores. Como consequência, requer-se o afastamento do imposto sobre a renda quando do exercício das opções, assegurando-se a sujeição dos ganhos em questão ao regime de tributação do ganho de capital. Em outubro de 2023 foi proferida sentença o julgando procedente o pedido para declarar o direito dos autores, quanto ao exercício de opções de compra no Plano de Outorga de Opções de Compra de Ações instituído pela Brava Energia S.A.A União interpôs recurso. Aguarda-se julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em outubro de 2024 foi proferida sentença julgando integralmente procedente os pedidos. A decisão se fundamentou no recente julgamento do Tema nº 1.226 pelo STJ, que definiu que as stock options possuem natureza mercantil e não configuram remuneração indireta. A sentença reconheceu que não há incidência de IR no exercício de opção de compra, de modo que os valores devem ser tributados como ganho de capital na venda das ações.
h. Estágio do processo	Fase Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade da matéria envolvida.
k. Impacto em caso de perda do processo	Cobrança dos valores envolvidos já inclui juros e correção.

CL-2024-000556	
a. Juízo	London High Court of Justice
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	07/10/2024
d. Partes no processo	Autor: Novum Energy Trading Corp Réu: Raizen Trading S.A, 3R Potiguar S. A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor histórico: R\$ 45.477.134,70
f. Principais fatos	Trata-se de Ação movida pela Novum em face da Raizen por supostos prejuízos financeiros resultantes da aquisição de VLSFO, da Raizen, em desconformidade com os termos do Contrato celebrado entre as 2 Companhias. Após sua regular citação, a Raizen requereu a inclusão da 3R no polo passivo, imputando-lhe a culpa da ocorrência, por suposto descumprimento de disposições contratuais da relação celebrada entre as Partes. Em 16/12/2024, a 3R apresentou sua defesa e aguarda o julgamento sumário, conforme requerido.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Até o presente momento não foi proferida qualquer decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Inicial.
i. Chance de perda	Remota.

CL-2024-000556	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor envolvido.

Processo Judicial nº 1060991-11.2024.4.01.3300	
a. Juízo	13ª Vara Federal da Seção Judiciária do Estado da Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	03/10/2024
d. Partes no processo	Autor: Petrobras Réu: IBAMA
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Anulação da multa, cuja parcela da Enauta corresponde ao valor de R\$ 11.682.000.
f. Principais fatos	Trata-se de ação ajuizada pela Petrobras requerendo a anulação da multa aplicada pelo IBAMA no âmbito do Processo Administrativo de nº 02006.001664/2007-46, que versa sobre os supostos danos ambientais causados pelo arraste do gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA).
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foi proferida decisão de mérito até o presente momento.
h. Estágio do processo	Fase: Inicial
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor da multa objeto do Processo.

Processo Judicial nº 1053262-31.2024.4.01.3300	
a. Juízo	16ª Vara Federal da Seção Judiciária do Estado da Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	29/08/2024
d. Partes no processo	Autor: Petrobras Réu: IBAMA
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Anulação da multa, cuja parcela da Enauta corresponde ao valor de R\$ 12.071.700,00.
f. Principais fatos	Trata-se de ação ajuizada pela Petrobras requerendo a anulação da multa aplicada pelo IBAMA no âmbito do Processo Administrativo de nº 02022.00480/2006-81, que versa sobre a suposta instalação de serviço poluidor sem a licença devida.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foi proferida decisão de mérito até o presente momento.
h. Estágio do processo	Fase: Inicial
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Expressividade do valor da multa objeto do Processo.

Contingências Fiscais

Na data deste Formulário, não há processos judiciais e administrativos fiscais individualmente relevantes em que a Companhia ou suas Controladas sejam parte. Maiores informações sobre contingências relevantes em conjunto estão disponíveis no item 4.7 deste Formulário de Referência.

Contingências Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2024, o número total de demandas judiciais trabalhistas em que a Companhia figurava como parte era de 270 processos. Destes casos, 169 são oriundos de processos que envolvem ex-empregados da Stratageo Soluções em serviço da empresa Alvorada, a qual é responsável subsidiária e imputa responsabilidade integral à antiga Ouro Preto (Atual Brava Energia). Parte dos processos estão reunidos para julgamento conjunto do mérito pelo Tribunal do Trabalho da Bahia. Em maio de 2023, o STF proferiu despacho determinando a suspensão de todos os processos trabalhistas que envolvam a discussão da possibilidade de inclusão de empresa do grupo econômico na fase final do processo - uma das teses principais da Companhia e que será de suma importância para definição do resultado destes casos. Em paralelo, houve reunião em regime especial de execução forçada pela justiça do trabalho da Bahia, no qual foram incluídos diversos executados, e houve execução exitosa no montante estimado de cerca de R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais) em relação ao patrimônio destes terceiros executados.

Contingências Ambientais

Há ações indenizatórias ajuizadas por pescadores e moradores da Região de São Francisco do Conde/BA, contra a 3R Petroleum e 3R Candeias, além da Refinaria de Mataripe, Petrobras e Transpetor. Visando o pagamento de indenização diante do vazamento de óleo ocorrido na Bacia do Recôncavo em julho de 2022.

Adicionalmente, informa-se a Ação de nº 0000584-78.2009.4.01.3301, movida por pescadores da região de Valença/BA em face da Petrobras e da Enauta, por supostos danos em suas atividades causados pelo Projeto Manati. Processo considerado relevante, pois, em manifestação, os autores alegam a diminuição do volume da pesca produzida na região de Valença e arredores, após início da produção no Campo de Manati. Os autores pedem a paralisação da produção no Campo de Manati, o que poderia impactar as atividades da Enauta e sua condição financeira.

Contingências administrativas

Na data deste Formulário, não há processos administrativos sancionadores individualmente relevantes em que a Companhia ou suas Controladas sejam parte.

O valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes acima totaliza R\$ 3.559 mil em 31 de dezembro de 2024, sendo referente majoritariamente aos processos trabalhistas no montante de R\$ 3.548, e pequena parcela referente aos processos tributários no valor de R\$ 11 mil.

Na data deste Formulário, a Companhia e/ou suas controladas estão envolvidas em 2 (duas) arbitragens sigilosas com impactos relevantes.

1) A Companhia foi notificada no dia 8 de maio de 2024 acerca da instauração, pela Nova Técnica Energy Ltda. ("NTE"), de procedimento arbitral perante a London Court of International Arbitration ("LCIA") com a finalidade, dentre outras, de invalidar o processo de cessão compulsória de sua participação indivisa no Campo de Papa-Terra (Contrato de Concessão ANP nº 48000.003556/97-71).

A cessão compulsória de participação indivisa possui previsão expressa instrumento jurídico privado que rege o consórcio de Papa-Terra e é utilizado sempre que um parceiro incorre em inadimplemento continuado de obrigações financeiras, sendo reconhecido como mecanismo válido e auto-executório pela ANP.

Desta forma, a Companhia buscará demonstrar no curso do processo arbitral a plena validade e autoexecutoriedade de seu direito. O possível impacto é relativo à titularidade da participação da NTE no Campo.

2) A Companhia foi notificada em 20 de dezembro de 2024 acerca da instauração, por uma contratada, de procedimento arbitral perante a CCI visando o pagamento de taxa alegadamente devida no âmbito do contrato de licenciamento de dados geofísicos celebrado, em virtude da suposta ocorrência de troca de controle. Estima-se que o valor em disputa é de aproximadamente R\$ 92.850.000,00 (noventa e dois milhões e oitocentos e cinquenta mil reais).

Contingências ambientais envolvendo o Polo de Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Papa-Terra, Peroá, Polo Rio Ventura e Polo Recôncavo

A Companhia tem conhecimento da existência de contingências relacionadas a processos de cunho ambiental propostos contra a Petrobras, referentes a clusters da Petrobras adquiridos pela Brava. Em que pese a maioria dos processos estarem relacionados à Petrobras, quando era operadora do Polo de Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Papa-Terra, Peroá, Polo Rio Ventura e Polo Recôncavo – eventuais medidas ambientais cuja responsabilidade tenha sido atribuída a Brava, nos termos do contrato de compra e venda assinado pelas partes -, podem repercutir na Companhia sobretudo por meio de obrigações reparatórias ambientais derivadas ou reflexas que venham a ser constituídas, inclusive em razão de regularização de ativos ou por força de termos de compromisso. Em situações estabelecidas pela jurisprudência, o regime de responsabilidade ambiental estabelecido pela legislação brasileira pode levar à imposição de obrigações reparatórias (*in natura* ou financeira) à Companhia, enquanto sucessora da Petrobras na operação dos ativos (obrigação *propter rem*). Com relação a alguns desses processos, a Companhia tem direito de indenização/direito de regresso com valor limitado, com base no contrato firmado com a Petrobras e observadas as demais condições contratuais.

(a) Política formalizada de gerenciamento de riscos

A Brava Energia S.A. adota uma política de gestão de riscos e oportunidades empresariais ("Política de Gerenciamento de Riscos"), com o objetivo de controlar ou mitigar seus riscos. A Política de Gerenciamento de Riscos foi aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de janeiro de 2025.

(b) Objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

O Gerenciamento de Riscos Corporativos da Brava Energia é guiado pelos princípios de transparência, integridade e ética, assegurando que os riscos sejam tratados dentro dos limites aceitáveis, e do apetite a riscos da Companhia, visando pela perenidade, rentabilidade e sustentabilidade do negócio, protegendo os resultados esperados e alinhando-se aos Valores da Companhia.

O processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos é contínuo, integrado e dinâmico, o que inclui a identificação, avaliação, tratamento e monitoramento de riscos que possam afetar os objetivos estratégicos da Companhia ou causar impactos significativos às operações, finanças, reputação, meio ambiente ou segurança de colaboradores, parceiros e outras partes que possam ser afetadas pelas ações da Brava.

O processo de gerenciamento de riscos da Companhia se baseia em recomendações de normas de gestão de risco empresarial reconhecidas no mercado, especialmente a ISO 31001:2018, Regulamento do Novo Mercado B3 S.A e a estrutura integrada de controles internos do COSO-ERM 2017 (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), Modelo das Três Linhas do IIA

(i) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia procura obter proteção para os diversos riscos identificados nos itens 4.1 deste Formulário de Referência que possam oferecer impactos negativos aos objetivos traçados pela sua administração. Dessa forma, a Companhia busca proteção aos principais grupos de risco aos quais está exposta, quais sejam:

Estratégico: Fatores que podem comprometer ou, eventualmente, potencializar - no caso de oportunidades) a capacidade da empresa de alcançar seus objetivos estratégicos, incluindo a habilidade de se adaptar a mudanças no ambiente. Envolvem riscos associados ao ambiente competitivo, relacionamento com investidores, disseminação e implantação da cultura organizacional e da cultura de segurança na Companhia, estratégias comerciais, reputação e integridade empresarial assim como elementos ESG.

Financeiro: Potenciais impactos nas receitas, despesas e indicadores econômicos, considerando riscos e oportunidades que podem afetar o fluxo de caixa e os resultados financeiros. Inclui, mas não se limita a riscos de mercado, como flutuações cambiais e do preço do Brent, risco de crédito de clientes e parceiros, além de liquidez para garantir o cumprimento das obrigações financeiras.

Operacional: Potenciais impactos decorrentes de falhas ou oportunidades em processos internos, sistemas, pessoas ou eventos externos que possam afetar a continuidade e/ou a eficiência das operações da Brava Energia. Esses riscos englobam, entre outros, áreas críticas como operações, gestão de projetos, exploração, gestão de suprimentos, integridade mecânica, segurança operacional, SMS, Tecnologia da Informação e Recursos Humanos, fundamentais para a resiliência da companhia.

Regulatório & Legal: Referem-se ao potencial de perdas, sanções ou oportunidades decorrentes da interação com leis, regulamentações e normas aplicáveis. Isso inclui aderência a legislações ambientais, regulamentos de segurança, normas fiscais, requisitos de órgãos reguladores, entre outros.

A Companhia possui uma matriz de riscos que compreende seus principais riscos corporativos, baseados na sua probabilidade de ocorrência e na magnitude do seu impacto nos negócios da Companhia. Dentre esses riscos, destacamos alguns que foram considerados de maior probabilidade: flutuação do preço de petróleo, disponibilidade de crédito e variação da taxa de câmbio.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

A fim de definir um gerenciamento de riscos adequado, o contexto externo - ambiente financeiro, econômico, regulatório, relações com stakeholders etc.; e o contexto interno - modelo de governança, objetivos estratégicos, estrutura de capital, acesso ao crédito etc. da Companhia são analisados com base em estudo dos materiais corporativos, em entrevistas com os gestores e fontes de informações externas.

Visando a promover a proteção contra os riscos inerentes às atividades da Companhia, a Política de Gerenciamento de Riscos dispõe que a Companhia adota uma matriz de riscos, com o objetivo de classificar riscos corporativos, considerando as dimensões de impacto e probabilidade de ocorrência para fins de priorização e gestão.

Quanto maior for a probabilidade e o impacto, maior o nível de risco:

Nível do Risco = Probabilidade x Impacto

Grau do risco	Descrição da criticidade do risco
Muito alto	Caracterizados por riscos associados à paralisação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando impactos irreversíveis nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Alto	Caracterizados por riscos associados à interrupção de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando impactos de reversão muito difícil nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Médio	Aqueles caracterizados por riscos associados à interrupção de operações ou atividades, de projetos, programas ou processos, causando impactos significativos nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas, porém recuperáveis.
Baixo	Aqueles caracterizados por riscos associados à degradação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando impactos mínimos ou pequenos nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.
Muito Baixo	Aqueles caracterizados por riscos associados à degradação de operações, atividades, projetos, programas ou processos, causando impactos nulos ou imperceptíveis nos objetivos relacionados ao atendimento de metas, padrões ou à capacidade de entrega de produtos/serviços às partes interessadas.

As análises são registradas na Matriz de Riscos Corporativos, acompanhadas de informações relevantes que subsidiam a priorização dos riscos mais críticos a serem gerenciados, além de apoiar as etapas de tratamento, monitoramento e reporte.

Como resultado do processo de monitoramento, são elaborados relatórios periódicos para reporte aos níveis de Governança competentes. Alterações no nível de criticidade, bem como a revisão, exclusão ou inclusão de novos riscos corporativos, devem ser previamente submetidas à aprovação do Comitê de Auditoria.

(iii) Estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura de gestão de riscos da Companhia considera a atuação conjunta de todos os membros da Companhia, em seus respectivos níveis hierárquicos. Nesse sentido, diferentes departamentos e áreas da Companhia, de acordo com suas atribuições e funções, são responsáveis por identificar, avaliar, tratar e monitorar os riscos, em conformidade com a Política de Gerenciamento de Riscos. A estrutura de gestão de riscos da Companhia é baseada no COSO-ERM, que recomenda a gestão de riscos através do modelo das três linhas de defesa:

- (i) 1ª Linha de Defesa: Unidades de negócio e operacionais, responsáveis pela gestão direta dos riscos e pela definição e implementação de controles.
- (ii) 2ª Linha de Defesa: Funções de controle, como Compliance, Gestão de Riscos e Controles Internos, que monitoram e suportam a primeira linha.
- (iii) 3ª Linha de Defesa: Auditoria Interna, que fornece avaliação independente sobre a eficácia do gerenciamento de riscos e da governança.

As áreas que compõem a estrutura de gerenciamento de riscos estão ilustradas na imagem abaixo:

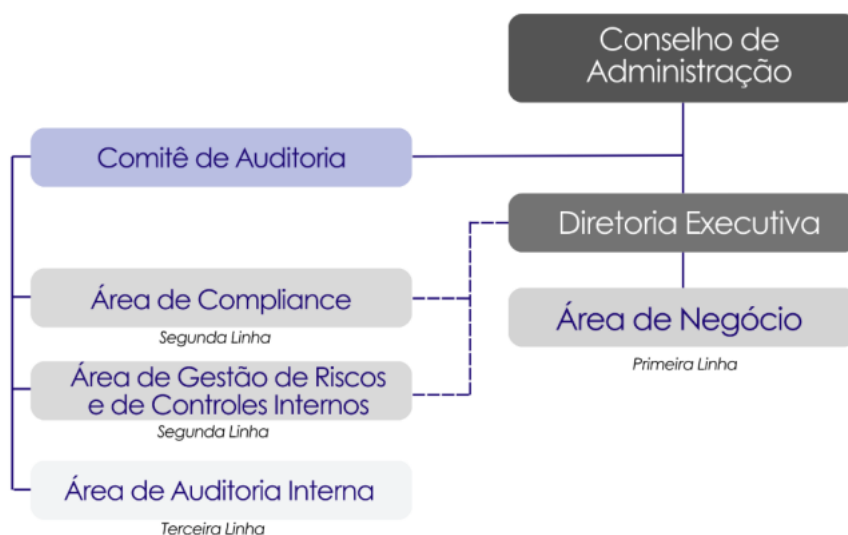


Figura: Organograma Simplificado do Gerenciamento de Riscos Corporativos da Brava Energia.

Dessa forma, o Conselho de Administração tem competência para monitorar o funcionamento do processo de gestão, acompanhar o perfil de riscos da Companhia e os planos de ação definidos em resposta aos riscos. As competências do Conselho de Administração envolvem:

- Aprovar a Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos e suas alterações, por proposta do Comitê de Auditoria;
- Avaliar reportes de riscos corporativos e sugerir tratativas quando necessário;
- Estabelecer o apetite a Riscos, considerando as recomendações do Comitê de Auditoria;
- Garantir que a área de gestão de riscos possua autoridade, autonomia, independência e compromisso com suas atribuições.

Compete ao Comitê de Auditoria, órgão autônomo de assessoramento vinculado ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio aprovado pelo Conselho de Administração, dentre outras atribuições:

- Avaliar, anualmente, se a estrutura da área de Auditoria Interna e seu orçamento são suficientes ao desempenho de suas funções.
- Aprovar a matriz de riscos da Companhia e recomendar ao Conselho de Administração o apetite aos Riscos;
- Avaliar a robustez da Matriz de Riscos Corporativos e dos controles e ações estabelecidas;

- Recomendar a aprovação da Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos ao Conselho de Administração;
- Avaliar e monitorar a exposição aos riscos da companhia para proposição de ações e controles adequados;
- Levar ao conhecimento do Conselho de Administração assuntos relacionados ao Gerenciamento de Riscos, quando aplicável;
- Avaliar reportes de riscos corporativos e sugerir tratativas, sempre que aplicável.

Compete à Diretoria da Companhia, dentre outras atribuições:

- Garantir que o Gerenciamento de Riscos seja um instrumento de Governança da Companhia, alinhado ao planejamento estratégico e aos fatores críticos para a obtenção dos resultados planejados;
- Participar da avaliação do apetite e limite de tolerância aos Riscos;
- Patrocinar a gestão de Riscos na Companhia e prestar informações adicionais ao Comitê de Auditoria sempre que demandado;
- Aprovar a priorização de riscos mais relevantes para o negócio, garantindo alinhamento com os objetivos estratégicos e recursos necessários para o gerenciamento dos riscos;
- Avaliar as ações recomendadas e iniciativas relacionadas aos riscos mais relevantes;
- Monitorar a gestão de riscos na Companhia.

Como parte da segunda linha de defesa, a Área de Riscos, através de estrutura autônoma que se reporta ao Comitê de Auditoria e que não está subordinada a nenhuma diretoria operacional. Os membros da Área de Riscos não exercem atividades operacionais. A Área de Riscos tem competência para:

- Identificar e caracterizar os principais riscos corporativos, junto às áreas de negócio, que possam afetar a Companhia;
- Estabelecer os processos de Gerenciamento de Riscos Corporativos, coordenando e definindo padrões, ferramentas e metodologias aplicáveis;
- Apoiar as áreas de negócios e a Diretoria Executiva no processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos, oferecendo orientação e suporte técnico;
- Liderar a elaboração e manutenção da Matriz de Riscos Corporativos em colaboração com as áreas de negócio, consolidando análises de probabilidade, impactos, ações mitigatórias, controles internos e monitoramento de planos de ação e indicadores de risco, conforme aplicável, além de assegurar os reportes adequados;
- Promover a integração entre o processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos e a atualização da estratégia de negócios.

Como parte da segunda linha de defesa, a Área de Controles Internos atua de forma independente das atividades operacionais, possuindo competência para:

- Aperfeiçoar continuamente a gestão de controles internos da Companhia, para assegurar a efetividade da matriz de riscos corporativos ou de processos específicos.

- Reportar à Gerência de Riscos quaisquer inclusões, alterações de status e/ou falhas na execução dos controles internos e planos de ação relacionados aos processos da Companhia que possam impactar diretamente os Riscos Corporativos.

Como terceira linha de defesa, a Auditoria Interna é responsável pela auditoria dos processos de gerenciamento de riscos, controles e governança. A Auditoria Interna se reporta ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria, e provê avaliações sobre a eficácia da governança, do gerenciamento de riscos e dos controles internos, incluindo a forma como a primeira e a segunda linhas de defesa alcançam os objetivos de gerenciamento de riscos e controle. Cabe à Auditoria Interna, dentre outras atribuições:

- Aferir a qualidade e efetividade do Gerenciamento de Riscos e os processos de governança, da adequação dos controles internos e do cumprimento de normas e regulamentos associados às operações e negócios da companhia;
- Atuar no aprimoramento contínuo do ambiente de controles internos da Brava Energia, propondo atualizações no Gerenciamento dos Riscos Corporativos.

Como primeira linha de defesa, as Áreas de Negócios têm a atribuição de implementar as ações corretivas para resolver deficiências em processos e controles, além de informar eventuais modificações destes processos, cabendo-lhes:

- Identificar, avaliar, tratar e monitorar riscos corporativos relacionados e riscos de níveis tático e operacional, de forma a cumprir os objetivos estratégicos e em conformidade com o apetite ao risco da Brava Energia;
- Comunicar tempestivamente o surgimento de novos riscos ou revisões em riscos, sempre que necessário, ao nível da estrutura da companhia responsável pela gestão do risco, assim como à função de Riscos Corporativos;
- Definir e implementar os planos de ação (incluindo prazos e recursos) para os riscos corporativos identificados em conjunto com a Diretoria Executiva quando necessário e/ou com a função de Riscos Corporativos;
- Desdobrar os eventuais riscos corporativos que necessitem de gerenciamento a nível tático ou operacional e, quando aplicável, elaborar e manter suas respectivas matrizes de riscos atualizadas para melhor efetividade da gestão.

(c) Adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política de gerenciamento de riscos

Com base nas informações descritas nesta seção 5.1, a Companhia entende que sua estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da Política de Gerenciamento de Riscos é adequada.

A Auditoria Interna é responsável por aferir a qualidade e a efetividade do gerenciamento de riscos e o Comitê de Auditoria avalia e monitora as exposições de risco da Companhia.

(a) Principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Brava Energia S.A. possui um sistema de controles internos para assegurar a confiabilidade da informação contábil e financeira, e a precisão e transparência das demonstrações contábeis para fins externos, observando a conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos.

O sistema de controles internos da Companhia consiste em um processo liderado pela área de Controles Internos da Companhia, cujos trabalhos são acompanhados pela Área de Riscos. No exercício de suas funções, a Gerência de Controles Internos é assessorada pelo Comitê de Auditoria, pela Área de Riscos, pelos membros da Diretoria e por todos os colaboradores da Companhia, com o propósito de permitir uma condução mais segura, adequada e eficiente dos negócios e em linha com as regulamentações estabelecidas.

Além disso, a Companhia adota processo de auditoria interna, o qual é realizado por uma equipe interna com a contribuição de uma equipe terceirizada. A área de Auditoria Interna se reporta ao Comitê de Auditoria da Companhia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração.

Objetivando assegurar que as demonstrações financeiras sejam elaboradas de forma fidedigna, refletindo consistentemente seus processos operacionais e financeiros, e preparadas em conformidade com os requisitos exigidos, a Companhia adota práticas e controles internos que garantem a transparência e a confiabilidade de suas demonstrações financeiras, tais como rotinas de conciliações semanais, processos de recepção de documentos fiscais, processo de revisão dos balancetes mensais e cronograma mensal de fechamento contábil-fiscal.

Dessa forma, a Companhia entende que os controles internos adotados são eficazes para assegurar a confiabilidade, exatidão e precisão das informações constantes de suas demonstrações financeiras.

(b) Estruturas organizacionais envolvidas

A área de Controles Internos é responsável pela avaliação e pelo acompanhamento dos processos e do fluxo de informações dentro da companhia, com objetivo de auxiliar os diferentes departamentos e áreas na identificação, aprimoramento e implantação de pontos de controle para a mitigação dos riscos mapeados. Uma das principais vantagens dessa evolução na estrutura é assegurar a confiabilidade e a rastreabilidade dos diversos processos que são realizados internamente, apoiando a tomada de decisão baseada em uma visão integrada e interconectada. As diretorias são responsáveis por garantir a execução dos controles internos de suas respectivas áreas, com o objetivo de mitigar os riscos associados aos negócios inerentes às suas áreas de atuação e de suas controladas, notificando a área de Controles Internos de todas as ocorrências, descumprimento e falhas de controle interno identificadas para que as mesmas possam ser devidamente remediadas. Adicionalmente, a área de Controles Internos interage com a Auditoria Externa e Interna da companhia com o propósito de capturar eventuais ocorrências que possam impactar as demonstrações financeiras.

A Companhia instituiu Comitê de Auditoria, órgão colegiado de funcionamento permanente, que realiza a supervisão e o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna, da Área de Riscos e Controles Internos. A Área de Riscos e de Controles Internos são responsáveis pelos controles internos e por avaliar a exposição da Companhia aos riscos e reportar inconsistências nos processos, normas e procedimentos ao Comitê de Auditoria cujas alterações podem agravar o ambiente de controles.

O Comitê de Auditoria também avalia a independência, a qualidade e a efetividade dos serviços prestados pelos auditores independentes. A partir de suas análises, o Comitê de Auditoria, então, emite suas recomendações relativas aos processos de auditoria interna e elaboração de demonstrações financeiras ao Conselho de Administração, a quem se reporta periodicamente.

Além de acompanhar a eficiência dos controles internos, o Conselho de Administração revisa e aprova trimestralmente as demonstrações de resultados da Companhia, inclusive considerando as análises e manifestações por parte do Comitê de Auditoria.

(c) Forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A eficiência dos controles internos é supervisionada pela Diretoria Executiva, observando o resultado de todos os trabalhos executados. Em caso de deficiências identificadas, essas são reportadas aos diretores e gerentes envolvidos – e são traçados planos de ações, junto à área de Controles Internos, com medidas necessárias para correção das deficiências e mitigação dos riscos.

(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

Em relação a demonstração financeira do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado ("Índice Financeiro") estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos instrumentos de emissão referentes à (i) 3ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("RRRP13"), (ii) 4ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("RRRP14"), (iii) 4ª Emissão Privada de Debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture BTG Potiguar"), (iv) 3ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. ("ENAT13" e "ENAT23" e "ENAT33") e (v) 4ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. ("ENAT14" e "ENAT24") (em conjunto, "Debêntures", "Emissões" e "Instrumentos de Dívida", respectivamente).

Conquanto a Companhia tenha o entendimento que, pelas óticas jurídica e contratual, o descumprimento só se materializaria em data posterior a 31 de dezembro de 2024, pela ótica contábil, o disposto no item 74 do CPC 26, determina que a Companhia reclassifique as Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante. No entanto, considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário ensejando o vencimento antecipado das Debêntures, a referida reclassificação conforme o item 74 do CPC 26 consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

Nesse contexto, em consonância com o item 19 do CPC 26, que determina que se a Administração vier a concluir que a conformidade com determinado requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduz a uma apresentação tão enganosa que entra em conflito com o objetivo das demonstrações financeiras estabelecido no CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, a Companhia não deve aplicar tal requisito.

No entanto, no relatório de recomendações dos auditores independentes (KPMG Auditores Independentes Ltda.) sobre os controles internos, foi apontado como recomendação para o atendimento dos parágrafos 73 e 74 do CPC 26 (IAS1).

A esse respeito, a Diretoria Executiva apresentou sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de Ressalva contida em seu parecer, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, do passivo não circulante para o passivo circulante, assunto então divulgado pela Companhia no Relatório da Administração e nas Notas Explicativas nº 2, 22 e 42 das Demonstrações Financeiras do exercício de 2024, além da declaração dos diretores sobre esclarecimento em relação aos fatos e fundamentação da posição.

A Administração concluiu que a reclassificação representaria uma informação enganosa para os usuários das Demonstrações Financeiras, afastando-se da finalidade de representação fidedigna dessas demonstrações, conforme previsto no CPC 00. Em atendimento ao item 20 do referido CPC 26, a Companhia informou que, caso tivesse sido cumprido o requisito do item 74 do CPC 26, o passivo circulante na controladora e consolidado seria aumentado e o passivo não circulante reduzido em R\$ 4.538.482 e R\$ 7.559.364, respectivamente.

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

(e) Comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A Administração tem o entendimento de que, pelas óticas jurídica e contratual, o descumprimento dos covenants mencionados no subitem “d” acima, só se materializaria em data posterior a 31 de dezembro de 2024. Não obstante, pela ótica contábil, o disposto no item 74 do CPC 26, determina que a Companhia reclassifique as Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante. No entanto, considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado das Debêntures, a reclassificação conforme o item 74 do CPC 26 consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

Nesse contexto, em consonância com o item 19 do CPC 26, que determina que se a Administração vier a concluir que a conformidade com determinado requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduz a uma apresentação tão enganosa que entra em conflito com o objetivo das demonstrações financeiras estabelecido no CPC 00, a Companhia não deve aplicar tal requisito. A Administração concluiu que a reclassificação representaria uma informação enganosa para os usuários das Demonstrações Financeiras, afastando-se da finalidade de representação fidedigna dessas demonstrações, conforme previsto no CPC 00. Em atendimento ao item 20 do referido CPC 26, a Companhia informa que, caso tivesse sido cumprido o requisito do item 74 do CPC 26, o passivo circulante na controladora e consolidado seria aumentado e o passivo não circulante reduzido em R\$ 4.538 milhões e R\$ 7.559 milhões, respectivamente.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos instrumentos de emissão referentes às debêntures mencionadas no subitem “d” acima. Desta forma, reclassificar as debêntures para o curto prazo representa uma informação relevante incorreta. A informação relevante para o leitor da Brava é que não existe going concern.

Neste sentido, no seu dever de diligência, a Administração amparou seu entendimento com base em uma Legal Opinion do Mattos Filho e uma Accounting Opinion, emitida pelo Professor e Doutor Guillermo Braunbeck, parecerista independente com notório saber contábil, que sustenta a aplicação do true and fair override.

A esse respeito, a Diretoria Executiva apresentou sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de Ressalva contida em seu parecer, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, assunto então divulgado pela Companhia no Relatório da Administração e nas Notas Explicativas nº 2, 22 e 42 das referidas Demonstrações Financeiras, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

O Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, contendo ressalva técnica por motivação específica, sem impactar a acurácia dos componentes das demonstrações financeiras, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o exercício de 2024, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia, para posterior submissão à Assembleia Geral de Acionistas.

O Conselho Fiscal da Companhia, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas no relatório dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, contendo ressalva técnica por motivação específica, o

Conselho Fiscal confirma a acuracidade dos componentes das demonstrações financeiras e concorda com o posicionamento da Administração da Companhia, referente ao exercício de 2024. Diante disso, os membros do Conselho Fiscal recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia, para posterior submissão à Assembleia Geral de Acionistas.

Os auditores independentes não reportaram deficiências significativas em sua carta de controles internos emitida em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

(a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

A Brava Energia S.A. possui um Programa de Integridade composto por políticas, procedimentos e controles destinados à prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública. O Programa é aplicável aos Colaboradores, incluindo Administradores, membros do Conselho Fiscal, se instaurado, e Terceiros e abrange a Companhia e suas subsidiárias. A Companhia estruturou e formalizou todas as suas boas práticas em políticas e procedimentos de integridade, em consonância com o seu propósito e os seus valores, que reúnem um conjunto de mecanismos e procedimentos internos utilizados na prevenção, detecção e combate a desvios de conduta e descumprimento da legislação aplicável, incluindo prática de corrupção.

Com esse intuito, as políticas e procedimentos consolidam e reforçam as regras e diretrizes gerais da Companhia, como, por exemplo, o Código de Ética e Conduta, políticas e ações conduzidas por diversas áreas funcionais da estrutura organizacional da empresa, em consonância com as suas respectivas atribuições, para pautar a conduta dos colaboradores e terceiros, evidenciando o compromisso da Companhia com a disseminação da cultura de integridade e boas práticas de gestão e a constante promoção de um ambiente corporativo transparente e ético.

Os principais objetivos das políticas e procedimentos de integridade são: (i) promover a cultura de integridade; (ii) consolidar todas as iniciativas vinculadas ao seu Programa de Integridade, em especial as anticorrupção; (iii) implantar as melhores práticas de acordo com os mais altos padrões éticos; (iv) assegurar que as políticas e os procedimentos estejam devidamente formalizados, disseminados e que sejam observados pelos colaboradores; (v) estabelecer a cultura de gestão de riscos a fim de mitigá-los por meio da prevenção; (vi) buscar a melhoria contínua com base em ações de monitoramento, análise crítica, avaliação e desenvolvimento regular do programa e do ambiente normativo aplicável; e (vii) promover a transparência.

(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

O programa de integridade da Companhia é composto pelos seguintes mecanismos e procedimentos: (i) adoção de Código de Ética e Conduta, incluindo a adoção do Termo de Adesão às Regras de Ética e Conduta da Brava e Compromisso de Confidencialidade para Terceiros; (ii) adoção de Política Anticorrupção, incluindo a adoção de termo de ciência e compromisso a Política Anticorrupção; (iii) Política de Alçadas da Brava (iv) Procedimento de Doações e Patrocínios; (v) Procedimento de Brindes, Presentes e Hospitalidades; (vi) Procedimento de Conflito de Interesses (vii) Manual de Relacionamento com o Poder Público; (viii) Manual de Ética e Conduta de Fornecedores; (ix) Manual de Governança; (x) Regimento Interno da Diretoria Executiva; (xi) Regimento Interno da Comissão de Ética e Integridade; (xii) disponibilização de Canal de Denúncias independente para colaboradores e terceiros; (xiii) adoção de Procedimento de *Due Diligence* de terceiros; (xiv) adoção de Procedimento de Apuração de Denúncias; (xv) instituição de Comissão de Ética e Integridade; (xvi) realização de treinamentos periódicos nas políticas e temas do Programa de Integridade aos colaboradores e fornecedores estratégicos, nas modalidades presencial e/ou online; (xvii) condução de investigações internas para apurar suspeitas de violações ao programa de integridade da Companhia; (xviii) inclusão de cláusula anticorrupção e da Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD nos contratos com terceiros.

Adicionalmente, o Programa de Integridade foi elaborado, e será continuamente aperfeiçoado, com base na matriz de riscos de compliance construída de acordo com o diagnóstico de perfil e especificidades da Companhia. Da mesma forma que o Programa, a matriz de riscos de compliance está sujeita a revisões periódicas de acordo com as alterações de cenário dos riscos a que estamos expostos.

Neste contexto, a fim de mitigar riscos relativos à contratação de terceiros fornecedores de bens e serviços,

bem como nos casos de doações e patrocínios, a Companhia realiza análises de *Due Diligence* com foco em Integridade (DDI) com o suporte de ferramentas de mineração de dados públicos que possibilitam análises mais fundamentadas para a melhor definição do grau de risco dos fornecedores e as consequentes recomendações. Assim como para os fornecedores, a Área de Compliance conduz e executa o processo de *Background Check* de Administradores.

A Companhia também conta com um canal denúncias externo e independente, para acesso aos públicos externo e interno, que garante total sigilo das denúncias e o anonimato dos denunciantes. A Brava enxerga o canal como uma importante ferramenta para a gestão e melhoria do programa e, portanto, em 2022 a Diretoria Executiva da Companhia formalizou a criação da Comissão de Ética e Integridade, formado por membros da Administração e lideranças da Companhia, com a função de apoiar a condução das investigações de denúncias recebidas via canal, bem como recomendar medidas disciplinares, discutir e definir as ações corretivas, de melhoria e de mitigação dos riscos de Compliance e do Programa de Integridade. Os envolvidos nas apurações das denúncias, bem como os integrantes da Comissão de Ética e Integridade, assinam um termo de confidencialidade, a fim de que haja maior garantia da confidencialidade das denúncias.

Como parte fundamental do nosso Programa de Integridade, elaboramos e revisamos continuamente um “Plano de Comunicação e Treinamento” que endereça as comunicações e treinamentos necessários a todos os empregados, da Holding e de suas subsidiárias. O Plano contempla comunicações e treinamentos a respeito do “Código de Ética e Conduta”, das Políticas de Compliance, de seu Canal de Denúncias e de aspectos específicos correlatos ao tema de Compliance.

A Companhia avalia a eficácia de seu programa de integridade anualmente.

Vale destacar que em 2024, a Companhia optou pela renovação do exercício de adesão ao Pacto Empresarial pela integridade e Contra a Corrupção do Instituto Ethos, que consiste em uma ação de unificação das empresas para promover um mercado mais íntegro e ético e obteve a renovação do selo empresa limpa.

Também em 2024 a Companhia aderiu ao Pacto Brasil Pela Integridade Empresarial, que consiste em uma iniciativa da Controladoria Geral da União – CGU para fomentar a integridade empresarial, disseminar o conhecimento sobre o assunto e conscientizar as empresas sobre a relevância do tema.

Outro importante avanço que demonstra a maturidade do Programa de Integridade da Brava foi a premiação e reconhecimento público concedido pela Controladoria Geral da União – CGU como uma Empresa Pró-Ética no ciclo 2022-2023.

O Pró-Ética consiste em uma avaliação independente dos Programas de Integridade das empresas que se candidatarem, realizada por iniciativa público-privada e capitaneada pela Controladoria Geral da União - CGU. Esta iniciativa tem por objetivo fomentar a adoção de medidas de integridade no Brasil e mitigar riscos de fraude e corrupção no setor público e privado. Desde sua criação, o Pró-Ética foi reconhecido internacionalmente por órgãos como a Organização dos Estados Americanos – OEA e Organização para Cooperação do Desenvolvimento Econômico – OCDE e é, atualmente, uma das mais importantes premiações do tema no Brasil.

(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

A Área responsável pelo Programa de Integridade da Companhia e a Comissão de Ética e Integridade são responsáveis pelo monitoramento, funcionamento e pela eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade atuando com autonomia e independência no exercício de suas funções. No que se refere a ambos os órgãos, a Companhia garante, expressamente, que (i) possuem recursos humanos, materiais e financeiros suficientes ao cumprimento de suas funções; (ii) possui reporte direto à alta administração da Companhia, incluindo o reporte periódico ao Comitê de Auditoria em relação ao andamento do Programa de Integridade; (iii) têm acesso às informações necessárias para exercício de suas atividades; e (iv) seus

integrantes têm reputação ilibada.

A Área de Compliance possui dentre suas principais responsabilidades: (i) promover ou auxiliar diretamente os treinamentos de compliance; (ii) garantir divulgação do programa de integridade da Companhia para colaboradores e terceiros; (iii) verificar e avaliar a adequação e efetividade programa de integridade da Companhia, bem como sua aderência às normas e regulamentações legais relacionadas; (iv) garantir a comunicação à Diretoria e Conselho de Administração, através do Comitê de Auditoria, sobre andamento e atualizações do Programa de Integridade; (v) receber, avaliar e tratar as denúncias recebidas através do Canal de Denúncias, reportando-se ao Comitê de Auditoria, e prestar esclarecimentos e orientações aos colaboradores e terceiros, sempre que necessário; (vi) conduzir investigações internas, acompanhar e supervisionar o seu andamento, em parceria com a Comissão de Ética e Integridade, e reportando-se ao Comitê de Auditoria; (vii) revisar anualmente o programa de integridade da Companhia e, sempre que necessário, propor alterações e ajustes às políticas e procedimentos; (viii) manter o relatório de perfil e a matriz de riscos de integridade atualizados; (ix) elaborar relatório, com periodicidade mínima anual, contendo o sumário dos resultados das atividades relacionadas à função de compliance, suas principais conclusões, recomendações e providências necessárias; (x) reportar suas ações ao Conselho de Administração, diretamente ou por meio do Comitê de Auditoria; (xi) recomendar e dar suporte quanto à implementação de boas práticas de governança; (xii) tratar inconsistências e/ou deficiências nos mecanismos do Programa de Integridade identificados por trabalhos de auditoria; (xiii) promover a definição do Modelo e da Estrutura de Governança da Companhia; e (xiv) promover a elaboração e aprovação das Políticas, normativos, regimentos, regras de distribuição de poderes e alçadas e principais procedimentos de Governança da Companhia.

Quanto à Comissão de Ética e Integridade, suas atribuições consistem em: (i) zelar para que os Princípios da Brava estejam sendo efetivamente respeitados (ii) sugerir a apreciação de assuntos relacionados às melhores práticas de ética e governança, incluindo identificação de riscos de integridade e recomendação de controles adequados; (iii) suportar, sempre que necessário, a Área de Compliance e Governança no recebimento, avaliação e tratamento das denúncias e das investigações delas decorrentes, reportando-se ao Comitê de Auditoria; (iv) recomendar a aplicação de medidas disciplinares com base em critérios como natureza e gravidade da violação, risco percebido pela Companhia, intenção dos envolvidos, senioridade, reincidência e outros fatores, para instâncias decisórias adequadas para a tomada de decisão; (v) assegurar a integridade das relações empresariais, monitorando, investigando e tratando os casos de violação das suas diretrizes de forma sigilosa e com o devido zelo; e (vi) manter o Conselho de Administração, através do Comitê de Auditoria, e a Diretoria Executiva cientes dos assuntos que possam comprometer o negócio e/ou imagem da Companhia, diretamente ou por meio do Comitê de Auditoria.

As atribuições tanto da Área de Compliance e Governança quanto da Comissão de Ética e Integridade estão previstas no Código de Ética e Conduta da Companhia e no Regimento Interno da Comissão de Ética e Integridade e ambos os órgãos estão subordinados ao Conselho de Administração da Companhia, por meio do Comitê de Auditoria.

(iii) Se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

A Companhia adota Código de Ética e Conduta, alterado por meio da Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 16 de janeiro de 2025, com o objetivo de definir os princípios da Companhia, as diretrizes de comportamento esperadas por parte dos colaboradores nas suas relações internas e com clientes, fornecedores, parceiros de negócios, com a comunidade e com órgãos públicos em geral.

O Código de Ética e Conduta prevê que os valores essenciais para a Companhia são: (i) segurança; (ii) operações éticas, integridade e credibilidade; (iii) pragmatismo e foco em resultado; (iv) eficiência e eficácia; (v) meritocracia e espírito de dono. Ademais, o documento dispõe que a defesa e a manutenção de boa reputação, eficiência e solidez no mercado são objetivos primordiais da Companhia.

O Código de Ética e Conduta também preconiza que o respeito entre os colaboradores, terceiros, parceiros e comunidade é um dos valores mais importantes para a Companhia, bem como trabalha para que todos os seus colaboradores sejam tratados de forma respeitosa, cortês, igualitária e colaborativa.

Além disso, ressalta a importância de cumprimento, por todos seus colaboradores e terceiros, de todas leis e

regulamentos aplicáveis à Companhia, especialmente aos temas Anticorrupção, incluindo Lei Anticorrupção e Lei de Improbidade Administrativa.

Ademais, o Código de Ética e Conduta dispõe sobre os deveres da Companhia em relação à sociedade civil, como, por exemplo, respeito ao meio ambiente, à comunidade e às relações de trabalho.

A Companhia também aprovou nova alteração da Política Anticorrupção por meio da Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 16 de janeiro de 2025, conforme detalhado no item 5.6.

- **Se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Ética e Conduta é aplicável a todos os colaboradores da Companhia, independentemente do seu nível hierárquico, incluindo membros de conselhos e comitês, diretores, gerentes, funcionários, estagiários e trainee, bem como a todos os terceiros contratados ou subcontratados pela Companhia, para agir em seu nome, interesse ou benefício. Em complemento, a Companhia possui um Manual de Conduta Ética do Fornecedor, onde todo fornecedor tem acesso, para que possa se pautar nos mais elevados padrões éticos exigidos pela Companhia.

- **As sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Ética e Conduta estabelece que violações às suas normas poderão resultar, dentre outras ações, em: (i) advertência oral ou escrita; (ii) advertência escrita com anotação no cadastro do Colaborador (iii) suspensão de até 30 (trinta) dias corridos, quando aplicável; (iv) demissão com ou sem justa causa; e (v) multa e rescisão do contrato celebrados com terceiros. Além disso, o descumprimento do Código de Ética e Conduta, poderá ser comunicado às autoridades competentes, se cabível.

- **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 foi atualizado em reunião realizada em 16 de janeiro de 2025 pelo Conselho de Administração e pode ser consultado no site de Relações com Investidores da Companhia, através do link: <https://ri.bravaenergia.com/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-codigos/>.

(b) Se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

A Companhia possui um canal de denúncias ("Canal de Denúncias"), por meio do qual todos os colaboradores e terceiros podem reportar suspeitas ou violações ao Código de Ética e Conduta e às demais políticas da Companhia, de maneira confidencial, anônima (se desejado) e sem retaliação. Os meios de comunicação se dão através do telefone 0800 810 8543 ou do site www.contatoseguro.com.br/bravaenergia.

(i) Se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

O Canal de Denúncias é administrado por empresa independente e externa.

(ii) Se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Denúncias da Companhia está aberto para o recebimento de denúncias internas e de terceiros, através do telefone 0800 810 8543 ou do site www.contatoseguro.com.br/bravaenergia.

(iii) Se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

O Canal de Denúncias aceita denúncias anônimas e a Companhia assegura anonimato ao denunciante, se assim ele o desejar, bem como a confidencialidade das informações recebidas. Os responsáveis pelas investigações

das denúncias e a Comissão de Ética e Integridade, assinam um termo de confidencialidade, para assegurar a confidencialidade na apuração das denúncias. Ademais, o Código de Ética e Conduta estabelece, explicitamente, que não poderá ser praticada qualquer retaliação contra denunciantes de boa-fé.

A Brava não tolera retaliações contra denunciantes que utilizem o Canal de Denúncias, de boa-fé, para reportar potenciais violações à legislação vigente, ao Código de Ética e de Conduta e às Políticas de Compliance. Por essa razão, todos são incentivados a registrar denúncias e a colaborar com as respectivas apurações sem o receio de retaliações.

Da mesma forma, a Brava também não tolera retaliações aos envolvidos de alguma forma no processo de investigação de denúncias, bem como aos membros da Comissão de Ética e Integridade.

(iv) Órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

A Área de Compliance da Companhia é responsável pelo recebimento, avaliação e apuração relatos feitos via canal. Por outro lado, a Comissão de Ética e Integridade é responsável pelo suporte e direcionamento da apuração e tratamento das denúncias reportadas pela área de Compliance.

(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

Não há casos confirmados de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(d) Caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Como forma de prevenir, detectar e remediar desvios ou irregularidades nas interações com a administração pública, a Brava possui em seus normativos previsões que recomendam uma conduta de total transparência e ética de seus colaboradores.

Dentre os principais normativos que tratam a respeito ao tema, pode-se destacar o Código de Ética e Conduta, com previsões nos itens "Doações e Patrocínios" e "Brindes, Presentes e Hospitalidades", a Política Anticorrupção, onde há item específico e detalhado sobre o tema, denominado "Interações com o Poder Público", cuja relação e a respectiva orientação em como proceder é destacada em diversos aspectos.

Ainda neste tema, a Companhia elaborou o documento denominado "Manual de Relacionamento com o Poder Público", que visa estabelecer as diretrizes gerais necessárias para o relacionamento em nome da Brava envolvendo os colaboradores com o Poder Público na esfera federal, estadual e municipal, de modo a garantir o cumprimento das normas corporativas de compliance, o atendimento da legislação vigente e os interesses da Companhia.

Não aplicável, considerando que não houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.

No âmbito da governança, a estrutura da Companhia foi fortalecida com a instalação do Conselho Fiscal e de 3 novos Comitês, Financeiro, de Pessoas e Remuneração e de Sustentabilidade, que juntamente ao Comitê de Auditoria, existente desde agosto de 2020, são órgãos de assessoramento ao Conselho de Administração, com escopos definidos e compostos por membros com complementariedade de experiências.

Adicionalmente, a Companhia implementou no primeiro trimestre de 2022 a Comissão de Ética e Integridade, com reporte transversal à Diretoria Executiva e ao Comitê de Auditoria para tratar das temáticas existentes no Programa de Integridade e da gestão de denúncias.

Ainda, para a maior efetividade do Programa de Integridade, a Brava implementou procedimentos de ambientação e treinamento para todos os seus colaboradores e fornecedores estratégicos, com o objetivo de uniformizar as diretrizes de conduta e ética e práticas de governança a serem seguidos, suportadas por políticas e procedimentos em constante reavaliação e aprovação nas alçadas corporativas competentes.

Política Anticorrupção

A Companhia aprovou alteração da Política Anticorrupção por meio da Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 16 de janeiro de 2025, cujo principal objetivo é a prevenção de eventuais violações de normas aplicáveis à Companhia, especialmente as Leis Anticorrupção, bem como permitir que a Empresa responda prontamente quaisquer suspeitas de desvio de conduta.

Os sócios, diretores, funcionários, empregados, estagiários e trainees, todos aqueles pertencentes ao quadro da Companhia, independentemente de sua posição hierárquica, não poderão dar, prometer ou oferecer qualquer vantagem indevida, direta ou indiretamente, a Agente Público, nacional ou estrangeiro, ou a Terceiro, com o propósito de obter ou reter indevidamente qualquer vantagem.

Sendo considerada como “vantagem indevida” aquela não autorizada em lei, caracterizada por benefício ou interesse buscado através de uma conduta ilícita. A vantagem indevida pode ocorrer por meio de pagamento em (i) dinheiro; (ii) presentes; (iii) perdão de dívida; (iv) empréstimos; (v) favores pessoais; (vi) entretenimento, jantares e viagens; (vii) doações em busca de uma contraprestação; (viii) oportunidades de negócios; (ix) assistência médica, entre outros.

Ademais, pelo fato de a Companhia possuir um alto nível de interação com o Poder Público, especialmente a ANP, a Política de Anticorrupção traz regras de comportamento que devem ser estritamente observadas, além de prever regras sobre brindes e presentes, doações e patrocínios e relacionamento com terceiros.

A Política Anticorrupção prevê, ainda, sanções econômicas impostas por governos ou organizações internacionais, as quais são destinadas para (i) punir condutas cometidas; ou (ii) obrigar o indivíduo, entidade ou país sancionado a mudar sua conduta atual.

Fica também estabelecido o canal de denúncia (0800 810 8543 ou do site www.contatoseguro.com.br/bravaenergia) para comunicação em caso de violação ou suspeita de violação da Política Anticorrupção.