

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 4T21



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.ENEVA.com.br

Teleconferência de Resultados do 4T21



Terça-Feira, 22 de março de 2022

11h00 (Horário de Brasília) / 10h00 (US ET)

[Clique aqui](#) para se inscrever na teleconferência



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Quarto Trimestre de 2021

EBITDA de R\$ 860 milhões no 4T21, o maior nível histórico trimestral da Companhia, impulsionado principalmente por maiores preços de venda de energia no mercado regulado e pelo impacto da reversão de impairment de Itaqui

Rio de Janeiro, 21 de março de 2022 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do quarto trimestre findo em 31 de dezembro de 2021 (4T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques

- EBITDA ajustado atingiu R\$ 860 milhões, com crescimento de 40% frente ao 4T20, representando o maior EBITDA trimestral da história da Companhia. O aumento foi impulsionado principalmente pela alta expressiva dos CVUs das usinas a carvão e da UTE Parnaíba I, pela ampliação das margens fixas das usinas e pela reversão de *impairment* realizada em Itaqui;
- Posição de caixa e equivalentes de R\$ 1,7 bilhão no final do trimestre e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 2,8x;
- Foram certificados 6,88 bilhões de m³ de novas reservas (2P) de gás referentes a dezembro de 2021, sendo 5,60 bilhões de m³ na Bacia do Parnaíba, com a incorporação das novas reservas do Campo Gavião Belo, e 1,28 bilhões de m³ na Bacia do Amazonas, com a comprovação da extensão do campo de Azulão. Considerando a produção anual acumulada de 2,15 bilhões de m³, a taxa de recomposição de reservas considerando Parnaíba e Azulão, totalizou 321%, ao passo que a taxa de recomposição de reservas do Parnaíba foi de 264%;
- Em dezembro, a ENEVA firmou acordo para incorporação da Focus Energia. Com um pipeline de cerca de 3,9 GWp em projetos renováveis, incluindo o Complexo Solar Futura 1, em construção, de 870 MWp, a Focus também reforçará a atividade de comercialização da Eneva. A incorporação foi concluída em 11 de março de 2022, com o encerramento da negociação das ações da Focus na B3;
- Sucesso no leilão de Reserva de Capacidade de dezembro de 2021, com a venda de lastro do projeto UTE Azulão (295MW) e da UTE Parnaíba IV (56MW), adicionando receita fixa a partir de julho de 2026.

Principais Indicadores	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Líquida	1.682,5	1.223,5	37,5%	5.124,4	3.243,3	58,0%
EBITDA ICVM 527/12	842,5	606,1	39,0%	2.200,7	1.598,9	37,6%
EBITDA excluindo poços secos ¹	859,7	614,7	39,9%	2.256,3	1.616,9	39,5%
Margem EBITDA ex poços secos	51,1%	50,2%	0,9 p.p.	44,0%	49,9%	-5,8 p.p.
Resultado Líquido	489,4	686,5	-28,7%	1.173,3	1.007,6	16,4%
Investimentos	388,3	629,9	-38,4%	1.747,5	2.272,4	-23,1%
Fluxo de Caixa Operacional	315,8	264,7	19,3%	1.297,1	1.292,0	0,4%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	6,2	5,2	18,8%	6,2	5,2	18,8%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ²	2,8	3,3	-13,7%	2,8	3,3	-13,7%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

² Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses.

Mensagem da Administração

Prezados acionistas,

Como sempre, **o propósito desta carta é refletir sobre a evolução de nossa estratégia e a eficácia da alocação de capital ao longo do último ano e descrever nossas ambições para os próximos anos.** Acreditamos que nossas cartas funcionem como uma ferramenta essencial que fornece uma narrativa qualitativa para ajudar a entender nossos resultados quantitativos e perspectivas. Todas as declarações nesta carta, assim como aquelas que faremos no futuro, são baseadas em fatores que muitas vezes são difíceis de quantificar, especialmente os valores fundamentais que norteiam a gestão da Eneva. A carta desse ano acabou ficando um pouco mais longa do que as anteriores, uma vez que nossa intenção foi trazê-los conosco nessa jornada mais longa até 2030.

Ao olhar para o capítulo da história que virá após a pandemia, estamos otimistas com as perspectivas de longo prazo. **Atuamos em um mercado que está passando por uma mudança que se estende por décadas, de um ambiente regulado centralizado para um ambiente mais focado no cliente, em que a tecnologia e a adaptabilidade desempenharão um papel fundamental nas estratégias de sucesso.** A tendência de longo prazo em direção a um mercado de energia focado no consumidor acelerou, e nós temos a estratégia, os projetos, o capital e a energia para aproveitar a oportunidade à nossa frente. Estamos vendo resultados positivos do trabalho que fizemos antes e durante a pandemia. **À medida que construirmos nosso portfólio, os clientes poderão escolher entre uma vasta combinação de produtos e atributos de produtos de energia acessível e confiável.**

Acreditamos que o mundo esteja no começo de um movimento de 30 anos rumo ao carbono zero (net-zero carbon). Essa transição afetará quase todos os negócios em todos os países. A China, atualmente um dos maiores geradores de eletricidade a partir do carvão, assumiu recentemente o compromisso de atingir o carbono zero em toda a sua economia até 2060. O novo governo dos EUA comprometeu-se a alcançar net zero até 2035, e a UE, o Reino Unido e o Canadá estão todos acelerando suas transições energéticas. É incontestável que o mundo como um todo está caminhando para a transição de combustíveis fósseis para energia de baixo carbono – energia de fontes renováveis, nuclear e potencialmente de hidrogênio.

Por outro lado, a atual crise energética global, o inverno mais rigoroso do que o esperado, e a liberação da demanda reprimida da pandemia fizeram com que vários países corressesem para estocar combustíveis fósseis, indicando um aumento significativo nas emissões globais de dióxido de carbono no ano passado – indo na direção oposta à da tendência global. Outro fator que poderia estimular o crescimento das emissões é o recente ceticismo em relação a energias renováveis tendo em vista a crise energética. **Os transtornos observados no ano passado, tanto nos EUA quanto na Europa, assim como a guerra que eclodiu recentemente na Ucrânia, desencadearam um debate sobre o impacto da transição do mundo para uma energia mais limpa.**

Em teoria, os combustíveis fósseis deveriam receber o montante de capital apropriado para a próxima década ou próximas duas décadas, até que a energia alternativa seja competitiva o suficiente e difundida a ponto de conseguir substituir completamente os combustíveis fósseis. Assim, qualquer esforço no sentido de substituir todos os combustíveis fósseis hoje, com um setor verde ainda incapaz de assumir a geração de carga de base, poderia levar a muitas dificuldades.

Continuamos acreditando que o gás natural desempenhará um papel importante nessa transição energética e poderá funcionar como uma ponte para o hidrogênio – ou para várias outras alternativas, como sequestro de CO₂ e armazenamento subterrâneo –, que também está evoluindo e pode ter um papel importante na geração de termoeletricidade com emissões próximas a zero. Os primeiros a adotar

essas tecnologias emergentes podem não só contribuir para a transição do panorama energético, mas também desenvolver competências que podem se transformar em negócios que ainda não existem. Quando adquirirmos ou investirmos em novos ativos, estaremos totalmente focados na duração dos fluxos de caixa e operaremos esses ativos pensando na sua contribuição para a transição para o net zero, buscando garantir a melhoria contínua do seu desempenho. **Acreditamos que a experiência operacional que adquirimos na operação de ativos de carbono intensivo fará com que sejamos os melhores proprietários de muitos desses ativos e nos ajudará em nossa missão de liderar uma transição justa e inclusiva ao fornecer energia que gera valor.**

O ano de 2021 foi extraordinário em todos os sentidos. Encerramos o ano com o melhor trimestre da história. Considerando o ambiente difícil e o ano extraordinário, isso diz muito sobre o nosso negócio. Apesar das turbulências e transtornos, nosso modelo de negócios e alocação de capital mereceram destaque. Alcançamos um **EBITDA recorde de R\$ 2,3 bilhões (+40% vs. 2020)**, atingimos uma **taxa de recomposição de reservas de 264% na Bacia do Parnaíba e acrescentamos 1,3 Bcm de reservas 2P de gás ao nosso ativo Azulão** (no Amazonas). O ano também foi marcado pela diversificação do nosso portfólio por meio da **aquisição da Focus, que posicionou a Eneva como a maior companhia de energia solar do país, com um portfólio de energias renováveis de 3 GW**. Além disso, tivemos sucesso no leilão de capacidade de energia, com a **contratação de uma capacidade adicional de 295 MW no Amazonas** – expandindo o R2W para outra bacia – e a **recontratação de Parnaíba IV**. Essas oportunidades surgiram durante o ano, e conseguimos aproveitá-las oportunisticamente. Vamos discutir esses temas mais à frente nesta carta.

Nós nos esforçamos muito para fazer da Eneva uma companhia em que nossos acionistas possam auferir bons retornos sobre o capital investido e assim continuar disponibilizando o capital requerido (caso necessário) para tornar o nosso crescimento possível. Embora tenhamos registrado resultados abrangentes e fluxos de caixa positivos e comprovadamente aumentado o valor econômico da Companhia, nossos acionistas não viram o impacto desses retornos no preço da ação em 2021 – nossa ação caiu 9%, enquanto o Ibovespa teve queda de 12%. Isso pode acontecer de tempos em tempos devido à volatilidade do mercado. Não tentamos adivinhar o comportamento dos mercados de ações, pois prever corretamente os movimentos dos preços das ações no curto prazo é algo que está além da nossa capacidade. No longo prazo, no entanto, acreditamos que muitos dos nossos principais investimentos valerão muito mais do que pagamos por eles e que a geração de caixa destes investimentos aumentarão significativamente nosso retorno. Se fôssemos uma empresa de capital fechado, simplesmente divulgaríamos nosso valor intrínseco e suas respectivas métricas. Vocês provavelmente ficariam animadíssimos. Nós ficamos.

Considerando a combinação desafiadora de flutuações nas taxas de juros, pressões inflacionárias e oportunidades emergentes em nossa economia atual, tomar boas decisões relacionadas à estrutura de capital tornou-se mais importante do que nunca. **Nossa estrutura de capital e balanço são moldados para manter o custo de capital baixo e maximizar a disponibilidade de capital para uso em oportunidades de criação de valor de longo prazo.**

Com relação aos passivos, administramos nossa alavancagem para diminuir o custo e aumentar a disponibilidade de crédito para oportunidades futuras, ao mesmo tempo que administramos o ROE para que ele não caia muito em razão da desalavancagem. A alavancagem, medida pela dívida líquida/EBITDA, atingiu seu nível máximo de 3,4x no 2T21 e começou a recuar, atingindo 2,8x no final do 4T21.

	2017	2018	2019	2020	2021
Dívida Líquida/EBITDA	3,06x	2,35x	2,66x	3,28x	2,80x
Spread da Dívida (IPCA% +)	9%	8.2%	5.6%	4.3%	3.8%
ROE (%)	1.52%	15.40%	9.21%	13.78%	13.50%

Até o presente momento, a ausência de dividendos maximiza nossa capacidade de arcar com as nossas dívidas e pagá-las rapidamente, proporcionando a flexibilidade necessária para o crescimento. **Com o amadurecimento dos nossos projetos e a obtenção de fluxos de caixa livre significativos em 2022, poderemos executar o “trilema do crescimento”** (vide a Carta aos Acionistas de 2020) e implementar uma política de dividendos. Buscaremos atingir nossas metas de alavancagem por meio (i) da aderência ao limite de dívida líquida/EBITDA de 4x em M&A, (ii) da disciplina de pré-pagamento de dívidas em momentos de desenquadramento passivo e (iii) de recompras oportunistas para evitar o excesso de desalavancagem.

Atraímos uma base acionária que vê mérito em nossa abordagem de M&A oportunista e confia na capacidade da nossa Administração de gerar valor ao longo do tempo. Decisões de financiamento criativas e oportunistas são tomadas tanto dentro como fora do contexto de financiamento de projetos e M&A: na expectativa de necessidade de capital, podemos participar em transações mais oportunistas no mercado de capitais para levantar capital (incluindo dívida, ações e transações híbridas) e/ou contratar financiamentos quando as condições estiverem favoráveis.

A diversificação em meio a especialização cria valor e resiliência para a Eneva. O mundo continua mudando a um ritmo cada vez mais acelerado, e nós não sabemos o que vem pela frente. Sabemos, no entanto, que algumas empresas de hoje não existirão no futuro, mesmo que sejam as melhores no que fazem. Precisamos ser capazes de nos adaptar e transformar nossos negócios para atender às necessidades de um mundo em transformação. Também precisamos continuar buscando novas oportunidades que agreguem valor ao nosso negócio, como temos feito desde o nosso re-IPO. Para maximizar a eficácia da alocação de capital na nossa estratégia de diversificação, avaliamos uma vasta gama de oportunidades de investimento. Nossa abordagem tem sido fazer um número relativamente pequeno de transações, mas com alta qualidade. Obviamente, com menos transações, o conhecimento e o valor por transação devem ser excepcionais. Esse foi o caso da aquisição recente da Focus.

Aquisição da Focus: Diversificação em meio a Especialização

A evolução do portfólio é um dos princípios centrais da estrutura de alocação de capital da Eneva. O primeiro passo é identificar as características financeiras (crescimento, geração de caixa e opcionalidade de M&A transformacional) e o fit estratégico que desejamos para o portfólio agregado. Cada alvo de aquisição é considerado em termos de sua capacidade de atender a esses critérios. Essas considerações, juntamente com o valuation, são as principais forças motrizes da evolução do nosso portfólio.

O negócio da Focus pode ser dividido em três segmentos principais: comercialização de energia, geração de energia e energia distribuída. **A combinação de ativos alavanca nossa capacidade de comercialização de energia no mercado livre para 1,4 GW.** Em termos de geração de energia, **a implementação do projeto Futura 1 nos posiciona como uma das líderes do segmento de energia solar no Brasil**, com potencial para aumento de capacidade e consolidação do mercado (Futura 2 e Futura 3) de aproximadamente 3 GW – o aumento de capacidade esperado para o mercado regulado é de 5,3 GW (171%) até 2030. A aquisição da Focus também ampliou nosso leque de oportunidades de M&A, alavancando nossas

competências para participar em oportunidades inorgânicas no setor de energias renováveis e desenvolver nosso próprio portfólio de projetos.

A partir de uma perspectiva estratégica, a aquisição possibilita uma diversificação de nosso portfólio dentro das tendências de consumo de inclusão de energia verde/hidrogênio e produção de energia distribuída. Com a transição de longo prazo para a geração de energia para fontes renováveis, temos que estar prontos para nos adaptar, pois as mudanças no comportamento dos consumidores e a consequente fase de transição da energia podem acontecer mais rápido do que esperamos.

A aquisição da Focus foi estruturada com um componente de caixa de R\$ 715 milhões e 17 milhões de ações da Eneva (a R\$ 22 por ação). É possível que nos façam o seguinte questionamento: por que usar ações se acreditamos (e nós acreditamos) que o nosso valor de mercado está abaixo do nosso valor intrínseco e temos a capacidade necessária no nosso balanço patrimonial? Há duas razões: 1) o componente de ações na transação era equivalente ao valor mínimo necessário para descrever a transação como uma incorporação de ações e assim evitar riscos de execução mais altos e custos adicionais; e 2) aderência ao nosso limite de dívida líquida/EBITDA de 4,0x em M&As e cautela, especialmente considerando as incertezas relacionadas ao despacho previsto para 2022 (que se mostraram corretas, pois não antevemos nenhum despacho das nossas UTEs no primeiro semestre do ano).

Considerando o preço de aquisição, o cronograma revisado de implementação do projeto e as revisões de capex, esperamos entregar um retorno estimado de aproximadamente inflação mais 16% aos acionistas. Se considerarmos as vantagens potenciais da realavancagem (considerando o custo de dívida mais baixo da Eneva), a otimização fiscal e as reduções no SG&A, poderíamos facilmente alcançar retornos um pouco acima de 20% – sem considerar a implementação de Futura 2 e Futura 3 e o potencial benefício do *re-rating* das ações da Eneva. Resumindo, estamos muito felizes com a transação e acreditamos que as perspectivas sejam positivas.

A Saga de Urucu: Ciclos de *Commodities* e Disciplina na Alocação de Capital

Por mais de um ano, negociamos com a Petrobras a aquisição de Urucu e, antes de falarmos sobre a transação e a lógica do negócio, gostaria de dar um passo para trás e falar sobre dois assuntos que facilitarão a compreensão do resultado e do racional da nossa decisão: 1) ciclos de *commodities*; e 2) disciplina na alocação de capital.

No passado, os ativos de *commodities* em geral eram impopulares nos mercados de capitais devido à sua natureza cíclica e à incapacidade dos analistas de prever resultados de curto prazo. Na verdade, os ativos de *commodities* proporcionam um bom retorno ao longo do ciclo. Entretanto, às vezes é preciso esperar um pouco e, dependendo do momento do ciclo de negócios, as projeções podem se tornar inflacionadas, pode haver bolhas nos preços e pode ser que as análises realizadas não sejam suficientemente rigorosas, o que leva a decisões ruins.

Nós sempre falamos sobre nossa disciplina na alocação de capital. Pagamos o preço justo. Se o valor for justo, ajustado ao risco, tanto o comprador quanto o vendedor conseguem um acordo razoável. Ocasionalmente, o valor dos ativos pode ser inflacionado por movimentos de forte demanda e, nesse momento, nós nos retiramos. Esse foi um dos motivos pelos quais nós interrompemos as negociações pela aquisição de Urucu – pelo menos por enquanto.

Nós já mencionamos em outras oportunidades que ter a capacidade de desistir de um negócio se torna mais fácil quando temos escolhas. Para dar uma perspectiva quantitativa, fizemos propostas de aquisição não vinculantes no valor total de mais de R\$ 20 bilhões nos últimos dois anos. Estudamos muitas

transações. Genuinamente acreditamos que quanto mais negócios analisamos, melhores são os negócios que fazemos. Isso nos dá uma perspectiva melhor e um viés menor de nos prendermos a uma transação. E aí entra a disciplina na alocação de capital. Com o pipeline de negócios atual, devemos ser seletivos, ou seja, temos que fazer escolhas.

Sempre destacamos a importância da aquisição de Urucu para a consolidação da nossa estratégia de crescimento na região Norte do Brasil. Se tivéssemos concluído a transação, teríamos acesso a uma quantidade significativa de reservas de petróleo *onshore*, as quais, caso fossem monetizadas corretamente, possibilitariam um maior desenvolvimento da infraestrutura para monetizar reservas de gás de aproximadamente 16 Bcm situadas em áreas remotas relacionadas ao ativo de Urucu.

Durante as negociações do Urucu, tivemos a oportunidade de consolidar nossos conhecimentos sobre o ativo, seja por meio do engajamento direto com a Petrobras, seja por uma melhor compreensão das operações atuais e da geologia. Além disso, com o passar do tempo, os preços do petróleo aumentaram aproximadamente 100%, **nós desenvolvemos estratégias alternativas para monetizar o campo de Juruá e registramos um aumento de 100% das reservas 2P certificadas (7,1 Bcm) – com reservas 3P potenciais de 11,8 Bcm** – em relação aos números iniciais.

Um dos primeiros princípios ensinados em qualquer aula básica de economia é a compreensão dos custos de oportunidade. Os custos de oportunidade representam os benefícios potenciais que uma pessoa, um investidor ou uma empresa perde ao escolher uma alternativa em detrimento de outra. Como os custos de oportunidade são, por definição, não percebidos, eles podem ser facilmente negligenciados. A compreensão das oportunidades potenciais perdidas quando escolhemos um investimento em detrimento de outro melhora a tomada de decisões.

O custo de oportunidade da aquisição do ativo de Urucu pelo preço pedido pela Petrobras é a capacidade (e o capital associado) de acelerar a campanha exploratória e desenvolver nossas reservas (já adquiridas) no Amazonas. Considerando as condições atuais do mercado de *commodities*, as perspectivas da nossa campanha exploratória, e o tempo até a comercialização (*time to market*) das reservas de gás, esse custo de oportunidade era alto demais! **Apesar do alinhamento com a estratégia da Companhia e das potenciais alavancas de valor, acreditamos ter maneiras mais eficientes de alocar nosso capital, ajustado ao risco.** De acordo com nossos modelos econômicos, caso tivéssemos concordado com o preço do vendedor, haveria uma chance de apenas 10% de a produção de petróleo superar os níveis previstos – ou seja, 90% da produção ficaria abaixo da estimativa inicial – e de 5% de o nosso valor intrínseco superar o preço do vendedor. Não parecia ser um negócio justo.

Dito isso, acreditamos que poderá haver uma janela de oportunidade melhor no futuro. A Petrobras afirmou que espera lançar um novo processo para a venda de Urucu até o fim de 2022 ou começo de 2023. O fechamento do negócio não deve acontecer antes de 2024, quando a produção de petróleo do ativo de Urucu continuará diminuindo em uma curva mais acentuada caso não sejam feitos investimentos de revitalização. Considerando que nosso interesse principal estava centrado na possibilidade de monetizar reservas de gás excedentes e o fato de que haverá uma redução no valor das reservas de petróleo remanescentes e na produção projetada, a concorrência de produtores de petróleo deve ser menor, e talvez nós tenhamos uma oportunidade de compra ainda melhor. Embora tentemos ser o mais quantitativos possível, nem todas as nossas decisões importantes podem ser tomadas em bases puramente matemáticas. Apesar dos dados, das análises e da matemática desempenharem um papel importante, o principal ingrediente em algumas decisões é nossa capacidade de julgamento.

Continuaremos buscando expansões que façam sentido as nossas operações atuais e, também novos ativos que nos permitirão continuar alocando nosso capital de forma eficiente.

Resumo de 2021

Esse foi outro ano de condições dinâmicas e desafiadoras em razão da pandemia. Todos nós enfrentamos obstáculos enormes, alguns que já existiam e outros que acabaram de surgir. Estou muito orgulhoso da forma como realizamos nossas entregas: pragmáticos em relação aos desafios de curto prazo e determinados em relação ao que podemos conquistar no longo prazo.

Tivemos um ano muito bom em 2021. Mais uma vez, a estação chuvosa começou mais tarde do que o esperado, sinalizando o aumento do volume de despacho para nossas usinas térmicas (UTES). Além dos **níveis mais altos de despacho (72% em 2021 comparado a 45% no ano anterior)**, a receita líquida também foi impactada positivamente pelo aumento no CIF/ARA e nos preços Henry Hub e pela desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano. A indexação dos nossos contratos de longo prazo ao IPCA proporciona uma proteção natural contra a alta da inflação e também contribuiu para um **aumento da receita líquida de 58% em relação ao ano anterior.**

Nosso **EBITDA atingiu o recorde de R\$ 2,3 bilhões em 2021**, representando um **crescimento de 40% em relação ao ano anterior.** Um investidor mais diligente diria que esse resultado poderia ter sido ainda melhor se não fosse pelo aumento de 56% nas despesas com vendas, gerais e administrativas (SG&A)! Expandir um negócio é empolgante, e gastar dinheiro é uma forma de alavancar esse crescimento, mas podemos aprender uma lição com o fracasso do WeWork: aumentar despesas de forma seletiva são a única forma de escalar de forma sustentável. Se você alocar o capital de forma imprudente, seus ganhos de curto prazo podem diminuir com o tempo, e o negócio pode ruir.

Saber quando aumentar e diminuir os gastos pode ser um ato de equilíbrio difícil. Você pode aumentar o seu quadro de colaboradores, o que significa não só um aumento dos salários, mas também mais imobilizado fixo e ferramentas para dar suporte aos novos colaboradores. Pouco tempo depois, você pode perceber que as despesas estão fora do controle e que precisa reduzir os gastos. Aí, é hora de crescer de novo. A capacidade de se ajustar a condições em rápida transformação é essencial. No entanto, priorizar a velocidade não significa necessariamente sacrificar o controle robusto dos custos. Na verdade, controles proativos e visibilidade em tempo real podem aumentar nossa agilidade.

Temos total consciência de onde estamos gastando, como estamos gastando e, o que é ainda mais importante, por que estamos gastando. Do aumento de R\$ 135 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas (SG&A), aproximadamente 46% foi proveniente da maturação e desembolsos dos nossos planos de incentivos de longo prazo – um dinheiro bem gasto, considerando o desempenho das nossas ações e os resultados entregues nos últimos três anos. Vejo isso mais como um investimento em capital humano do que como uma despesa. As despesas relacionadas a M&A (despesas com serviços jurídicos e de consultoria) foram responsáveis por 14% do aumento e refletem a forte atividade no nosso pipeline. O aumento do quadro de colaboradores, resultado dos projetos de crescimento orgânico no nosso portfólio (Azulão-Jaguatirica e PV) e de uma pequena “capacidade excedente” no nosso pipeline de pessoas, foi responsável por 23% do aumento das despesas com vendas, gerais e administrativas (SG&A). Estejam certos de que manteremos a nossa filosofia de controle rígido de despesas, pois no final das contas cabe a todos nós lutar contra nossos inimigos implacáveis: complacência, excesso de confiança e arrogância.

Nossa taxa de conversão de caixa diminuiu de 80% em 2020 para aproximadamente 57% em 2021, e encerramos o ano com níveis mais altos de estoques de carvão e com a expectativa de que os níveis de despacho em 2022 sejam similares àqueles observados em 2021 – algo que já não esperamos mais que se concretize. O lucro operacional (NOPAT) atingiu um nível altamente satisfatório, equivalente a 13,6% do patrimônio líquido médio, totalizando R\$1,360 bilhão. Nosso retorno sobre o capital próprio foi de

13,5%, em linha com 2020, impactado positivamente pelo aumento do giro do capital (60%), mas impactado negativamente pela queda na margem líquida (de 31% para 23%, afetada principalmente pela alta das alíquotas efetivas de impostos).

O lucro líquido atingiu R\$ 1,173 bilhão, um aumento de 17% em relação ao ano anterior. Encerramos 2021 com uma **posição de caixa de R\$ 1,7 bilhão e dívida líquida/EBITDA de 2,8x**. Desembolsamos R\$ 480 milhões em financiamentos do BNB e do BASA para os projetos Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica, fortalecendo ainda mais a posição de caixa da Companhia para financiar os investimentos em curso. Nosso **fluxo de caixa livre atingiu R\$ 737 milhões**, em meio a investimentos totais de R\$ 1,7 bilhão, comparado a um fluxo de caixa livre de R\$613 milhões em 2020.

A execução do capex dos nossos dois principais projetos de capital seguiu de acordo com o esperado, mas com pequenos ajustes devido a atrasos atribuídos à Covid. Até o fim de 2021, já havíamos implementado 99% da infraestrutura do projeto Azulão-Jaguatirica, com conclusão do comissionamento do campo de gás e da infraestrutura de GLN do Azulão em novembro e CoD da UTE Jaguatirica em fevereiro de 2022. Apesar do atraso de seis meses devido a questões relacionadas à Covid, estamos extremamente satisfeitos com os resultados alcançados, considerando a complexidade do projeto e os novos espaços de negócios que ele nos proporcionou. Até dezembro de 2021, já tínhamos mandado mais de 400 cargas de GLN de Azulão, no Amazonas, para Jaguatirica, em Roraima. **Atualmente, somos a única companhia que cumpriu com as obrigações do leilão de energia para sistemas isolados de 2019**. Com relação a Parnaíba V, o projeto está no caminho certo com aderência física de 91% e CoD estimado para o segundo semestre de 2022. Já concluímos as atividades de retrofit para todas as caldeiras, os testes hidroestáticos das caldeiras 32, 31 e 22 e a montagem mecânica da torre de resfriamento.

Paciência como uma virtude em um jogo de repetição infinita

“O pensamento de longo prazo é, ao mesmo tempo, requisito e resultado do verdadeiro sentimento de dono.” Jeff Bezos

A paciência é uma virtude, especialmente para investidores de longo prazo em um negócio de capital intensivo como o nosso. Mas hoje, mais do que nunca, a paciência está se tornando uma virtude esquecida. Nossa sociedade individualista e materialista valoriza a ambição e a ação acima de tudo. Esperar, mesmo que por um curto período de tempo, tornou-se algo tão insuportável que uma grande parte da nossa economia está voltada para a eliminação do "tempo perdido". No entanto, o valor no tempo da opção de esperar, em alguns casos, pode ser significativamente grande!

A paciência pode ser considerada um problema na tomada de decisão em meio às incertezas: comer todos os grãos hoje ou plantá-los e esperar que eles se multipliquem. Infelizmente, os seres humanos não evoluíram como fazendeiros, mas sim como caçadores-coletores, e têm uma forte tendência a resgatar antecipadamente investimentos de longo prazo mediante o pagamento de “taxas extremamente altas”. Recentemente, li a respeito de paciência e imediatismo no experimento do marshmallow de Stanford, uma série de estudos sobre gratificação adiada desenvolvidos no final da década de 1960 e na década de 1970. Conduzido com centenas de crianças de quatro e cinco anos, o estudo envolveu uma escolha binária simples: comer o marshmallow agora ou esperar 15 minutos para ganhar mais um marshmallow. O pesquisador explicava essa escolha à criança, que era deixada sozinha na sala com o marshmallow por 15 minutos. Estudos posteriores realizados ao longo de 40 anos descobriram que o grupo minoritário composto pelas crianças que conseguiram esperar pelo segundo marshmallow teve resultados significativamente melhores na vida. Em 2012, pesquisadores da Universidade de Rochester replicaram o experimento do marshmallow. Antes de começar, eles dividiram as crianças participantes em dois grupos: o primeiro grupo foi exposto às experiências não confiáveis na forma de promessas não cumpridas e o

segundo grupo foi exposto a experiências confiáveis na forma de promessas cumpridas. O que eles descobriram é que as crianças do segundo grupo (expostas a experiências confiáveis) esperaram em média quatro vezes mais que as crianças do primeiro grupo.

A paciência proporciona a possibilidade de “olharmos de fora” obtendo assim uma visão mais ampla e menos viesada. Da perspectiva do nosso cérebro, o que você vê (ou sente) é o que existe. Ter uma visão mais ampla de uma situação ou problema nem sempre é fácil, mas é sempre útil para reconhecermos que pouquíssimas partes das nossas vidas são descomplicadas e que as decisões nunca acontecem de forma isolada. Como em um bom jogo de RPG (para quem não está familiarizado com o assunto: RPG é um jogo em que as pessoas interpretam papéis), tudo o que fazemos influencia o que acontece depois (como um jogo infinito). Só que, diferentemente do jogo, não podemos voltar para o começo e rever decisões. Embora seja mais difícil e exija mais tempo, é melhor considerar muitas opções e implicações antes de se comprometer, em vez de realizar uma série de decisões enxergando somente aquilo que está bem à sua frente. **A aquisição do campo de Azulão no Amazonas é um bom exemplo disso. A partir de uma perspectiva limitada, ela nos possibilitou replicar o modelo de negócios R2W em uma região diferente, mas quando “olhamos de fora” podemos ver além: ela nos proporcionou o desenvolvimento de uma nova avenida de crescimento e fonte de monetização do nosso gás (e todas as capacidades necessárias associadas a isso). Em dois anos, já nos tornamos o maior operador de SSLNG no país!**

Algumas decisões exigem atenção imediata, e eu reconheço os benefícios do senso de urgência e da tomada de decisões rápidas – qualidade que valorizamos e encorajamos na Eneva. No entanto, é impressionante como períodos curtos entre uma ideia ou situação podem tanto nos ajudar a seguir em frente quanto nos proporcionar a perspectiva necessária. O preço dessa opção no tempo é muito alto.

As Regras do Jogo: Adaptabilidade e Confiança

Todos nós nos sentimos tentados a colocar a culpa pelos fracassos em fatores fora do nosso controle: “o inimigo tinha três metros de altura”, “nós fomos tratados injustamente” ou “era uma tarefa impossível desde o início”. É confortável insistir em processos comprovados, independentemente da sua eficácia. Poucos de nós somos criticados ao fazer exatamente aquilo que já funcionou muitas vezes antes. Entretanto, sentir-se confortável e evitar críticas não devem ser a nossa medida do sucesso. Provavelmente há um lugar no paraíso para as pessoas que tentaram com afinco, mas todos nós queremos ter sucesso. E, se para isso você precisar mudar, você deve ser capaz de se adaptar.

Só uma parte da nossa transformação na Eneva foi planejada inicialmente. Foram poucos os planos que desenvolvemos e que saíram exatamente como imaginamos. Em vez disso, evoluímos em iterações rápidas, mudando – avaliando – mudando de novo. A intuição e a experiência duramente conquistadas tornaram-se faróis, geralmente pouco visíveis, que nos guiam pela neblina e pelas incertezas. Com o tempo, percebemos que não estávamos buscando a solução perfeita, pois isso não existe. O ambiente em que nos encontramos, marcado pela convergência de fatores do século 21 e com menor necessidade de interações humanas, demandava uma abordagem dinâmica sujeita a adaptações constantes. Para uma companhia como a nossa, composta principalmente por engenheiros, a ideia de que um problema pode ter soluções diferentes em dias diferentes pode ser fundamentalmente perturbadora. Mesmo assim esta é a realidade.

Felizmente, o denominador comum da nossa equipe da Eneva é uma devoção quase mística ao cumprimento da missão. Uma gestão eficiente continua sendo importante, mas **a capacidade de se adaptar às situações complexas e às mudanças constantes tem se mostrado crucial** – a pandemia de Covid e a mudança rápida na dinâmica do nosso setor são bons exemplos. Fizemos tudo certo na Eneva? Nem de longe. Tivemos muito tropeços, alguns deles públicos, mas desenvolvemos uma nova forma de

trabalhar com uma adaptação gradual: experimentar coisas novas, cometer erros, recomeçar e ver resultados positivos. Em última análise, **criamos uma cultura diferenciada que promove a adaptabilidade e o alto desempenho.**

A organização que criamos, os processos que refinamos e os relacionamentos que construímos e alimentamos estão mais fortes do que nunca, mas uma organização deve ser sempre conduzida ou, se necessário, empurrada morro acima em direção onde deve chegar. Se pararmos de empurrar, ela não continua subindo e nem fica parada no lugar – ela rola para baixo.

Relacionamentos autênticos e constantes são a base de todos os esforços colaborativos bem-sucedidos. Cultivar a confiança intencionalmente, em vez de passivamente, fornece a base de **uma cultura em que abraçamos um princípio de confiança, não de controle.** Quando uma rede (ou seja, uma organização) opera com base na confiança, seu potencial de escalar resultados aumenta drasticamente.

Construir confiança não significa que as pessoas têm que gostar umas das outras ou concordar, mas, sim, que elas têm que estar dispostas a ter conversas autênticas e, às vezes, desagradáveis sobre as coisas que as dividem e desafiam. **O objetivo é criar confiança para gerar resultado.** Esse tipo específico de confiança permite que suportemos a tensão durante conversas difíceis, encontremos algo em comum e trabalhemos juntos, apesar das diferenças organizacionais e desavenças pessoais. Especialmente em contextos voláteis e emergentes, a confiança voltada para o resultado deve ser alicerçada não só no propósito compartilhado, mas também nos valores compartilhados e em uma compreensão compartilhada de como se comportar e tratar uns aos outros quando as desavenças inevitáveis surgirem.

Cultivar uma rede organizacional sustentável na Eneva exige um esforço dedicado e um horizonte de longo prazo. Os participantes trocam de emprego, as organizações mudam suas prioridades, as forças externas mudam e os problemas evoluem. **Nós reafirmamos constantemente nosso propósito compartilhado, reunimos as pessoas certas e cultivamos a confiança, pois esses são elementos importantes do nosso caminho para construir a Eneva 2030.**

Eneva 2030: um Plano Orientado pela Ambição

Nosso foco na geração de valor é fortemente correlacionado a ser diferente. Quando começamos nossa jornada, reconhecemos que o mercado não precisava de mais um concorrente com o estilo “eu também”. Tentar concorrer contra os dinossauros do setor não fazia sentido para a Eneva. Como poderíamos criar algo em que pudéssemos ser bem-sucedidos e agregar valor? Além disso, como poderíamos alavancar o que estava disponível para nós em nossa origem, na Bacia do Parnaíba, no Maranhão? A primeira coisa a fazer é avançar por nossa própria conta – ir “aonde eles não estão” e construir nosso modelo de negócios sustentável, que nos permite entregar energia confiável e sustentável à rede e às pessoas em regiões mais remotas do país. **Ao criar nossos próprios mercados, desenvolver reservas de gás onshore e desenvolver um “produto” confiável, aumentamos nossa competitividade.**

Agora que consolidamos nossa posição e cumprimos nossas promessas, chegou a hora de definir os próximos passos da nossa jornada. Escalar um negócio é como escalar uma montanha. Para usar uma analogia simples, muitas pessoas sonham em escalar o Monte Everest (ou o seu equivalente). As pessoas que conseguem fazê-lo são aquelas que desenvolveram um plano. Munidas de uma série de regras invioláveis e paixão pela jornada, elas avançam rumo ao cume. Ao longo do caminho, eles se propõem a alcançar uma série de acampamentos: pontos de passagem intermediários que normalmente marcam mudanças significativas no terreno. Então é uma questão de focar o dia seguinte e, mais importante, o primeiro passo e os passos seguintes, fazendo ajustes ao longo do caminho com base nas condições impostas pela montanha. Aqueles que fizeram essas jornadas tão pessoais dizem que se trata, em última

análise, de manter uma consciência profunda enquanto se esforça para dar o próximo passo calculado. A mesma coisa acontece nas organizações.

As companhias devem se transformar constantemente para se adaptar a condições de mercado que mudam de forma dinâmica. Sua existência e propósito devem ser constantemente redefinidos, reafirmados e rearticulados com foco no momento e no propósito de longo prazo. Algumas empresas muitas vezes restringem suas metas a buscar a redução de custos – não que isso possa ser negligenciado! –, mas elas costumam negligenciar oportunidades de aumentar a produtividade, introduzir iniciativas de precificação ou desenvolver novos mercados. Há uma grande variedade de alavancas e as companhias que estabelecem as metas mais exigentes tendem a acionar todas elas. O estabelecimento de metas aspiracionais diz ao negócio como um todo que “estamos abertos a fazer as coisas de forma diferente”, trazendo para a superfície ideias que talvez estivessem adormecidas há anos ou tenham sido rechaçadas no passado.

Quando pensamos no futuro, antevemos um plano muito ambicioso (e alcançável), com muitas oportunidades que combinam o nosso apetite por crescimento com as nossas competências, e identificar essas oportunidades é só o primeiro passo – talvez o mais fácil! Entender como e quando aproveitar essas oportunidades é fundamental para o sucesso, e a paciência torna-se uma virtude essencial para o sucesso da execução.

Qualquer programa de crescimento orgânico é altamente complexo por natureza, pois contém muitos elementos diversos interdependentes e interativos. O nosso caso, com a incorporação de ativos, é ainda mais desafiador. Quanto maior a multiplicidade, a interdependência e a diversidade, maior a complexidade. Nossa capacidade de lidar com a incertezas na tomada de decisões e triangular – ou seja, atacar os problemas de ângulos diferentes – aumenta nossa confiança na execução do plano.

Na Eneva, somos guiados por uma série de valores essenciais e um propósito que estabeleceu uma meta ambiciosa para 2030. Queremos liderar uma transição justa e inclusiva com uma energia que gera valor. Nossa visão é crescer e atingir o tamanho certo para ser líder na criação de valor de longo prazo como uma companhia de energia integrada. Para concretizar nossa visão, estabelecemos seis grandes desafios ou, como chamamos, as batalhas que temos que vencer (*must win battles – MWB*).

- 1. Estender o ciclo de vida dos ativos atuais e replicar o R2W em outras geografias:** A perpetuidade do Complexo Parnaíba é garantida pela continuação do sucesso dos nossos esforços de exploração. **Com uma taxa média de recomposição de reservas acima de 250% nos últimos cinco anos, a projeção de vida útil do ativo tem crescido consistentemente.** Continuamos otimistas com relação ao sucesso da nossa exploração nos próximos anos, pois a área de exploração sob concessão ainda é significativa e largamente inexplorada. As descobertas recentes de Gavião Belo (GVBL) e o plano de avaliação de descobertas (PAD) de São Domingos revelaram outro grupo potencial de campos localizado a cerca de 100 quilômetros ao sul do Complexo Parnaíba. Contudo não contamos com resultados passados para prever os resultados futuros da exploração. Continuaremos investindo na aquisição de dados sísmicos, em novas técnicas de processamento, em perfurações sucessivas e na revisão constante do modelo geológico da bacia para melhorar ainda mais a compreensão do sistema de petróleo. Isso manteria nossa vantagem competitiva. Para melhorar ainda mais nossa taxa de sucesso em exploração, estamos desenvolvendo também uma estrutura de inteligência artificial adequada aos nossos propósitos (ALINE - *Automated Learning Intelligence for Exploration* ou Inteligência de Aprendizado Automatizado para Exploração), que identifica hidrocarbonetos em estruturas de subsuperfície com base em dados sísmicos de campos de gás análogos.

Além disso, estamos avaliando opções para estender ainda mais a vida dos ativos de Parnaíba. Com base no conhecimento adquirido ao longo da última década, podemos inferir que a nossa rocha geradora pode conter quantidades significativas de recursos não convencionais. Para testar nossa hipótese e avaliar o real potencial da rocha geradora, elaboramos uma campanha exploratória dedicada. Se ela for bem-sucedida, a Eneva pode ter recursos de gás muito maiores que as atuais reservas 2P remanescentes. O sucesso da campanha expandiria nossas opções no Parnaíba para além do R2W, possibilitando diferentes formas de monetização de gás, incluindo a aceleração do consumo das reservas existentes por meio de diferentes canais de comercialização, pois o desenvolvimento não convencional preencheria as exigências das UTEs se/quando necessário no futuro.

Outra opção incorporada ao plano está relacionada à construção de um gasoduto conectando um dos nossos hubs de gás em São Luís a Santo Antônio dos Lopes, onde o Complexo Parnaíba está localizado. Para exercer essa opção, estamos avançando com relação ao licenciamento do gasoduto e à aquisição dos direitos de desenvolvimento comercial do terminal de GNL em São Luís.

Ao mesmo tempo, estamos dando os primeiros passos para replicar e expandir nosso modelo R2W para outras regiões. Adquirimos quatro blocos exploratórios na Bacia do Paraná, uma bacia muito pouco explorada na região central do Brasil, que compartilha algumas das características do sistema de petróleo encontradas no Parnaíba. O que torna isso mais notável é o fato de a rocha geradora da Bacia do Paraná não só conter muito mais conteúdo orgânico total que outras similares, mas também apresentar mais rochas de reservatório potenciais que a Bacia do Parnaíba. Estamos confiantes de que temos uma boa chance de destravar muito valor com essa área e esperamos começar uma nova campanha sísmica em 2023 e iniciar a perfuração em 2025.

- 2. Maximizar reservas e desenvolver soluções integradas na região Norte:** Já mostramos e geramos valor em nossa estratégia na região Norte, mas ainda há muito mais por vir. A aquisição do campo de Azulão e o desenvolvimento do Jaguatirica II comprovaram a necessidade da região de modernização e diversificação do mix da matriz energética local - melhorando a segurança do fornecimento de energia e o desenvolvimento econômico. **A baixa densidade populacional, a falta de infraestrutura, a predominância do diesel e o tamanho continental da área a ser coberta constituem um desafio único para o desenvolvimento de soluções econômicas. Estamos dispostos a enfrentar esse desafio.** No primeiro trimestre de 2022, começamos a operação comercial do nosso projeto Azulão-Jaguatirica. Apesar da pandemia de Covid-19, conseguimos entregar um dos projetos mais desafiadores já realizados pela Eneva. Ele não só traz fontes de receita adicionais e ajuda o desenvolvimento de regiões brasileiras geralmente negligenciadas, mas também agrega novas competências à Companhia.

A escolha crucial é buscar replicar nosso modelo de negócios R2W bem-sucedido e fornecer energia tanto ao sistema interligado nacional quanto a sistemas isolados. Acreditamos que será necessário aumentar a participação das usinas a gás que podem ser despachadas no sistema interligado, especialmente se considerarmos o crescimento esperado de recursos intermitentes no mix energético brasileiro e o risco de escassez hídrica associado ao risco climático. Ao mesmo tempo, a conversão da geração a diesel para gás natural em sistemas isolados terá um grande impacto nos preços de energia e benefícios ambientais para as comunidades relacionadas.

Nossos ativos de E&P na região nos proporcionam uma oportunidade única de criar soluções inovadoras – pensar fora da caixa de novo e continuar nos desafiando. Considerando os atributos certos de incertezas físicas e preços competitivos na nossa atividade de exploração, queremos explorar o desconhecido e pensar em alternativas para monetizar nosso gás com diferentes níveis de custos e volumes, criando um pacote de produtos.

Como parte da equação, os resultados da campanha de perfuração para o desenvolvimento de Azulão comprovaram que o campo é muito maior do que imaginávamos inicialmente e oferece uma oportunidade excelente de replicar nossa estratégia R2W. Adquirimos também três novos blocos exploratórios no entorno do campo de Azulão, e os primeiros resultados da campanha exploratória foram bastante promissores: já conseguimos pelo menos uma nova descoberta em 2021 e continuaremos a campanha ao longo de 2022 – com teste de longa duração no poço de descoberta e perfuração de outros quatro prospectos.

As reservas e os recursos adicionais de Azulão e do seu entorno possibilitaram que a Eneva começasse o desenvolvimento do Complexo Termoelétrico de Azulão de 1 GW, que consistirá em duas turbinas a gás com uma capacidade de 295 MW e uma turbina a vapor com capacidade de 320 MW. Conforme destacado anteriormente, vencemos um leilão de energia em 2021 e contratamos a primeira fase desse projeto ambicioso. Em 2022, esperamos contratar a segunda turbina a gás e fechar o ciclo com outra turbina a vapor de 320 MW.

Com relação à possibilidade de explorar o desconhecido, **queremos expandir nosso modelo de negócios para além do R2W e consolidar nossa posição na região Norte. Já nos tornamos o maior produtor de GNL do país**, com uma usina criogênica no campo de Azulão. **Somos também o maior transportador e distribuidor de GNL no Brasil**, com quase 20 cargas de GNL transportadas por dia nos 1.000 quilômetros que separam Azulão de Jaguatirica. Com essa capacidade recém-adquirida, estamos estudando várias possibilidades de negócios no canal de GNL em pequena escala – estimamos uma demanda potencial de 1,8 milhões de m³/dia na região Norte, considerando os segmentos de geração de sistemas isolados, industrial e de transporte. Além disso, estamos acelerando nossa estratégia de comoditização e distribuição de gás onshore para diferentes segmentos de mercado, como GNL em larga escala, fertilizantes e petroquímico. Foi com isso em mente que adquirimos o campo de Juruá, na Bacia de Solimões, a oeste de Manaus. Esse campo contém aproximadamente 21 Bcm de recursos de gás 2C. Juruá nos lembra do desafio de Azulão há três anos, quando a monetização dessas reservas parecia uma tarefa quase irrealista. Com o conhecimento adquirido com a implementação de Azulão-Jaguatirica, já desenvolvemos algumas soluções para monetizar o gás e criar valor a partir de um ativo que estava inativo havia 40 anos!

- 3. Desenvolver Infraestrutura de Hubs de Gás:** Nossas ambições de crescimento consideram a opcionalidade embutida no desenvolvimento de hubs de gás na costa brasileira. **A combinação de GNL importado e gás onshore nos garante a flexibilidade para adquirir gás no mercado local a preços competitivos, substituindo os fornecedores atuais e desenvolvendo uma nova carteira de clientes** (com projetos industriais, de transporte e de energia) – essa estratégia melhora a economia da construção da infraestrutura necessária para desenvolver hubs de gás.

O hub de gás de São Luís representa uma oportunidade única de explorar nossa vantagem competitiva na aquisição de gás *onshore* – considerando nossa base de reservas no Complexo Parnaíba – e associá-la ao GNL importado. A matriz energética do estado do Maranhão ainda depende significativamente do consumo de óleo combustível, o que implica emissões e preços mais altos, mas também representa uma excelente oportunidade de substituição para a Eneva, com uma capacidade total de mercado de até 1,7 milhões de m³ de equivalentes de gás por dia no setor industrial e um consumo máximo de 2 milhões de m³ de equivalentes de gás por dia no setor de energia. Essa demanda reprimida, aliada às necessidades de gás atuais (e futuras) do Complexo Parnaíba, proporciona a oportunidade de implementar uma estratégia de contratação de vários fornecedores, com entrega do nosso produto a preços extremamente competitivos de acordo com a necessidades dos clientes. A estratégia de contratação de vários fornecedores também implica a construção de um gasoduto que conecte São

Luís ao Complexo Parnaíba, garantindo a perpetuidade dos ativos atuais e a capacidade de expandir nosso mercado potencial.

O hub de gás de Macaé, no Rio de Janeiro, tem um atrativo diferenciado. O Rio de Janeiro deve ser a principal porta de entrada para a enorme produção de gás do pré-sal – que o ministro da Economia, Paulo Guedes, chama de “choque no fornecimento de gás”. Embora esses volumes possam ser um divisor de águas para os mercados brasileiros de gás/energia, eles também trazem uma certa complexidade ao sistema. A produção de gás do pré-sal está muito associada à produção de petróleo – ou seja, a produção de gás estará muito atrelada à economia do petróleo. Consequentemente, a produção de gás associada geralmente é inflexível e deve fluir de forma a maximizar as fontes de receita de petróleo, resultando em níveis de produção instáveis com flutuações diárias potencialmente grandes. Essas características diminuem significativamente a capacidade dos produtores de gás associados de atender à demanda do setor de eletricidade brasileiro e fazem com que o GNL importado ainda seja o principal combustível usado em UTEs a gás no país.

O terminal de GNL do TEPOR, em Macaé, pode fornecer gás para a expansão do sistema elétrico enquanto ajuda na gestão da maior intermitência no despacho. Nossa estratégia de desenvolvimento é baseada em três pilares: (i) acesso competitivo à molécula de gás por meio da combinação de GNL importado e/ou GNL doméstico do pré-sal; (ii) desenvolvimento da infraestrutura predial – principalmente um terminal de GNL, usinas de processamento de gás e rotas offshore; e (iii) desenvolvimento da demanda em usinas a gás, indústrias, companhias locais de distribuição e consumidores fora da rede, tanto novos como já existentes. Além disso, também vemos outras oportunidades de crescimento com negócios complementares, incluindo a comercialização de GLP/C5+, o desenvolvimento de um terminal de transbordo e serviços de suporte para operações offshore.

4. Comercializar recursos energéticos e desenvolver novos modelos de negócios: O cenário de energia mundial está mudando radicalmente, e os consumidores estão assumindo um papel central. **Precisamos estar preparados e nos adaptar a esse ambiente em rápida transformação, melhorando nossa capacidade de comercialização tanto no mercado de gás natural quanto no mercado de energia.**

O mercado de gás brasileiro está nos estágios iniciais de liberalização e o envolvimento menos ativo do incumbente é fundamental para o desenvolvimento de novas oportunidades. A nova lei do gás e outros regulamentos associados foram passos extremamente importantes para incentivar a entrada de novos *players* no mercado, seja por meio da infraestrutura existente, seja por meio da capacidade de vender gás para consumidores industriais desregulados. Vemos boas oportunidades em mercados de gás tanto fora quanto dentro da rede. As iniciativas de comercialização fora da rede estão diretamente relacionadas aos nossos esforços na região Norte e no Maranhão, discutidos anteriormente. As oportunidades dentro da rede estão associadas com o desenvolvimento de demanda acima de 20 milhões de m³ por dia a partir da nossa base de clientes em potencial, alavancadas pela oportunidade de desenvolver o hub de gás de Macaé, garantindo operações de escala nacional. Com nosso conhecimento acumulado sobre os mercados de gás e energia, conseguiremos fornecer produtos e soluções customizadas para os nossos clientes a preços mais competitivos.

O setor de energia está em um estágio diferente e mais evoluído. A expansão do setor energético brasileiro depende historicamente do desenvolvimento de mercados regulados por meio de leilões de energia, em que participamos com sucesso. Entretanto a dinâmica do mercado está mudando rapidamente, com o desenvolvimento rápido do mercado desregulado. A redução de custos, ainda

fortemente associada a subsídios diretos, estimulou o crescimento desse mercado, mas principalmente por meio de fontes renováveis. Nossa opinião é que esse mercado continuará crescendo e desempenhando um papel importante como fontes adicionais de fluxos de caixa para os nossos projetos em leilões de capacidade novas (como foi o caso do Azulão I). Além disso, nosso maior envolvimento em mercados desregulados também proporciona a diversificação de fontes de receitas, que hoje são altamente concentradas no mercado regulado (aproximadamente 90%) – aumentando o risco, mas também o potencial de ganho se fizermos a coisa certa. A aquisição da Focus também possibilita a criação de um portfólio mais equilibrado, que agrega inteligência de comercialização e energias renováveis às nossas competências, assim como aumenta significativamente a nossa base de clientes – acrescentando mais de 1.600 clientes à nossa carteira.

- 5. Desenvolver portfólio renovável e promover tecnologias de baixo carbono:** Apesar de acreditarmos firmemente que o gás natural desempenhará um papel mais longo e mais relevante na transição energética, não podemos negar que, como qualquer outra coisa “transitória”, ele será substituído em algum momento.

“Não é o mais forte que sobrevive, nem o mais inteligente, mas o que melhor se adapta às mudanças.”

Darwin

Não vamos tentar prever o futuro ou dizer quando a transição acontecerá, mas vamos nos adaptar e nos preparar para ela. Em um futuro previsível, o futuro será imprevisível. Vocês podem ter certeza de que haverá incertezas. Vocês podem estar certos de que os eventos superarão os nossos planos e precisaremos responder às ações de outros. Estamos muito confiantes de que, se não reconhecermos a necessidade de nos adaptarmos, será difícil fazer mudanças. Ao longo dos últimos anos, avaliamos muitas oportunidades de negócios na área de energias renováveis, mas sempre fomos limitados pelo custo de oportunidades na alocação de capital de retornos esperados. Nós fomos (e continuamos sendo) conservadores em nossas premissas e agnósticos em relação a certificações P50 para energia eólica e solar. De acordo com a nossa primeira carta aos acionistas, crescer só por crescer não agrega valor, e nossas decisões são fundamentadas em uma base ajustada pelo risco.

Descobrimos recentemente o ponto ideal para nossa entrada no segmento com a aquisição da Focus, aliando um ativo de alta qualidade com retornos atraentes a boas opções de crescimento. Já nos posicionamos com um dos maiores projetos de energia solar em construção na América Latina e com possibilidade de expansão para se tornar uma das maiores usinas de energia solar do mundo – a escala faz muita diferença nos retornos nesse segmento, pois ela diminui significativamente o custo de aquisição de equipamentos e despesas O&E.

A aquisição da Focus foi o primeiro passo coordenado da nossa estratégia de longo prazo para diversificar nosso portfólio – acrescentando fontes renováveis, incluindo a geração hidrelétrica, com taxas de risco/retorno atraentes. Nosso pipeline de energias renováveis soma 15 GW em oportunidades a serem desenvolvidas em energia solar, eólica e hidrelétrica, além de geração distribuída, agregando um componente de diversificação eficiente aos nossos fluxos de caixa.

Estudos recentes mostram que a diversificação é um fator determinante para o saldo de caixa cautelar de uma empresa e, portanto, um maximizador de valor. As empresas diversificadas têm, aproximadamente, 50% menos caixa que empresas especializadas com operações em um único segmento (vide Duchin, 2010; Subramaniam et al., 2011). Além dos benefícios da diversificação, também queremos usar nossa capacidade de comercialização para maximizar valor nas vendas de energia no mercado desregulado a partir do nosso portfólio de energias renováveis. Com nosso balanço patrimonial e capacidade de comercialização, acreditamos que, com o tempo, teremos

oportunidades de arbitragem significativas, respeitando nossas diretrizes e nossa política interna de risco.

O desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono será discutido no último tópico.

- 6. Construir uma organização ágil e adequada aos desafios:** Na estrutura da Eneva, uma Administração flexível toma todas as decisões de alocação de capital e fornece apoio central às unidades operacionais em áreas específicas (vide a Carta aos Acionistas de 2018 para uma melhor compreensão do nosso processo de tomada de decisões). Nós fazemos uma gestão proativa do panorama e dos componentes das unidades operacionais, em conjunto com a evolução inorgânica do portfólio, para equilibrar com eficiência (i) a flexibilidade estratégica e (ii) os benefícios da escala e do intercâmbio de capacidades.

Como tudo na vida, o sucesso depende de ter as pessoas certas envolvidas. Elas precisam de uma organização que as apoie e estimule uma abordagem empreendedora, com funções e responsabilidades bem definidas, mas com liberdade para tomar decisões importantes. Isso é bom para algumas pessoas, mas não para todas. As pessoas na Eneva comportam-se mais como donos (vide a seção de valores e parcerias da Carta aos Acionistas de 2020) do que como funcionários, e eu acredito que isso ajudou a promover nosso espírito de empreendedorismo. Queremos que as pessoas pensem além do que é esperado para o seu cargo e isso estimulará comportamentos corretos e a agilidade necessária para crescer.

Uma cultura ágil cria um ambiente sustentado por valores centrais, práticas e comportamentos que possibilitam que todos os níveis da nossa organização se adaptem rapidamente a mudanças estratégicas, culturais e muitas outras mudanças para que o nosso plano seja bem-sucedido. Investir na cultura e na mudança é extremamente importante para nossa jornada para alcançar a agilidade (vide a Carta aos Acionistas de 2020). A agilidade é, acima de tudo, uma mentalidade. Sem a mentalidade certa, todas as outras partes de um sistema operacional ágil (processos, estrutura e tecnologia) não podem ser implementadas.

Ser ágil é essencial para o sucesso na implementação de uma transformação digital (talvez o termo mais vago do mundo de negócios). Não existe um conjunto único de regras para a era digital que possa ser usado por todas as empresas. Alguns serviços inteiramente físicos não conseguiram sobreviver às forças da digitalização disruptiva. Por exemplo, todo o setor de locadoras de vídeo tornou-se obsoleto nos EUA com o surgimento da Netflix.

Quando falamos sobre transformação digital, nós nos referimos a duas coisas no mais alto nível: transformação dos negócios principais, ou seja, pegar o que fazemos hoje e aproveitar a tecnologia para fazer melhor, mais rápido, mais barato e de forma mais eficaz; e desenvolvimento de novos negócios, que significa ir além dos negócios principais e criar algo que não existia. Normalmente, a construção de negócios é um passo muito mais radical para as empresas porque muitos executivos que são muito bons em administrar uma empresa grande não têm experiência em construir e escalar negócios. Na minha opinião, a cultura é a questão mais importante aqui, e nós temos uma cultura sólida. Uma ótima cultura em uma companhia que sabe como construir algo do zero acabará levando uma excelente ideia e escalando um ótimo negócio.

Entretanto, para garantir a capacidade de sobrevivência a longo prazo do nosso negócio, precisamos de uma abordagem escalonada em que a companhia inteira, e não só suas partes isoladas, adote formas ágeis de trabalhar. A ideia é possibilitar que nos adaptemos com mais rapidez e eficácia a um ambiente em transformação, melhorando constantemente e inovando a um ritmo mais rápido para atender melhor às demandas dos clientes – elementos-chave para a Eneva 2030.

Nossos Compromissos com a Sociedade e com o Planeta

O ano de 2021 foi marcado pela maior transparência da nossa pegada ambiental e pela replicação da nossa metodologia de responsabilidade social corporativa em novas regiões. Encerramos 2021 aderindo aos 10 Princípios do Pacto Global da ONU, demonstrando nosso compromisso com 9 dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

Entendemos que a mudança climática é um dos maiores desafios da sociedade e, também, um dos maiores riscos para o futuro do nosso negócio. Para resolver essa questão, todos nós temos que agir urgentemente. Podemos ser só um player, mas queremos influenciar muitos outros e inspirar ações coletivas. **Para reforçar nossa ambição, nos comprometemos em reduzir a intensidade de emissão de gases de efeito estufa do nosso portfólio de geração a gás até 2030 para 0,39 tCO₂e/MWh (frente a 0,45 tCO₂e/MWh em 2020), mirando atingir o net zero em todas as nossas operações até 2050 – mesmo considerando a expansão do nosso negócio.**

A corrida global rumo à descarbonização já está acontecendo e os dados relacionados a emissões tornaram-se um componente-chave para o foco dos esforços de descarbonização. As empresas que não divulgam dados transparentes podem correr o risco de receber menos investimentos. Pela primeira vez, publicamos nosso inventário de emissões de gases de efeito estufa referente aos escopos 1, 2 e 3 e seguindo os mais altos padrões de divulgação (Ouro) do Programa Brasileiro GHG Protocol. Demos outro passo importante e aderimos ao CDP. Apesar de não ser obrigatória, a divulgação de emissões de carbono está se tornando mais importante para as empresas e seus fornecedores como um veículo voluntário para aumentar a transparência. Ela não só ajuda as empresas a identificar e lidar com riscos crescentes, como também está alinhada com mudanças regulatórias e de políticas e atende às demandas de investidores e clientes por organizações mais sustentáveis. Nessa frente ainda temos espaço para melhorias, pois marcamos C para o CDP Mudanças Climáticas, abaixo do desempenho setorial de B, e para Segurança Hídrica marcamos B, alinhado à média do setor.

Nossos ativos estão localizados principalmente no Norte do Brasil, uma região em que uma parcela significativa dos municípios está desconectada da rede elétrica nacional e cujo abastecimento de energia depende principalmente de combustíveis fósseis, como o diesel. Atualmente, 1 milhão de pessoas na Amazônia Legal ainda não têm acesso a energia elétrica. Nossa opinião é que simplesmente lidar com as emissões de gás de efeito estufa não será suficiente, especialmente nas regiões assoladas pela pobreza onde operamos – essas regiões têm alguns dos mais baixos índices socioeconômicos e as mais altas taxas de desmatamento do Brasil. Temos que desempenhar um papel mais importante. Talvez um dos nossos maiores desafios seja equilibrar a necessidade de eliminar as emissões de carbono com o progresso socioeconômico. **Pesquisas mostram que melhoras no bem-estar social também promovem uma convivência mais sustentável com o ambiente. Nós acreditamos que estamos assumindo um papel de liderança na promoção desse ciclo virtuoso e já estamos trabalhando muito para substituir o diesel pelo gás natural nesses sistemas isolados.**

Nós lançamos o Programa Reflorestar com o objetivo inicial de recuperar 60 hectares de áreas degradadas no estado do Maranhão – além dos 500 hectares que já preservamos no contexto de nossas reservas legais. Nosso trabalho com famílias locais em soluções baseadas na natureza para o desenvolvimento da agricultura levou à produção de 23 toneladas de alimentos orgânicos. HortCanaã e Nova Demanda – nossos principais projetos – impactaram 148 famílias, triplicando sua renda associada.

Como parte do nosso plano estratégico, definimos metas de ESG ambiciosas para 2030 e os anos seguintes: <https://eneva.com.br/sustentabilidade/acoes-e-compromissos-esg/>

1) Reduzir nossas emissões com metas claras para cada uma das nossas linhas de negócios;

2) Melhorar os Índices de Progresso Social nos municípios onde operamos e dobrar o número de pessoas impactadas; e

3) Contribuir para a consolidação de 500 mil hectares de áreas protegidas na região da Amazônia Legal.

Nossa ambição de atingir carbono zero até 2050 (escopo 1, 2 e 3 para geração de gás e escopo 1 e 2 para E&P) não é um caminho fácil. As emissões de escopo 1 e 2 representam a maioria das emissões totais, o que significa que sofremos uma pressão ainda maior, mas reconhecemos que os métodos de mitigação e adaptação agora fazem parte do curso normal dos negócios.

A eficiência energética e as energias renováveis são pilares centrais, mas são necessárias outras tecnologias para que conseguimos atingir o carbono zero. Cinco cadeias de valor tecnológicas contribuem com cerca da metade da economia de CO2 acumulada: tecnologias para eletrificar amplamente os setores de uso final (como baterias avançadas); captura e armazenamento subterrâneo de carbono (CCUS); hidrogênio e combustíveis relacionados ao hidrogênio; e bioenergia.

Sabemos que não haverá uma única resposta mágica, mas a Eneva já se comprometeu a investir R\$ 500 milhões até 2030 para intensificar o armazenamento subterrâneo de carbono (CCUS) e outras técnicas de eficiência energética, além de apoiar políticas voltadas para o estabelecimento de um mercado local de créditos de carbono.

Na geração de energia, as tecnologias CCUS podem capturar emissões de CO2 de uma usina e armazená-las ou usá-las, evitando que os gases de efeito estufa contribuam para a mudança climática. Entretanto, o CCUS ainda é caro demais para ser viável e sua implementação ainda parece muito distante. É aí que entra o Ciclo Allam: um novo modelo de usina a gás natural que teoricamente pode capturar 100% das emissões e, ao mesmo tempo, ser competitivo em termos de custos e eficiência com usinas de gás natural avançadas que não têm capacidade de capturar carbono. O ciclo captura todas as emissões de CO2 e desvia o fluxo de saída puro para um gasoduto para venda ou armazenamento, enquanto evita a maioria ou todos os custos de água. Se for implementada com sucesso e em escala, a tecnologia pode fornecer eletricidade limpa, confiável e flexível (*load-following*) a custos competitivos. Uma usina de demonstração de 50 MW foi construída no Texas e nós estamos desenvolvendo um projeto de P&D em parceria com a 8 Rivers para avaliar a possibilidade de implementar uma usina piloto em Parnaíba. Se ela se mostrar economicamente viável, então o Complexo Parnaíba, ou qualquer outro lugar em que tenhamos o nosso modelo de negócios de R2W, seria a opção perfeita para desviar o CO2 para os nossos reservatórios.

O hidrogênio é outra fonte para a qual estamos alocando tempo e capital. A energia de hidrogênio é muito versátil, pois pode ser usada em forma gasosa ou líquida, convertida em eletricidade ou combustível e produzida de várias formas. Há mais hidrogênio do que qualquer outro elemento no universo – estima-se que aproximadamente 90% de todos os átomos sejam de hidrogênio. No entanto, os átomos de hidrogênio não existem isoladamente na natureza. Para produzir hidrogênio, esses átomos precisam ser separados de outros elementos aos quais estão ligados – na água, nas plantas ou nos combustíveis fósseis. A forma como essa separação é feita determina a sustentabilidade e a economia da energia do hidrogênio, e ainda estamos longe de alcançar a viabilidade em escala econômica.

Como mencionamos anteriormente, o hidrogênio pode ser produzido a partir da eletrólise da água, restando somente o oxigênio como subproduto. A eletrólise usa uma corrente elétrica para dividir a água em hidrogênio e oxigênio em um eletrolisador. Se a eletricidade for produzida por uma energia renovável, como solar ou eólica, o hidrogênio sem poluentes resultante é chamado de hidrogênio verde. A rápida diminuição do custo das energias renováveis é uma das razões para o nosso interesse no hidrogênio verde, pois podemos construir opcionalidade (se a escalabilidade se tornar uma realidade) para desenvolver uma

nova capacidade, e potencialmente uma nova linha de negócios, em um futuro próximo – uma ligação direta entre o MWB5 e a lógica do nosso portfólio.

Considerações Finais

Muito obrigado a todos vocês pelo comprometimento de longo prazo com os valores duradouros e atemporais que articulamos na Eneva. Nossa crença explícita que abraça o trabalho árduo, a busca zelosa da excelência, a colaboração, o senso de humor, a honestidade e a justiça nunca saem de moda. As únicas coisas que podem interromper nosso futuro fabuloso são a arrogância, o ego e a vaidade. Empresas maiores e mais promissoras que a Eneva foram obliteradas por esses males facilmente adquiridos.

Graças à melhora da nossa posição competitiva, à nossa equipe com comprovada excelência na capacidade de execução e aos investimentos que fizemos nos últimos anos, começamos 2022 otimistas com relação ao caminho para alcançar nossas ambições para 2030 e aumentar o valor intrínseco das nossas ações.

Reconhecemos o valor e abraçamos todas as pessoas que compartilham o nosso sonho. Acreditamos que, independentemente das mudanças que possam acontecer, o mundo sempre precisará de uma organização como a Eneva, que fornece energia sustentável e confiável.

Pedro Zinner

CEO

Desempenho Operacional

Dados operacionais		4T21	3T21	2T21	1T21	4T20	2021	2020
Itaquí	Disponibilidade (%)	95%	86%	77%	24%	94%	71%	97%
	Despacho (%)	73%	99%	49%	25%	94%	62%	37%
	Geração Líquida (GWh)	494	606	308	165	640	1.573	1.007
	Geração Bruta (GWh)	548	683	349	187	700	1.768	1.115
	Geração para ACR (%)	99,7%	100,0%	98,5%	99,7%	98,7%	99,6%	99,0%
	Geração para ACL (%)	0,3%	0,0%	1,5%	0,3%	1,3%	0,4%	1,0%
Pecém II	Disponibilidade (%)	100%	94%	100%	99%	96%	98%	98%
	Despacho (%)	71%	97%	42%	54%	84%	66%	34%
	Geração Líquida (GWh)	505	652	299	371	582	1.826	919
	Geração Bruta (GWh)	564	731	335	416	634	2.046	1.013
	Geração para ACR (%)	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	98,8%	100,0%	99,1%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	1,2%	0,0%	0,9%
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	97%	96%	89%	98%	93%	95%	91%
	Despacho (%)	75%	99%	59%	60%	94%	73%	39%
	Geração Líquida (GWh)	1.040	1.368	807	807	1.254	4.021	2.087
	Geração Bruta (GWh)	1.076	1.412	839	838	1.304	4.165	2.166
	Geração para ACR (%)	77,1%	77,2%	77,0%	77,0%	75,8%	77,1%	75,2%
	Geração para ACL (%)	22,9%	22,8%	23,0%	23,0%	24,2%	22,9%	24,8%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	93%	84%	75%	39%	94%	73%	95%
	Despacho (%)	81%	93%	79%	86%	98%	85%	73%
	Geração Líquida (GWh)	816	913	653	409	1.005	2.791	2.962
	Geração Bruta (GWh)	866	958	689	431	1.068	2.944	3.136
	Geração para ACR (%)	83,1%	100,0%	100,0%	96,5%	98,7%	94,5%	97,4%
	Geração para ACL (%)	16,9%	0,0%	0,0%	3,5%	1,3%	5,5%	2,6%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	97%	97%	95%	99%	97%	97%	97%
	Despacho (%)	75%	99%	48%	51%	65%	68%	25%
	Geração Líquida (GWh)	276	363	175	186	240	1.000	365
	Geração Bruta (GWh)	285	377	181	192	248	1.035	377
	Geração para ACR (%)	76,5%	82,3%	82,2%	81,6%	59,6%	80,6%	65,0%
	Geração para ACL (%)	23,5%	17,7%	17,8%	18,4%	40,4%	19,4%	35,0%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	95%	97%	69%	66%	92%	82%	97%
	Despacho (%)	78%	99%	54%	44%	97%	69%	37%
	Geração Líquida (GWh)	87	113	55	48	104	302	159
	Geração Bruta (GWh)	91	118	58	50	113	316	171
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Upstream	Bacia do Parnaíba							
	Despacho UTG (%)	75%	93%	57%	51%	86%	69%	44%
	Produção (Bi m ³)	0,58	0,72	0,43	0,39	0,66	2,12	1,35
	Reservas remanescentes (Bi m ³)	29,5	24,4	25,2	25,6	26,0	29,5	26,0

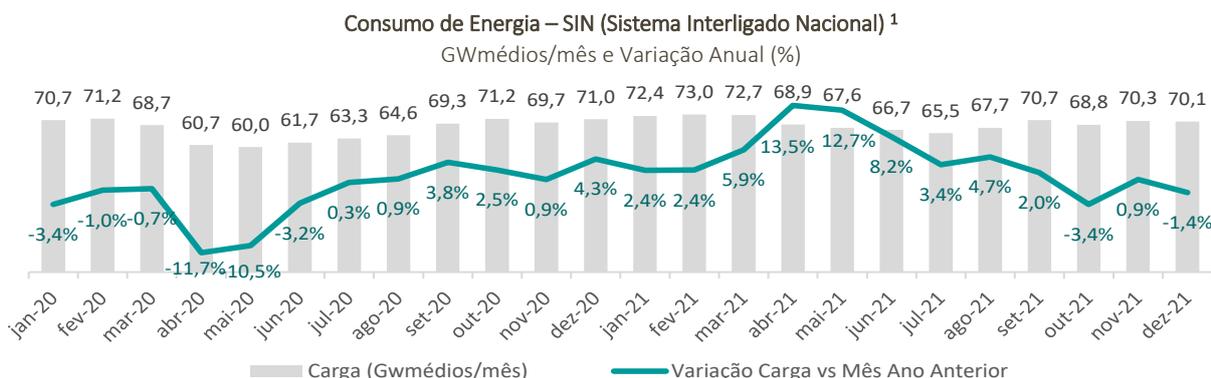
Obs: Dados de geração do trimestre atual das usinas referem-se às provisões feitas com base em medições realizadas internamente, que posteriormente são apuradas e divulgadas pela CCEE.

No 4T21, as usinas da Eneva despacharam por garantia energética em grande parte do período, recebendo CVU pela parcela liquidada no mercado spot durante esse período.

Geração de Energia

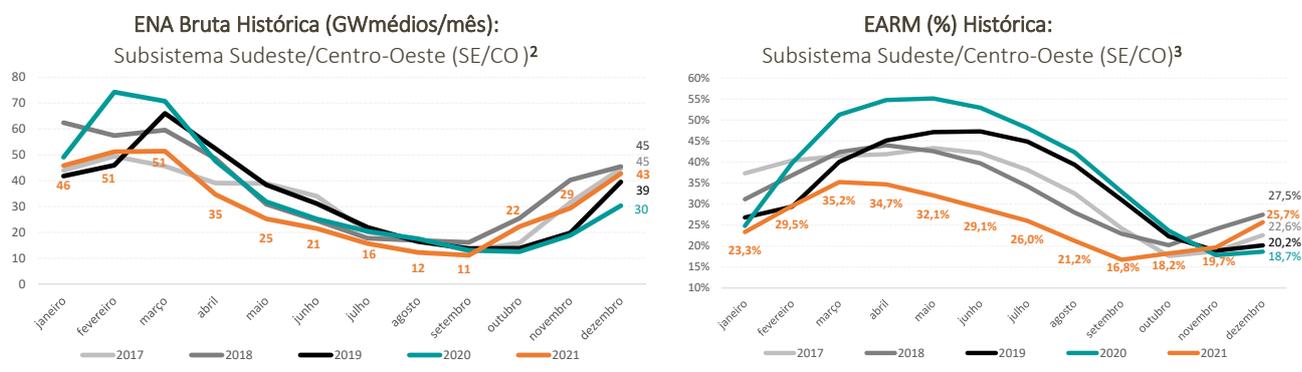
Contexto Setorial: Melhoria do cenário hidrológico ao longo do 4T21 reflete em aumento do nível de armazenamento dos reservatórios e reduz necessidade de despacho termelétrico ao final do trimestre

Nos meses de outubro e dezembro de 2021, o consumo de energia elétrica decresceu na comparação anual, após mais de um ano registrando altas sequenciais. A redução foi impulsionada pelo menor consumo das residências, reflexo principalmente de temperaturas mais amenas que o habitual em praticamente todos os subsistemas. O consumo da indústria cresceu cerca de 2,9% liderado pelos setores de metalurgia, mineração e químicos. A classe comercial registrou aumento de 6,9% em relação ao mesmo período do ano anterior devido a expansão do setor de serviços principalmente no Nordeste e Sul.



A partir de outubro, houve uma reversão da tendência hidrológica predominante desde o 4T20. O país saiu de um período prolongado de escassez de chuvas para chuvas acima da média. Após meses de redução sequencial, foi registrado aumento de Energia Natural Afluenta (ENA) nos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), alcançando as médias históricas para os meses de outubro e novembro e ficando acima da média em dezembro.

A combinação da menor demanda de energia e o aumento da ENA no trimestre contribuiu para a recuperação dos reservatórios ao longo do 4T21. No subsistema SE/CO, responsável por mais de 50% do volume armazenável de água do Brasil, os reservatórios fecharam o trimestre com volume médio de Energia Armazenada (EARM) de 26%, o segundo maior nível para o mês de dezembro nos últimos 5 anos.



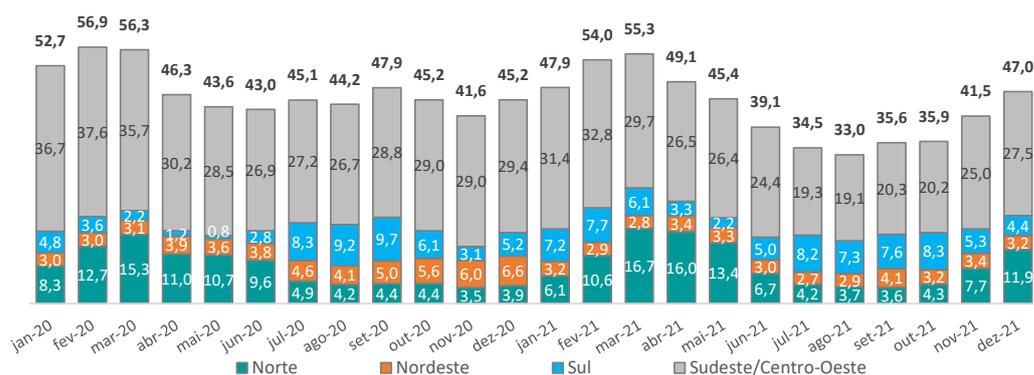
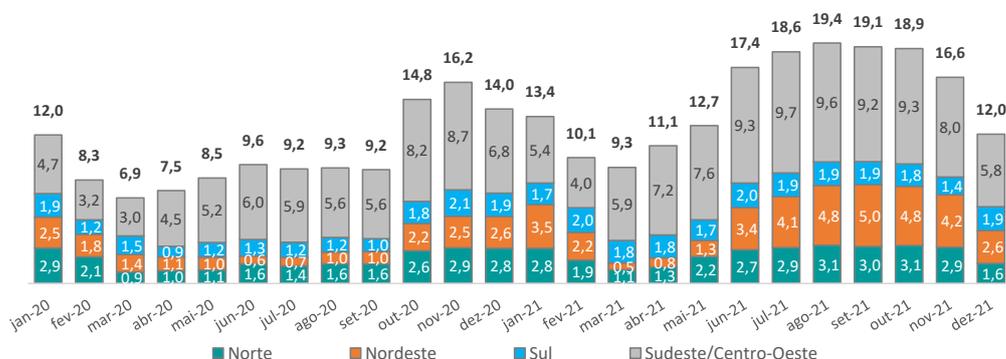
¹ Fonte: Dados históricos até nov/21 disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em:

http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/02/2022. Para o mês de dez/21, informação extraída do Boletim Diário da Operação, disponível no site do NOS, em: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 23/02/2022.

² Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 23/02/2022.

³ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em 23/02/2022.

Com a melhoria do cenário hidrológico, a partir de novembro de 2021, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) diminuiu as restrições para a geração hidrelétrica. O trimestre também foi marcado por patamares recordes de geração solar para o período e por maiores volumes de geração eólica comparados ao mesmo período dos anos anteriores.⁴ O despacho de fontes termelétricas foi reduzido significativamente a partir de novembro em todos os subsistemas do país e a participação da geração térmica na geração total passou de cerca de 30% no início do 4T21 para 17% no encerramento do ano.

 Geração de Energia Hidrelétrica – por Subsistema SIN (GWmédios/mês)⁵

 Geração de Energia Térmica – por Subsistema SIN (GWmédios/mês)⁶


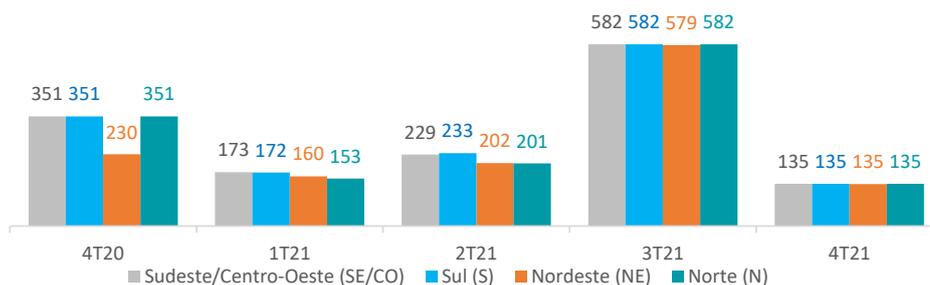
Nesse contexto de melhoria do cenário hidrológico, o PLD regrediu significativamente a partir de outubro, passando de níveis próximos ao teto estrutural (R\$ 583,88/ MWh) ao longo do 3T21 para valores próximos ao piso regulatório de R\$ 49,77/MWh em dezembro de 2021, em todos os submercados.

⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em: 23/02/2022.

⁵ Fonte: Dados disponíveis até nov/21 no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/02/2022. Para o mês de dez/21, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 23/02/2022.

⁶ Fonte: Dados disponíveis até nov/21 no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/02/2022. Para o mês de dez/21, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 23/02/2022.

PLD Médio Trimestre – por Subsistema SIN⁷



Desempenho ENEVA:

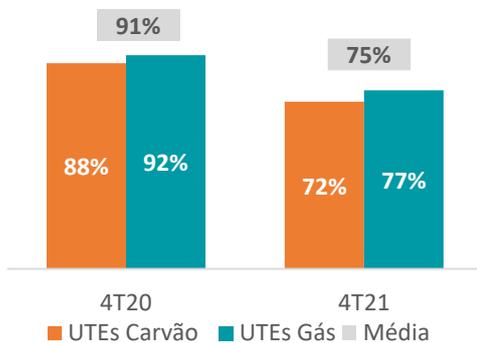
- Despacho ainda forte no trimestre apesar da redução do PLD, com desligamento de todas as usinas em meados de dezembro

A despeito da recuperação do cenário hidrológico no país ao longo do 4T21 e da redução significativa do PLD ao longo do trimestre, todas as usinas da ENEVA entraram na ordem de mérito de despacho ou foram despachadas para garantia energética durante grande parte do trimestre, em carga total ou em regime de modulação de geração, de forma a garantir a segurança do sistema até a retomada total da geração hidrelétrica.

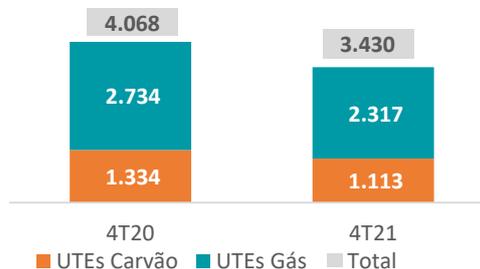
A UTE Parnaíba II gerou por inflexibilidade nos meses de outubro e novembro, seguindo os seus parâmetros contratuais

O despacho médio das usinas da Companhia atingiu 75% no 4T21, comparado a 91% no 4T20, com geração total de 3.430 GWh versus 4.068 GWh, respectivamente.

Despacho Médio Ponderado pela Capacidade Instalada (%)



Geração Total de Energia (GWh)



⁷ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 23/02/2022.

- Altas de preços de combustíveis e reajuste contratual por inflação impactam significativamente o CVU das usinas

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)⁸ de todas as usinas da ENEVA contratadas no mercado regulado (ACR)⁹ são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxa de câmbio, conforme tabela abaixo. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente no mês de novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período.

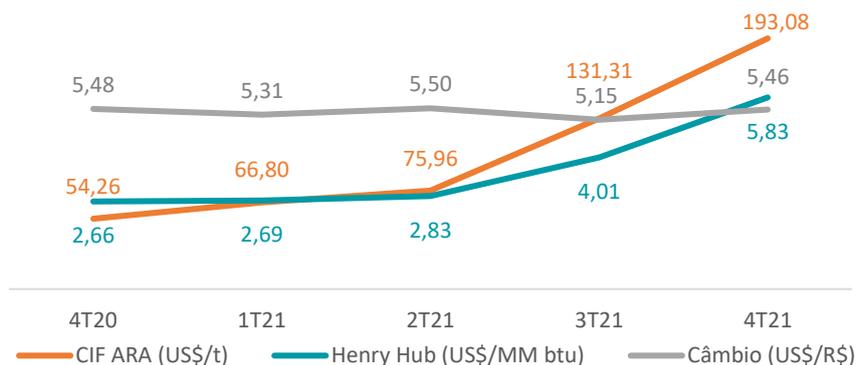
CVU (R\$/MWh)							
Valores médios trimestre	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	171,0	168,0	181,5	236,0	356,5	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	84,4	85,7	85,7	85,7	91,4	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	228,7	232,3	232,3	232,3	247,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	-	-
UTE Pecém II	186,3	216,6	249,3	386,2	587,7	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaqui	180,3	210,4	243,3	379,5	578,5	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Os CVUs das UTEs Parnaíba II e III foram reajustados em 10,7% em novembro de 2021, como previsto no Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

Os CVUs das UTEs Parnaíba I, Pecém II e Itaqui que, adicionalmente à parcela indexada à inflação possuem parcela atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, apresentaram elevação significativa no 4T21 comparado ao 4T20. Nas usinas a carvão, o aumento expressivo do preço médio internacional CIF-ARA em 255,9% no trimestre impulsionou a alta dos CVUs médios das usinas em 215,5% para Pecém II e 220,9% para Itaqui no período. O CVU de Parnaíba I subiu 108,4% na comparação anual, suportado, principalmente, pelo aumento de 118,7% no preço internacional da commodity de gás natural *Henry Hub* no período.

⁸ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e é indexado ao preço de combustível, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para entender mais, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela ENEVA: <https://ri.ENEVA.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

⁹ O CVU da UTE Parnaíba IV foi fixado pela ANEEL em R\$ 151,69/MWh por meio do despacho N° 3.203 (dezembro/2018).

Indexadores – Valores Médios no Trimestre¹⁰


Upstream

Desempenho ENEVA: Redução da produção de gás em função do menor volume de energia gerado no Complexo Parnaíba. Aumento das reservas de gás nas bacias do Parnaíba e do Amazonas

 Produção de Gás Acumulada (bcm) e Despacho da UTG¹¹ (%)


Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)



A produção de gás do Complexo Parnaíba apresentou queda de 12,7% no 4T21 em comparação ao 4T20, refletindo o menor despacho das usinas a gás.

Em janeiro de 2022, a Companhia divulgou o relatório de certificação de reservas e de recursos contingentes referente à 31 de dezembro de 2021, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA). O relatório apontou um incremento de reservas certificadas 2P de 3,5 bilhões de m³ na Bacia do Parnaíba e de 1,3 bilhão de m³ na Bacia do Amazonas na comparação com dezembro do ano anterior.

Adicionalmente, o relatório apontou volumes de recursos contingentes totais de: (i) 20,9 bilhões de m³ de gás (P50) na área de Juruá (Bacia do Solimões); (ii) 3,4 bilhões de m³ de gás e 0,3 milhão de barris de óleo, ambos P50, na área do PAD Anebé (Bloco AM-T-84 na Bacia do Amazonas); e (iii) um total de 2,1 bilhões de m³ de gás e 0,9 milhão de barris de óleo, ambos P50, na Bacia do Parnaíba, nas áreas do PAD Fazenda Tianguar (Bloco PM-T-48) e do PAD São Domingos (Bloco PN-T-102A).

¹⁰ Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços *Henry Hub* mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA e taxa de câmbio relativos à média do mês.

¹¹ UTG - Unidade de Tratamento do Gás.

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Líquida	1.682,5	1.223,5	37,5%	5.124,4	3.243,3	58,0%
Custos Operacionais	(1.004,9)	(668,8)	50,3%	(3.181,7)	(1.745,4)	82,3%
Depreciação e amortização	(140,9)	(122,4)	15,1%	(547,5)	(419,2)	30,6%
Despesas Operacionais	(158,2)	(140,4)	12,6%	(544,8)	(448,5)	21,5%
Poços secos e PCLD	(17,2)	(8,6)	99,1%	(55,6)	(17,9)	210,3%
Depreciação e amortização	(15,4)	(15,0)	2,7%	(61,3)	(62,9)	-2,5%
Outras receitas/despesas	167,5	54,8	205,7%	194,6	76,1	155,6%
Equivalência Patrimonial	(0,7)	(0,4)	76,1%	(0,7)	(8,8)	-91,7%
EBITDA ICVM 527/12	842,5	606,1	39,0%	2.200,7	1.598,9	37,6%
EBITDA excluindo poços secos ¹	859,7	614,7	39,9%	2.256,3	1.616,9	39,5%
Resultado Financeiro Líquido	(152,2)	(74,3)	105,0%	(186,5)	(299,7)	-37,8%
EBT	534,0	394,4	35,4%	1.405,3	817,1	72,0%
Impostos Correntes	(27,5)	(7,6)	260,9%	(105,9)	(33,9)	212,7%
Impostos Diferidos	(17,1)	299,5	N/A	(126,1)	223,3	N/A
Participações Minoritárias	(0,0)	(0,2)	-97,4%	(0,0)	(1,1)	-99,3%
Resultado Líquido Eneva	489,4	686,5	-28,7%	1.173,3	1.007,6	16,4%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

A Companhia registrou EBITDA Consolidado ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos) de R\$ 859,7 milhões no 4T21, o maior EBITDA trimestral da história da Companhia, apresentando aumento de 39,9% em relação ao valor do 4T20. O crescimento foi impulsionado principalmente pelo aumento no preço praticado no mercado regulado (ACR), que superou o efeito da redução do despacho entre os trimestres, e pelo impacto positivo da reversão de *impairment* no segmento de geração a carvão.

O EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do Complexo Parnaíba apresentou crescimento de 21,9% frente ao indicador do 4T20, efeito principalmente do aumento da receita variável de venda de energia no ACR no 4T21, basicamente devido à alta do indexador de combustível Henry Hub que impulsionou o CVU da UTE Parnaíba I. O crescimento foi parcialmente mitigado pelos maiores custos variáveis relacionados aos pagamentos de participações governamentais no segmento *Upstream* com o aumento do preço de referência do gás natural.

O desempenho do segmento de geração a carvão também contribuiu para o aumento do EBITDA ajustado no trimestre em relação ao 4T20. No 4T21, mesmo com o menor despacho, as duas usinas apresentaram crescimento da receita variável recebida pela venda de energia no mercado regulado em função da alta significativa de seus CVUs como resultado da elevação do indexador de combustível CIF-ARA, descolando do custo médio do estoque de carvão adquirido anteriormente a preços inferiores. Adicionalmente, o EBITDA do 4T21 foi positivamente impactado pela reversão total de *impairment* registrada em anos anteriores em Itaqui no valor de R\$ 150,1 milhões, refletindo a melhoria do desempenho operacional da usina e melhores perspectivas futuras de despacho e preços para essa usina. No 4T20, também foi

registrada receita em decorrência de reversão parcial do *impairment* em Itaqui, mas em menor valor, de R\$ 52,8 milhões.

Na *Holding*, o aumento das despesas gerais e administrativas foi o principal motivador da redução do EBITDA do segmento (ex-Equivalência), impactado por maiores gastos com pessoal com o aumento do quadro de colaboradores da Companhia, e pelo crescimento de despesas com consultorias para fazer frente à estratégia de crescimento da Companhia.

No 4T21, a Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R\$ 152,2 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 74,3 milhões no 4T20. A variação negativa no período decorreu, principalmente, de: (i) aumento nas despesas com juros sobre debêntures, devido à elevação do CDI acumulado do 4T21 comparado ao acumulado 4T20; (ii) impacto negativo da desvalorização do real frente ao dólar nas operações de compra de carvão e em pagamentos de contratos indexados à moeda estrangeira; e (iii) impacto referente à mudança de tratamento contábil acerca da marcação a mercado dos contratos futuros de comercialização de energia, que passaram a ser classificados como operacionais a partir de 2021.

A Companhia apresentou despesas totais de R\$ 44,6 milhões referentes a impostos correntes e diferidos no 4T21, frente ao impacto positivo de R\$ 291,8 milhões relacionados aos impostos totais no 4T20. A variação foi basicamente decorrente do resultado de impostos diferidos que, no 4T20, foi impactado por um maior volume de constituição de ativo fiscal diferido sobre prejuízos fiscais e bases negativas de CSLL, suportado pela expectativa futura de lucros tributáveis. A partir de 2021, o ativo diferido passou a ser realizado em função da compensação dos prejuízos fiscais.

O lucro líquido no 4T21 totalizou R\$ 489,4 milhões, frente a R\$ 686,5 milhões no 4T20. A redução foi decorrente do aumento da despesa financeira líquida no 4T21 e da constituição extraordinária de ativo fiscal diferido ocorrida no 4T20 que não se repetiu no 4T21, levando a um aumento nas despesas com impostos no 4T21.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	Var. Abs.	2021	2020	Var. Abs.
EBITDA excluindo poços secos ¹	859,7	614,7	245,0	2.256,3	1.616,9	639,5
(+) Var. Capital de Giro	(494,8)	(402,1)	(92,7)	(804,1)	(315,4)	(488,7)
(+) Imposto de renda	(32,6)	(10,6)	(22,0)	(95,0)	(45,4)	(49,6)
(+) Var. Outros ativos e passivos	(16,4)	62,7	(79,2)	(60,2)	36,0	(96,1)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	315,8	264,7	51,1	1.297,1	1.292,0	5,0
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(274,4)	(542,9)	268,5	(1.135,8)	(2.071,3)	935,5
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(384,3)	(417,2)	32,9	(379,8)	887,7	(1.267,4)
Captações e Outros	0,0	779,4	(779,4)	480,9	3.371,1	(2.890,2)
Amortização de Principal	(54,7)	(1.136,0)	1.081,3	(116,1)	(2.024,3)	1.908,2
Amortização de Juros	(180,7)	(140,9)	(39,9)	(403,6)	(308,9)	(94,7)
Outros	(148,9)	80,2	(229,1)	(341,0)	(150,3)	(190,7)
Posição de Caixa Total ²	1.677,7	1.896,3	(218,5)	1.677,7	1.896,3	(218,5)
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados ²	1.875,7	1.972,7	(97,0)	1.875,7	1.972,7	(97,0)

1 - Calculado considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12, excluindo o impacto de poços secos.

2 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

No 4T21, o fluxo de caixa operacional (FCO) da Companhia atingiu R\$ 315,8 milhões, alavancado pelo maior EBITDA do período. O resultado foi parcialmente mitigado pelos seguintes efeitos:

- i) Maior necessidade de capital de giro no trimestre, principalmente em função do crescimento do valor do estoque de carvão na comparação com o 3T21, que se deve à combinação da alta de preços da *commodity* e do maior volume adquirido ao longo do 4T21, para fazer frente à expectativa de despacho. Adicionalmente, a variação do capital de giro foi impactada pela redução do saldo de contas a pagar, em função da liquidação de obrigações com fornecedores, com destaque para pagamentos relacionados a manutenção, conservação e funcionamento das plantas operacionais e os envolvidos na construção dos projetos da UTE Parnaíba V e UTE Jaguatirica II.
- ii) Maior pagamento de tributos, principalmente em função do elevado despacho no trimestre e dos maiores preços de venda de energia, que impulsionaram o lucro tributável no 4T21.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou uma saída de caixa total de R\$ 274,4 milhões no 4T21, decorrente principalmente dos seguintes desembolsos: (i) R\$ 89 milhões referentes ao desenvolvimento do Campo de Azulão e implementação da UTE Jaguatirica II; (ii) R\$ 83 milhões destinados à construção da UTE Parnaíba V; (iii) R\$ 24 milhões referentes à construção da UTE Parnaíba VI; (iv) R\$ 60 milhões em investimentos realizados nas atividades de *Upstream* nas bacias do Parnaíba e do Amazonas, dos quais R\$ 22 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos campos Gavião Preto e Gavião Tesoura.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento (FCF) foi negativo em R\$ 304,4 milhões no 4T21, impactado, principalmente, por:

- i) amortizações de principal e juros dos financiamentos: FINEP na ENEVA S.A.; e debêntures, emitidas em 2018, pela controlada Parnaíba I Geração de Energia S.A. (atualmente incorporada na Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – “PGC”);

ii) amortizações de juros dos financiamentos: Banco da Amazônia S.A. (BASA) para o Projeto Integrado Azulão-Jaguarica; debêntures emitidas em 2019 pela controlada Parnaíba II Geração de Energia S.A.; debêntures captadas na ENEVA S.A., por meio das 2ª, 3ª e 5ª emissões realizadas entre 2019 e 2020;

iii) impacto negativo de R\$ 79,9 milhões na linha de “Outros” referente ao desembolso efetuado para a aquisição de ações de emissão da própria Companhia para fazer frente às obrigações decorrentes do Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações;

iv) aumento do saldo de depósitos vinculados (com impacto negativo na linha de “Outros”) em R\$ 45,8 milhões no 4T21, devido à constituição de conta reserva prevista contratualmente para os financiamentos do BASA e da 1ª emissão de debêntures de Parnaíba I (atualmente na PGC).

A ENEVA encerrou o trimestre com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 1.677,7 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 197,9 milhões.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Complexo Parnaíba

Geração Térmica a Gás Natural

Este segmento é composto pelas controladas Parnaíba II Geração de Energia S.A. (que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC (que detém a UTE Parnaíba I, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba V) e Azulão Geração de Energia S.A. (SPE responsável pela implantação do projeto integrado Azulão-Jaguatirica, exceto o desenvolvimento do Campo de Azulão).

DRE - Geração a Gás	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Bruta	857,5	757,7	13,2%	3.011,6	2.023,8	48,8%
Receita Fixa	354,7	326,8	8,5%	1.356,5	1.282,4	5,8%
Receita Variável	502,9	430,9	16,7%	1.655,2	741,4	123,2%
CCEAR ¹	357,6	226,4	58,0%	1.070,5	348,0	207,6%
Mercado de curto prazo	145,3	204,5	-29,0%	584,6	393,4	48,6%
Lastro (FID)	0,0	21,0	-99,9%	-	106,8	N/A
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	145,3	183,5	-20,8%	584,6	286,6	104,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(84,7)	(77,1)	9,8%	(312,5)	(204,1)	53,1%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	0,3	(0,2)	N/A	(8,9)	1,3	N/A
Receita Operacional Líquida	772,8	680,6	13,6%	2.699,1	1.819,7	48,3%
Custos Operacionais	(647,3)	(505,0)	28,2%	(2.278,0)	(1.268,8)	79,5%
Custo Fixo	(114,4)	(114,5)	-0,1%	(462,0)	(438,1)	5,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(23,9)	(21,3)	12,2%	(90,6)	(84,1)	7,7%
O&M	(24,3)	(27,0)	-10,0%	(106,8)	(89,2)	19,7%
Arrendamento fixo UTG	(66,2)	(66,2)	0,0%	(264,6)	(264,8)	-0,1%
Custo Variável	(493,8)	(359,1)	37,5%	(1.645,1)	(712,7)	130,8%
Gás Natural	(198,5)	(215,4)	-7,9%	(715,9)	(428,4)	67,1%
Gasmar	(14,4)	(16,3)	-11,8%	(52,1)	(31,9)	63,5%
Arrendamento variável UTG	(259,7)	(84,6)	206,9%	(539,6)	(109,1)	394,5%
Lastro (FID)	(1,9)	(18,9)	-90,1%	(21,2)	(97,9)	-78,4%
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(19,4)	(23,9)	-18,9%	(316,4)	(45,4)	597,6%
Depreciação e amortização	(42,9)	(31,5)	36,3%	(170,9)	(118,0)	44,8%
Despesas Operacionais	(8,1)	(6,3)	27,7%	(42,8)	(26,0)	64,7%
SG&A	(5,5)	(6,2)	-11,2%	(32,6)	(25,6)	27,5%
Depreciação e amortização	(2,6)	(0,1)	1742,6%	(10,2)	(0,4)	2213,9%
Outras receitas/despesas	16,8	(1,4)	N/A	20,3	(20,9)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	179,7	199,4	-9,9%	579,8	622,4	-6,8%
% Margem EBITDA	23,2%	29,3%	-6,0 p.p.	21,5%	34,2%	-12,7 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

No 4T21, a receita operacional líquida do segmento cresceu 13,6% em comparação ao 4T20, impulsionada pelos seguintes fatores:

- (i) aumento da receita fixa em R\$ 27,8 milhões, sendo R\$ 26,2 milhões em função do reajuste contratual anual da receita fixa bruta em novembro de 2021 e R\$ 1,5 milhão de receita fixa

- adicional das UTEs Parnaíba I e Parnaíba III, referente à contratação de energia adicional no Leilão de Energia Existente A-2 de dezembro de 2019 (“Leilão A-2/2019”);
- (ii) crescimento de R\$ 131,2 milhões da receita variável contratual (rubrica “CCEAR”). Apesar do menor despacho médio das usinas (à exceção da UTE Parnaíba III), a receita variável foi impulsionada pela elevação do CVU da UTE Parnaíba I (R\$ 357/MWh no 4T21 vs. R\$ 171/MWh no 4T20);
- (iii) os impactos positivos na receita foram parcialmente mitigados pela redução da receita variável bruta resultante da comercialização de energia no mercado de curto prazo (ambiente de contratação livre – ACL). Os principais fatores que levaram à redução foi o menor despacho, a redução dos preços de energia no mercado spot (PLD) no 4T21 vs 4T20 e a redução da parcela de energia descontratada para liquidação no mercado livre. Cabe ressaltar que o aumento das garantias físicas das UTEs Parnaíba I e Parnaíba III em dez/2019, efetivada após a venda da energia no Leilão A-2/2019, reduziu a parcela de energia compromissada no ACR, possibilitando uma maior alocação de energia para comercialização no mercado livre. No 4T20, o compromisso de suprimento dos contratos de ambas as usinas referentes a esse leilão ainda não tinham se iniciado e havia uma parcela maior de energia disponível para negociação no mercado livre. Como resultado, no 4T20 23% da geração total foi liquidada a preços spot ou em contratos bilaterais no ACL, ao passo que no 4T21, 17% do total da geração foi negociada no mercado livre.

Geração Líquida (GWh)	4T21	4T20
Parnaíba I	1.040	1.254
Parnaíba II	816	1.005
Parnaíba III	276	240
Parnaíba IV	87	104
TOTAL	2.218	2.602

Em contrapartida, no 4T21 os custos variáveis do segmento apresentaram um crescimento de 28,2% em relação ao 4T20, impactados por maiores custos com arrendamento variável no 4T21, relacionados aos contratos de suprimento de combustível. O aumento dos custos com arrendamento variável, em um cenário de redução do despacho no período, é reflexo do aumento significativo dos CVUs das usinas na comparação entre os períodos, em especial da UTE Parnaíba I, uma vez que o cálculo do arrendamento variável considera toda a geração de energia (alocada tanto no ACR quanto no ACL) precificada a CVU, excluindo custos com combustível, distribuidora, taxas regulatórias e seguros. Ressalta-se que os custos incorridos pelas usinas com o pagamento de arrendamento variável ao segmento de *Upstream* são eliminados no resultado Consolidado. O efeito do crescimento dos custos de arrendamento variável no 4T21 foi parcialmente mitigado pela redução dos custos referentes à aquisição de combustível em função do menor despacho (efeito também eliminado no resultado Consolidado), e por menores custos referentes à energia comprada para recomposição de lastro – FID no 4T21, refletindo o menor saldo devedor de lastro no trimestre.

O EBITDA do segmento de geração a gás totalizou R\$ 179,7 milhões no 4T21, redução de 9,9% frente ao 4T20, devido, principalmente, às menores margens variáveis das usinas no 4T21 em função do aumento dos custos com arrendamento variável no 4T21 com o maior repasse ao *Upstream* com o aumento dos

CVUs. A melhoria das margens fixas das usinas no 4T21, refletindo o reajuste anual da receita fixa e a receita adicional dos novos contratos das UTEs Parnaíba I e Parnaíba III, parcialmente compensou esse impacto. Também contribuiu para mitigar a redução do EBITDA o reconhecimento de receita líquida de R\$ 16,8 milhões na rubrica de “Outras Receitas e Despesas” no 4T21, sendo grande parte referente a reversões de provisões para pagamentos contabilizadas em exercícios anteriores que não se concretizaram.

Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela ENEVA S.A. e Parnaíba B.V.. Os resultados *Upstream* são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE - <i>Upstream</i>	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Bruta	587,1	405,8	44,7%	1.691,0	899,2	88,1%
Receita Fixa	72,9	73,5	-0,8%	291,8	302,6	-3,6%
Receita Variável	514,1	332,2	54,7%	1.399,2	596,6	134,6%
Contrato de venda de gás	221,4	237,3	-6,7%	792,8	472,2	67,9%
Contrato de arrendamento	286,2	93,3	206,9%	594,4	120,2	394,3%
Venda de condensado	6,5	1,7	289,0%	12,0	4,1	191,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(90,6)	(51,5)	76,0%	(241,1)	(107,5)	124,3%
Receita Operacional Líquida	496,4	354,3	40,1%	1.449,9	791,7	83,1%
Custos Operacionais	(153,8)	(104,0)	47,8%	(476,6)	(251,2)	89,8%
Custo Fixo	(21,8)	(21,0)	3,4%	(75,3)	(62,0)	21,4%
Custos O&M (OPEX)	(21,8)	(21,0)	3,4%	(75,3)	(62,0)	21,4%
Custo Variável	(83,9)	(40,3)	108,1%	(221,9)	(71,0)	212,6%
Participações Governamentais	(82,0)	(39,4)	108,1%	(215,1)	(65,5)	228,5%
Custo do gás vendido/compressores	(1,8)	(0,9)	105,0%	(6,7)	(5,5)	22,9%
Depreciação e Amortização	(48,2)	(42,7)	12,9%	(179,4)	(118,2)	51,8%
Despesas Operacionais	(35,0)	(50,4)	-30,5%	(130,3)	(171,4)	-24,0%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísic	(28,4)	(39,5)	-28,0%	(92,5)	(129,1)	-28,3%
Poços Secos	(17,5)	(8,6)	103,0%	(56,3)	(19,3)	191,5%
SG&A	(4,2)	(6,3)	-33,6%	(27,7)	(20,0)	38,6%
Depreciação e Amortização	(2,5)	(4,7)	-47,1%	(10,0)	(22,2)	-54,9%
Outras receitas/despesas	(0,5)	0,7	N/A	(1,0)	5,5	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	357,7	248,1	44,2%	1.031,4	515,1	100,2%
EBITDA excluindo poços secos ¹	375,3	256,7	46,2%	1.087,7	534,4	103,5%
% Margem EBITDA excluindo poços secos	75,6%	72,5%	3,1 p.p.	75,0%	67,5%	7,5 p.p.

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

A receita operacional líquida do *Upstream* cresceu 44,7% no 4T21 em relação ao mesmo período do ano anterior, impulsionada pelo crescimento da receita de arrendamento variável recebida das térmicas a gás, refletindo o maior CVU médio da UTE Parnaíba I no 4T21, conforme explicado anteriormente.

Os custos variáveis apresentaram alta de R\$ 43,6 milhões, decorrente, principalmente, da elevação das participações governamentais. A despeito da menor produção de gás natural, a elevação do preço médio de referência do gás estipulado pela ANP¹² para o cálculo das participações governamentais, em linha com a alta nos preços internacionais da commodity, mais do que compensou o efeito da redução do volume produzido.

Os custos com depreciação e amortização registraram alta de 12,9% no 4T21 em relação ao mesmo período do ano anterior. O aumento é em função, basicamente, do crescimento da base de imobilizado da Eneva S.A. referente, principalmente, aos equipamentos de exploração e produção de gás que foram

¹² Os preços de referência para cálculo das participações governamentais são divulgados mensalmente pela ANP, disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

adquiridos da Parnaíba B.V. pela Eneva, após o encerramento do contrato de leasing entre essas empresas. Esses ativos, no montante de R\$ 156 milhões, estão alocados aos campos atualmente produtores do Complexo Parnaíba.

No 4T21, as despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, apresentaram redução de 28,8% comparadas ao 4T20, devido a menores despesas de exploração (excluindo poços secos), visto que não foram realizadas campanhas sísmicas no 4T21. A redução nas despesas com exploração foi parcialmente compensada pela contabilização de R\$ 17,5 milhões em despesas com poços secos no 4T21, referentes aos poços 1-ENV-23-MA e 1-ENV-24D-MA.

O EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento apresentou crescimento de 46,2% frente ao indicador do 4T20 alavancado principalmente pelo impacto do repasse do arrendamento variável das usinas a gás.

Outros Ativos de Geração

Geração Térmica a Carvão

Este segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A.

DRE - Geração a Carvão	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Bruta	862,3	499,1	72,8%	2.309,4	1.322,0	74,7%
Receita Fixa	232,6	214,4	8,4%	884,1	841,4	5,1%
Receita Variável	629,8	284,7	121,2%	1.425,3	480,6	196,6%
CCEAR ¹	614,7	214,0	187,3%	1.379,8	316,2	336,4%
Mercado de curto prazo	15,1	70,7	-78,7%	45,5	164,4	-72,4%
Lastro (FID)	13,0	50,4	-74,2%	31,6	124,5	-74,6%
Hedge Ressarcimento	0,8	12,8	-93,5%	14,1	29,7	-52,3%
Outros	1,3	7,6	-83,3%	(0,3)	10,2	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(88,1)	(59,1)	49,2%	(247,9)	(148,1)	67,4%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	0,0	(7,8)	N/A	(10,0)	(11,4)	-12,5%
Receita Operacional Líquida	774,2	440,1	75,9%	2.061,5	1.173,9	75,6%
Custos Operacionais	(613,7)	(330,0)	86,0%	(1.558,2)	(803,4)	93,9%
Custo Fixo	(74,6)	(65,1)	14,5%	(262,4)	(224,5)	16,8%
Transmissão e encargos regulatórios	(16,3)	(14,1)	15,8%	(60,5)	(55,5)	9,1%
O&M	(58,3)	(51,0)	8,0%	(201,9)	(169,1)	19,4%
Custo Variável	(489,3)	(215,9)	126,6%	(1.098,7)	(389,5)	182,1%
Combustível	(467,7)	(147,6)	216,8%	(1.029,3)	(227,7)	352,1%
Lastro (FID)	(12,6)	(46,0)	-72,7%	(27,6)	(113,3)	-75,7%
Hedge Ressarcimento	(1,0)	(8,4)	-87,6%	(11,4)	(22,8)	-49,9%
Outros	(8,0)	(13,8)	-42,2%	(30,4)	(25,7)	18,3%
Depreciação e Amortização	(49,8)	(48,9)	1,8%	(197,1)	(189,4)	4,1%
Despesas Operacionais	(7,5)	(7,7)	-2,3%	(24,9)	(24,2)	2,8%
SG&A	(7,2)	(7,4)	-3,4%	(23,5)	(23,4)	0,3%
Depreciação e Amortização	(0,4)	(0,3)	26,3%	(1,4)	(0,8)	73,4%
Outras receitas/despesas	152,7	56,3	171,4%	160,2	60,9	162,9%
Equivalência Patrimonial	-	(0,1)	N/A	-	(0,1)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	355,8	207,7	71,3%	837,1	597,3	40,2%
% Margem EBITDA	46,0%	47,2%	-1,2 p.p.	40,6%	50,9%	-10,3 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

No 4T21, a receita operacional líquida do segmento apresentou crescimento de R\$ 334,1 milhões quando comparada ao 4T20. Apesar da redução do despacho na comparação entre os trimestres, o expressivo aumento do preço da *commodity* CIF-ARA, que compõe a parcela do CVU que remunera o custo com combustível, impulsionou a receita do segmento no trimestre. Adicionalmente, verificou-se impacto positivo do reajuste contratual anual pela inflação, ocorrido em novembro/21, de R\$ 18,1 milhões.

Por sua vez, os custos variáveis no 4T21 cresceram R\$ 273,4 milhões comparados ao 4T20, sobretudo devido ao aumento do custo médio de estoque do carvão, dada a alta do preço da *commodity*. No entanto, como reflexo da curva ascendente do CIF-ARA no período de análise, a receita variável contratual (CVU) média do trimestre recebida pelas usinas foi superior ao custo médio histórico do estoque de carvão. Esse

descasamento resultou em margens variáveis positivas nas usinas, que atingiram R\$ 60/MWh em Itaquí (versus R\$ 31/MWh no 4T20) e R\$ 92/MWh em Pecém II (versus R\$ 32/MWh no 4T20).

	4T21	4T20
Despacho usinas a carvão	88%	72%
Custo médio do estoque de carvão - Itaquí (R\$/MWh)	473	123
Custo médio do estoque de carvão - Pecém II (R\$/MWh)	464	119
CVU médio Itaquí (R\$/MWh)	579	180
CVU médio Pecém II (R\$/MWh)	588	186

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” apresentou um crescimento de receita de R\$ 96,4 milhões na comparação anual, justificada principalmente pelo impacto de reversões de *impairment* realizados em cada um dos trimestres. No 4T21, a reversão resultou em uma receita de R\$ 150,1 milhões, enquanto no 4T20 foi registrada receita de R\$ 52,8 milhões. A reversão total do *impairment* registrado em anos anteriores na Itaquí Geração de Energia evidenciou a melhoria do desempenho operacional da usina, bem como a perspectiva positiva para a atuação da usina para os próximos anos. Como resultado, a Itaquí Geração de Energia S.A. não possui mais saldo de provisão de *impairment* no balanço em 31 de dezembro de 2021.

O EBITDA do segmento a carvão totalizou R\$ 355,8 milhões no 4T21, aumento de R\$ 148,1 milhões comparado ao 4T20, impulsionado pelas maiores margens variáveis e pelo impacto positivo da reversão de *impairment*.

Comercializadora

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda., que tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em gás e energia para clientes finais.

DRE - Comercializadora	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Líquida	179,0	166,8	7,3%	550,2	489,7	12,4%
Custos Operacionais	(130,2)	(147,7)	-11,8%	(504,8)	(447,8)	12,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(130,1)	(147,6)	-11,8%	(504,5)	(447,1)	12,8%
Outros	(0,1)	(0,1)	-11,4%	(0,2)	(0,7)	-65,8%
Despesas Operacionais	(3,5)	(2,4)	45,2%	(10,3)	(7,3)	41,1%
SG&A	(3,5)	(2,4)	45,4%	(10,3)	(7,3)	41,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	-9,9%	(0,0)	(0,0)	-2,5%
Outras receitas/despesas	0,0	0,0	-99,6%	0,0	0,0	-99,6%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	45,3	16,8	170,3%	35,2	34,6	1,6%
% Margem EBITDA	25,3%	10,1%	15,3 p.p.	6,4%	7,1%	-0,7 p.p.

No 4T21, a Companhia passou a contabilizar a posição marcada a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia da Comercializadora, até então registrada no resultado financeiro, no resultado operacional (compondo a linha de Receita Operacional Líquida) do segmento de Comercialização. Para fins de melhor compreensão, segue abaixo uma tabela com o resumo da posição MtM dos contratos futuros de energia da Comercializadora nos últimos 2 anos:

Contabilização MtM Comercializadora	(R\$ milhões)									
	1T20	2T20	3T20	4T20	2020	1T21	2T21	3T21	4T21	2021
Impacto total MtM Comercializadora	9,6	(2,8)	8,3	(19,1)	(3,9)	2,3	(9,1)	46,7	(9,1)	30,9
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	30,9	30,9
Resultado Financeiro	9,6	(2,8)	8,3	(19,1)	(3,9)	2,3	(9,1)	46,7	(39,9)	-

O impacto na receita operacional no 4T21, positivo em R\$ 30,9 milhões, reflete não apenas o resultado do total do MtM do trimestre, como a reclassificação dos valores dos demais trimestres do ano. O resultado acumulado de 2021 reflete o novo critério de classificação, que após extensa avaliação, considerando a imaterialidade dos saldos, será tratado de forma prospectiva, não gerando impacto nas divulgações anteriores.

No 4T21, a receita operacional líquida do segmento atingiu R\$ 179,0 milhões, crescimento de 7,3% em relação ao 4T20. Expurgando o impacto de R\$ 30,9 milhões da posição MtM da Comercializadora no 4T21, a receita operacional líquida do segmento reduziu-se 11,2% comparada ao 4T20. A queda foi basicamente em função do menor volume de energia comercializada, que totalizou 1.401 GWh no 4T21 comparado a 1.636 GWh no 4T20.

Os custos operacionais do segmento também registraram redução na comparação entre os trimestres, em proporção similar à redução da receita líquida excluindo o impacto da posição MtM da Comercializadora.

Como resultado, o EBITDA da Comercializadora totalizou R\$ 45,3 milhões, alta de 170,3% frente o montante do 4T20. Expurgando o impacto da reclassificação do MtM no 4T21, o EBITDA do 4T21 totalizou R\$ 14,4 milhões, uma redução de R\$ 2,3 milhões versus o 4T20.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. A ENEVA S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*. Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* separadamente.

DRE - Controladora e Outros	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receita Operacional Líquida	0,2	0,1	67,6%	0,8	0,3	195,5%
Custos Operacionais	(0,5)	(0,5)	3,0%	(1,8)	(1,6)	7,2%
Despesas Operacionais	(100,0)	(70,2)	42,5%	(322,0)	(205,9)	56,4%
SG&A	(79,2)	(38,9)	103,6%	(185,4)	(131,3)	41,2%
Despesas com SOP/incentivo longo prazo	(14,4)	(24,9)	-42,3%	(110,7)	(48,9)	126,2%
Depreciação e Amortização	(6,5)	(6,4)	1,2%	(26,0)	(25,7)	1,0%
Outras receitas/despesas	(1,5)	(0,6)	158,8%	14,8	30,0	-50,9%
Equivalência Patrimonial ¹	288,1	325,3	-11,4%	709,0	686,7	3,3%
EBITDA ICVM 527/12	192,7	260,5	-26,0%	426,8	535,1	-20,2%
EBITDA ex Equivalência	(95,4)	(64,8)	47,2%	(282,2)	(151,5)	86,3%

1- A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

No 4T21, as despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 93,5 milhões, dos quais R\$ 10,8 milhões se referem a provisões relacionadas aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) outorgados em 2021, sem efeito caixa, e R\$ 3,6 milhões se referem a desembolsos de caixa referentes a pagamento de encargos trabalhistas devido à maturação de ILPs no trimestre.

Excluindo as despesas relacionadas aos ILPs, as despesas gerais e administrativas registraram crescimento de R\$ 40,3 milhões no 4T21, quando comparadas às registradas no 4T20 devido, principalmente, de maiores dispêndios com pessoal, principalmente salários e bônus, reflexo do aumento do quadro de colaboradores da Companhia, e do aumento de despesas com consultorias para fazer frente à estratégia de crescimento da Companhia.

Como resultado desses efeitos, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), ficou negativo em R\$ 95,4 milhões no 4T21, comparado a um valor negativo de R\$ 64,8 milhões no 4T20.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro	(R\$ milhões)					
	4T21	4T20	%	2021	2020	%
Receitas Financeiras	42,5	14,6	190,2%	132,8	67,5	96,6%
Receitas de aplicações financeiras	34,7	11,6	199,0%	81,2	56,5	43,6%
Multas e juros recebidos	4,9	0,3	N/A	42,0	2,8	N/A
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	2,9	2,8	4,8%	9,6	8,2	17,4%
Despesas Financeiras	(90,0)	(76,3)	17,9%	(262,4)	(366,8)	-28,5%
Multas e juros de mora	(0,1)	(0,3)	-50,6%	(2,5)	(3,9)	-36,8%
Encargos de dívida ¹	(3,2)	(28,4)	-88,7%	(12,9)	(165,6)	-92,2%
Juros sobre provisão de abandono	(7,7)	(5,3)	44,0%	(24,9)	(7,6)	227,5%
Comissões e corretagens financeiras	(1,1)	(1,3)	-15,1%	(4,0)	(4,7)	-15,2%
IOF/IOC	(2,5)	(0,7)	265,9%	(5,3)	(2,9)	87,3%
Juros sobre debêntures	(63,5)	(31,8)	99,7%	(174,6)	(149,5)	16,7%
Outros	(11,9)	(8,5)	39,0%	(38,2)	(32,5)	17,4%
Variação cambial e monetária líquida	(64,8)	6,5	N/A	(59,6)	3,5	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	(39,9)	(19,1)	109,5%	2,7	(3,9)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(152,2)	(74,3)	105,0%	(186,5)	(299,7)	-37,8%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

No 4T21, a Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R\$ 152,2 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 74,3 milhões no 4T20. A variação negativa no período foi decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- i) Aumento de R\$ 31,7 milhões nas despesas com juros sobre debêntures, devido ao aumento do CDI acumulado do 4T21 comparado ao acumulado 4T20 (CDI acumulado 3 meses de 1,82% no 4T21 e de 0,46% no 4T20), que impactou diretamente os encargos gerados pelas emissões de debêntures corrigidas por este indexador.
- ii) Impacto de variação cambial negativo de R\$64,8 milhões no 4T21 decorrente da desvalorização do real frente ao dólar nas operações envolvendo compra de carvão das usinas de Itaqui e Pecém II, e nos pagamentos dos contratos de manutenção periódica recorrente das usinas à gás no Complexo Parnaíba.
- iii) Valor negativo de R\$ 39,9 milhões na linha perdas com derivativos no 4T21, relativo à reclassificação da posição MtM dos contratos futuros de comercialização de energia em 2021, conforme explicado no segmento da Comercializadora.

A piora do resultado financeiro foi parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 23,1 milhões nas receitas de aplicações financeiras como reflexo do aumento verificado no CDI médio no período, bem como pela redução de R\$ 25,2 milhões nas despesas com encargos de dívida refletindo a liquidação no 4T20 do financiamento de Itaqui junto ao BNDES e BNB, que acarretou na antecipação do reconhecimento no resultado de custos de transação e dos *fees* relacionados ao pré-pagamento dessas dívidas. Ressalta-se que as linhas de Encargos e Dívidas e de Juros sobre debêntures ainda não está sendo impactadas pelos

encargos relacionadas aos financiamentos dos projetos ainda não operacionais (Parnaíba V, Azulão-Jaguaririca e Parnaíba VI), que estão sendo capitalizados até o início da operação comercial¹³.

¹³ Esta capitalização está de acordo com a Norma Contábil CPC 20, que permite, durante o período de implantação dos projetos, a reclassificação de juros, correção monetária e encargos para o imobilizado em andamento, até o período de início da operação.

Investimentos

Capex	(R\$ milhões)									
	1T20	2T20	3T20	4T20	2020	1T21	2T21	3T21	4T21	2021
Geração a Carvão	2,7	17,3	(2,2)	20,2	37,9	3,1	14,3	11,2	28,8	57,5
Pecém II	0,8	1,2	(7,2)	7,8	2,5	(0,6)	1,5	4,6	14,5	20,0
Itaqui	1,9	16,1	5,0	12,4	35,4	3,7	12,8	6,6	14,3	37,5
Geração a Gás	4,5	92,3	31,4	6,9	135,2	39,0	15,5	57,3	26,9	138,7
Parnaíba I ¹	0,7	59,0	17,5	3,9	81,1	41,4	0,4	6,4	11,1	59,4
Parnaíba II ²	3,7	26,3	9,6	2,3	41,8	3,8	6,7	49,9	13,1	73,4
Parnaíba III ²	0,1	6,9	4,2	0,5	11,6	0,8	2,9	0,0	0,0	3,8
Parnaíba IV ²	0,1	0,2	0,1	0,2	0,6	(7,0)	5,5	1,0	2,6	2,1
Parnaíba V ³	190,6	165,3	79,1	270,3	705,3	124,7	63,4	97,6	(5,9)	279,8
Parnaíba VI ⁴	-	-	-	-	-	-	-	7,7	31,8	39,5
Azulão-Jaguatirica	285,7	383,8	255,4	284,3	1.209,3	199,5	225,1	166,5	119,4	710,5
Upstream	41,0	43,0	47,9	42,8	174,8	39,7	132,8	154,6	180,5	507,7
Poços secos	0,1	0,5	10,1	8,6	19,3	4,2	9,0	25,6	17,5	56,3
 Holding e Outros	0,3	8,3	(4,2)	5,4	9,8	1,5	2,1	3,7	6,7	13,9
Total	524,9	710,1	407,4	629,9	2.272,4	407,4	453,2	498,6	388,3	1.747,5

Valores acima referem-se à visão de capex econômico (competência).

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em janeiro/20.

2 - O capex de cada uma das usinas Parnaíba II, III e IV é apresentado separadamente. Conforme reestruturação societária anunciada no 4T18, as SPEs Parnaíba III e Parnaíba IV foram incorporadas na SPE Parnaíba II.

3 - A UTE Parnaíba VI é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA se iniciará em janeiro de 2025. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao de Parnaíba III.

No 4T21, os investimentos somaram R\$ 388,3 milhões. Deste montante, 39% foi destinado à implementação do projeto integrado Azulão-Jaguatirica e da UTE Parnaíba VI.

Em relação ao projeto integrado Azulão-Jaguatirica, os investimentos foram concentrados na conclusão de algumas etapas do comissionamento a quente da UTE Jaguatirica II, com destaque para os comissionamentos dos equipamentos de regaseificação, das unidades geradoras a gás e da turbina a vapor.

Na UTE Parnaíba VI, os investimentos foram direcionados, principalmente, para pagamentos junto aos fornecedores do gerador, dos principais componentes da turbina, da chaminé, de módulos e *drums*. Na UTE Parnaíba V, o lançamento negativo de R\$ 5,9 milhões foi decorrente de ganho de variação cambial realizada no período sobre pagamentos de fornecedores do projeto.

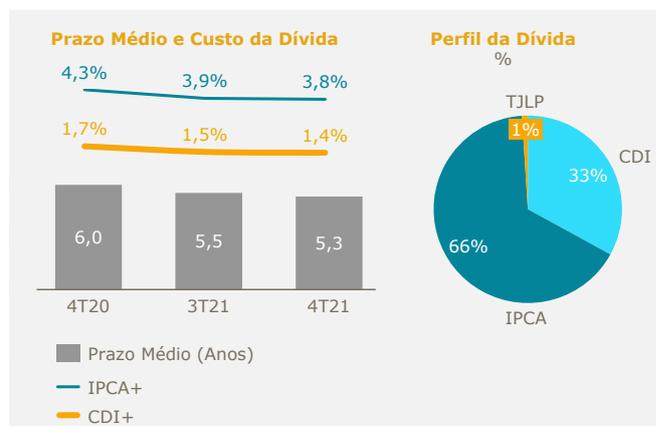
Adicionalmente, nas UTEs Parnaíba I e Parnaíba II, os montantes de R\$ 11,1 milhões e R\$ 13,1 milhões, respectivamente, foram referentes ao cumprimento dos marcos contratuais de longo prazo com a GE, relacionados às manutenções preventivas das turbinas *Hot Gas Path* (HGP).

Na UTE Itaqui, a maior parte dos investimentos no 4T21 foi referente a pagamentos remanescentes da *Major Overhaul* finalizada no 2T21. Em Pecém II, destaca-se o valor de R\$ 14,5 milhões, referente, em sua maior parte, a despesas relacionadas a manutenções ocorridas no 2S21, e à aquisição e substituição de peças dos ventiladores de tiragem de gases da caldeira no trimestre.

O *Upstream* foi responsável por 46% do CAPEX total do trimestre. Do investimento total no segmento, R\$ 74,7 milhões estão associados à continuidade do desenvolvimento do campo de Gavião Preto, com a realização de 100% das atividades de lançamento de gasodutos. Adicionalmente, R\$ 17,9 milhões foram direcionados ao desenvolvimento do campo Gavião Tesoura, com a perfuração dos poços produtores 7-GVTE-2D e 7-GVTE-3D. Os demais valores são basicamente referentes às campanhas exploratórias de três blocos na Bacia do Amazonas e de quatro blocos na Bacia do Parnaíba.

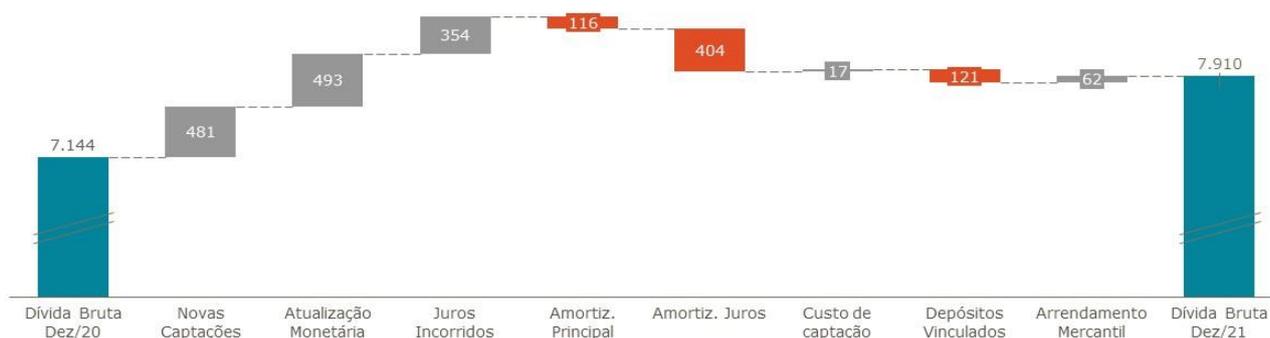
Endividamento

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação e incluindo impacto do arrendamento mercantil), em 31 de dezembro de 2021, totalizava R\$ 7.910 milhões, comparada a uma dívida de R\$ 7.899 milhões registrada no final de setembro de 2021. Ao final do 4T21, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,3 anos, o spread médio para as dívidas indexadas ao IPCA era de 3,8% e para as demais dívidas da Companhia era de 1,4% acima do CDI.



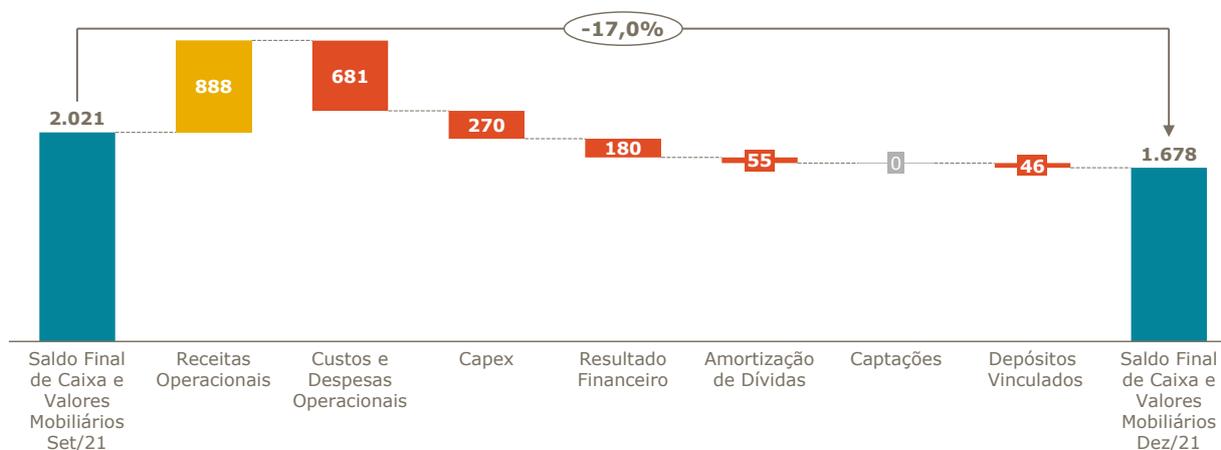
Evolução da Dívida Bruta

(R\$ milhões)

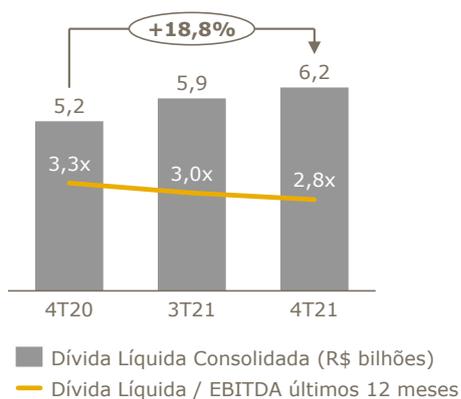


Ao final de dezembro de 2021, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 1.678 milhões, uma redução de R\$ 343 milhões em relação à posição registrada no final de setembro de 2021, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, de R\$ 198 milhões.

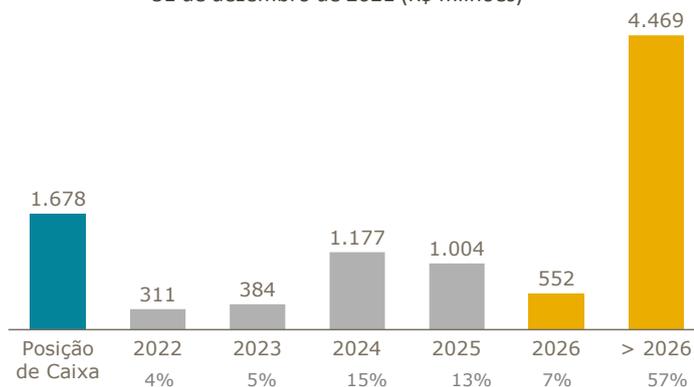
Em dezembro de 2021, a Companhia anunciou a subscrição da 1ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Focus, no valor total previsto de até R\$ 1.500 milhões. Os recursos das debêntures serão utilizados, exclusivamente, no pagamento de certos custos relacionados à obra do Projeto Futura, à medida que tais recursos sejam desembolsados e comprovados pari-passu ao andamento do projeto. Até o fechamento do 4T21, um total de R\$ 354 milhões já havia sido alocado, sendo contabilizado, até a conclusão da incorporação da Focus, na conta de Títulos e Valores Mobiliários da ENEVA S.A. Ressalta-se que estes valores não impactam a dívida líquida da Companhia.

Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 4T21 (R\$ milhões)


A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 6.232 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA de 2,8x nos últimos 12 meses.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem

Cronograma de vencimento da dívida consolidada (Principal)

31 de dezembro de 2021 (R\$ milhões)



Mercado de Capitais

ENEV3	4T21	3T21	4T20	12 meses
Nº de ações - final período ¹	1.266.339.183	1.266.038.219	1.263.343.840	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação) ¹	14,15	16,47	15,53	-
Ações negociadas (MM) - média diária ¹	6,0	4,7	8,2	6,6
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	79,2	71,3	104,6	96,6
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	17.919	20.852	19.613	-
Enterprise value - final período (R\$ MM) ³	24.068	26.730	24.861	-

¹ O número de ações no final de período, a cotação de fechamento de final de período e a quantidade de ações negociadas (média diária) anteriores a 12 de março de 2021 foram ajustados para refletir o desdobramento de ações realizado pela Companhia naquela data, aprovado em Reunião de Conselho de Administração em 11 de março de 2021, na proporção de 1 ação para 4 ações, com consequente divisão por 4 do preço de cada ação.

² Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

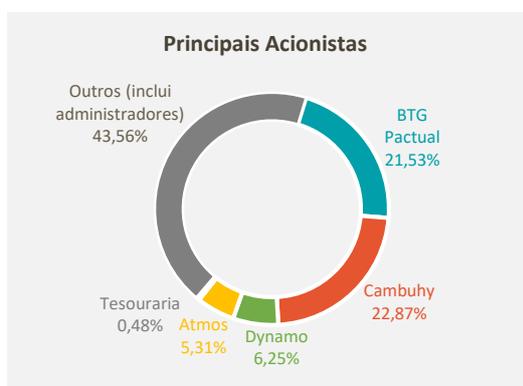
³ Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

Composição Acionária

Em 30 de novembro de 2021, foi realizado um aumento capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 300.964 ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia. Com isso, o capital social da ENEVA passou a totalizar 1.266.339.183 ações ordinárias, com 99,29% das ações em circulação.

A composição acionária no final de 2021 está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA 31 de dezembro de 2021



Eventos Subsequentes ao 4T21

Encerramento das negociações para aquisição do Pólo Urucu: em 28 de janeiro de 2022, a Eneva informou o encerramento, sem êxito, das negociações para a aquisição do Pólo Urucu, junto à Petróleo Brasileiro S.A., que tinham sido iniciadas em 01 de fevereiro de 2021.

Incorporação da Focus pela Eneva aprovada em AGE: em 04 de fevereiro de 2022, os acionistas da Companhia e da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus”) aprovaram, em suas respectivas Assembleias Gerais Extraordinárias, a incorporação da Focus pela Eneva II Participações S.A. (“Holding”), seguida pela incorporação da Holding pela Eneva S.A.

Início da operação comercial da 1ª unidade geradora da UTE Jaguatirica II: em 15 de fevereiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizou o início da operação comercial da primeira unidade geradora da UTE Jaguatirica II, com capacidade instalada de 48,653 MW.

7ª emissão de debêntures: em 17 de fevereiro de 2022, a Companhia informou a realização da sua sétima emissão de debêntures simples, não conversíveis, da espécie quirografária, em série única, no montante de R\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais), com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais), na data de emissão, com vencimento em 18 de maio de 2023.

Início da operação comercial da 2ª unidade geradora da UTE Jaguatirica II: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizou o início da operação comercial da segunda unidade geradora da UTE Jaguatirica II a partir de 11 de março de 2022, com capacidade instalada de 48,653 MW. Com a aprovação da declaração de operação comercial da segunda turbina, a planta passou a ter uma capacidade disponível total de 97,306 MW.

Conclusão da Incorporação da Focus pela Eneva: em 11 de março de 2022, a Eneva informou a efetivação da incorporação da Focus pela Eneva II Participações S.A., seguida pela incorporação da Holding pela Eneva S.A. Adicionalmente, comunicou o encerramento, nesta data, das negociações das ações da Focus na B3, sendo considerados acionistas da Focus que passarão a integrar a base acionária da Eneva aqueles que forem titulares de ações da Focus no encerramento do pregão desta data. A partir de 14 de março de 2022 as Novas Ações Eneva passaram a ser negociadas na B3.

Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

Em julho de 2021, a ENEVA publicou o Relatório de Sustentabilidade de 2020, que pode ser acessado pelo site de Relações com Investidores da Companhia.

Em fevereiro de 2022, no evento Eneva Investor Day 2022, a Companhia divulgou e apresentou os seus compromissos ESG. O vídeo com todas as apresentações do evento, incluindo a seção de Compromissos ESG, está disponível para visualização no site de Relações com Investidores da Eneva.

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação de seu Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao quarto trimestre e ano de 2021. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

Principais Indicadores ESG				
Esfera	Indicadores	4T21	2021	2020
Operações	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)	2156,5	2.156,5	2.156,5
	Carvão	725,0	725,0	725,0
	Gás	1428,0	1.428,0	1.428,0
	Renováveis	3,5	3,5	3,5
	Uso de combustível para produção de energia ¹			
	Carvão (ton/MWh)	0,8	0,8	-
	Gás (m ³ /MWh)	993,1	992,3	-
	Eficiência (%) ²			
	Itaqui	36,1%	36,5%	35,5%
	Pecem II	36,0%	36,1%	36,5%
	Parnaíba I	37,2%	35,0%	36,2%
	Parnaíba II	54,4%	54,0%	54,8%
	Parnaíba III	36,3%	36,0%	36,6%
Parnaíba IV	43,0%	42,0%	42,8%	
Meio Ambiente	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 [tCO2e] ³	2.057.689,0	7.346.526,0	4.605.710,0
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (eficiência) [tCO2e/MWh]	0,6	0,6	0,6
	Captação de Água Nova [m ³] ^{3 4}	4.777.892,0	16.264.631,0	11.127.983,7
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh]	1,4	1,3	1,4
	Consumo de Água Nova [m ³] ⁴	3.196.928,0	10.021.563,0	7.714.740,2
	Geração de Efluentes Industriais [m ³] ⁴	1.752.223,0	7.448.913,0	3.413.243,5
Saúde & Segurança ⁵	Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh]	0,5	0,6	0,4
	Fatalidades	-	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-	-
	Afastamento por acidente	0	9	8
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁶	0	0,6	0,6
Colaboradores	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	3,4	2,6	2,6
	Número total de colaboradores próprios	1127	1.127	960
	% de mulheres na força de trabalho própria	22,0%	22,0%	21,0%
	Turnover voluntário (%)	1,5%	1,3%	2,3%
	Número total de colaboradores terceiros	4566	4.566	6.247
Responsabilidade Social	Investimentos não-incentivados (R\$ M)	0,37	1,6	2,7
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M)	2,07	2,2	1,3
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$M)	0,2	1,8	1,5
	Investimentos Sociais COVID-19 (R\$ M) ⁷	-	4,1	23,4
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas	9	39	46

1 - Devido à representatividade da quantidade de combustível consumido para as atividades de geração de energia em relação ao total consumido pela companhia, optou-se por divulgar esse dado a partir do 1T21;

2 - Eficiência = $3.600 / \text{net heat rate}$;

3 - O aumento no terceiro trimestre deveu-se principalmente ao despacho integral das termelétricas a carvão;

4 - Dados aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P;

5 - Os números consideram apenas acidentes típicos;

6 - Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco;

7 - Considera investimentos e despesas totais (doações, materiais, serviços, testes e outros).

Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia.

DRE - 4T21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	857,5	587,1	(577,8)	866,8	862,3	194,1	0,2	(60,7)	1.862,7
Deduções da Receita Bruta	(84,7)	(90,6)	92,8	(82,6)	(88,1)	(15,1)	(0,0)	5,6	(180,2)
Receita Operacional Líquida	772,8	496,4	(485,0)	784,2	774,2	179,0	0,2	(55,1)	1.682,5
Custos Operacionais	(647,3)	(153,8)	485,0	(316,1)	(613,7)	(130,2)	(0,5)	55,6	(1.004,9)
Depreciação e amortização	(42,9)	(48,2)	-	(91,0)	(49,8)	-	(0,1)	-	(140,9)
Despesas Operacionais ¹	(8,1)	(35,0)	-	(43,1)	(7,5)	(3,5)	(100,0)	(4,0)	(158,2)
SG&A	(5,5)	(4,2)	-	(9,6)	(7,2)	(3,5)	(93,5)	(0,6)	(114,4)
Depreciação e amortização	(2,6)	(2,5)	-	(5,1)	(0,4)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(15,4)
Outras receitas/despesas	16,8	(0,5)	-	16,3	152,7	0,0	(1,5)	0,1	167,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	288,1	(288,8)	(0,7)
EBITDA ICVM 527/12	179,7	357,7	0,0	537,4	355,8	45,3	192,7	(288,8)	842,5
Resultado Financeiro Líquido	(63,8)	0,0	-	(63,8)	(63,7)	(39,7)	14,3	0,6	(152,2)
EBT	70,4	307,1	0,0	377,5	242,1	5,6	200,5	(291,6)	534,0
Impostos Correntes	(4,1)	-	-	(4,1)	(4,3)	(1,3)	(17,8)	-	(27,5)
Impostos Diferidos	(3,1)	-	-	(3,1)	(14,9)	(0,5)	1,3	-	(17,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	63,2	307,1	0,0	370,3	222,9	3,8	183,9	(291,6)	489,4

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

DRE - 4T20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	757,7	405,8	(404,1)	759,4	499,1	183,8	0,1	(103,9)	1.338,6
Deduções da Receita Bruta	(77,1)	(51,5)	80,0	(48,6)	(59,1)	(17,0)	(0,0)	9,6	(115,1)
Receita Operacional Líquida	680,6	354,3	(324,1)	710,8	440,1	166,8	0,1	(94,2)	1.223,5
Custos Operacionais	(505,0)	(104,0)	324,1	(285,0)	(330,0)	(147,7)	(0,5)	94,2	(668,8)
Depreciação e amortização	(31,5)	(42,7)	0,6	(73,5)	(48,9)	-	(0,0)	-	(122,4)
Despesas Operacionais ¹	(6,3)	(50,4)	-	(56,7)	(7,7)	(2,4)	(70,2)	(3,4)	(140,4)
SG&A	(6,2)	(6,3)	-	(12,4)	(7,4)	(2,4)	(63,8)	-	(86,0)
Depreciação e amortização	(0,1)	(4,7)	-	(4,8)	(0,3)	(0,0)	(6,4)	(3,4)	(15,0)
Outras receitas/despesas	(1,4)	0,7	-	(0,7)	56,3	0,0	(0,6)	(0,2)	54,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(0,1)	-	325,3	(325,6)	(0,4)
EBITDA ICVM 527/12	199,4	248,1	(0,6)	446,8	207,7	16,8	260,5	(325,8)	606,1
Resultado Financeiro Líquido	(22,9)	(0,1)	(0,0)	(23,1)	(59,2)	(18,5)	26,4	0,0	(74,3)
EBT	144,8	200,6	(0,0)	345,4	99,4	(1,7)	280,5	(329,2)	394,4
Impostos Correntes	(3,4)	(0,0)	-	(3,4)	(2,1)	(4,1)	2,1	-	(7,6)
Impostos Diferidos	(12,4)	-	-	(12,4)	36,9	22,7	252,3	-	299,5
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)
Resultado Líquido	129,0	200,6	(0,0)	329,6	134,1	16,8	534,9	(329,0)	686,5

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

DRE - 2021 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	3.011,6	1.691,0	(1.675,0)	3.027,6	2.309,4	603,1	0,9	(285,3)	5.655,7
Deduções da Receita Bruta	(312,5)	(241,1)	296,9	(256,7)	(247,9)	(52,9)	(0,1)	26,4	(531,3)
Receita Operacional Líquida	2.699,1	1.449,9	(1.378,1)	2.770,9	2.061,5	550,2	0,8	(259,0)	5.124,4
Custos Operacionais	(2.278,0)	(476,6)	1.378,1	(1.376,5)	(1.558,2)	(504,8)	(1,8)	259,5	(3.181,7)
Depreciação e amortização	(170,9)	(179,4)	-	(350,3)	(197,1)	-	(0,1)	-	(547,5)
Despesas Operacionais ¹	(42,8)	(130,3)	-	(173,1)	(24,9)	(10,3)	(322,0)	(14,4)	(544,8)
SG&A	(32,6)	(27,7)	-	(60,3)	(23,5)	(10,3)	(296,1)	(0,7)	(390,9)
Depreciação e amortização	(10,2)	(10,0)	-	(20,2)	(1,4)	(0,0)	(26,0)	(13,7)	(61,3)
Outras receitas/despesas	20,3	(1,0)	-	19,3	160,2	0,0	14,8	0,3	194,6
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	709,0	(709,8)	(0,7)
EBITDA ICVM 527/12	579,8	1.031,4	0,0	1.611,2	837,1	35,2	426,8	(709,7)	2.200,7
Resultado Financeiro Líquido	(100,3)	0,1	-	(100,2)	(150,7)	1,1	62,7	0,6	(126,5)
EBT	298,4	842,0	0,0	1.140,4	487,9	36,2	463,5	(722,7)	1.405,3
Impostos Correntes	(16,4)	-	-	(16,4)	(15,8)	(1,3)	(72,3)	-	(105,9)
Impostos Diferidos	(36,6)	-	-	(36,6)	(56,2)	(10,9)	(22,4)	-	(126,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	245,4	842,0	0,0	1.087,4	415,9	23,9	368,8	(722,7)	1.173,3

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

DRE - 2020 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	2.023,8	899,2	(895,0)	2.027,9	1.322,0	539,6	0,3	(334,6)	3.555,2
Deduções da Receita Bruta	(204,1)	(107,5)	166,8	(144,8)	(148,1)	(49,9)	(0,0)	31,0	(311,9)
Receita Operacional Líquida	1.819,7	791,7	(728,3)	1.883,1	1.173,9	489,7	0,3	(303,7)	3.243,3
Custos Operacionais	(1.268,8)	(251,2)	723,8	(796,2)	(803,4)	(447,8)	(1,6)	303,7	(1.745,4)
Depreciação e amortização	(118,0)	(118,2)	6,4	(229,8)	(189,4)	-	(0,0)	-	(419,2)
Despesas Operacionais ¹	(26,0)	(171,4)	-	(197,4)	(24,2)	(7,3)	(205,9)	(13,7)	(448,5)
SG&A	(25,6)	(20,0)	-	(45,6)	(23,4)	(7,3)	(180,2)	-	(256,4)
Depreciação e amortização	(0,4)	(22,2)	-	(22,7)	(0,8)	(0,0)	(25,7)	(13,7)	(62,9)
Outras receitas/despesas	(20,9)	5,5	-	(15,4)	60,9	0,0	30,0	0,6	76,1
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(0,1)	-	686,7	(695,3)	(8,8)
EBITDA ICVM 527/12	622,4	515,1	(10,9)	1.126,6	597,3	34,6	535,2	(694,7)	1.598,9
Resultado Financeiro Líquido	(94,7)	(3,0)	4,5	(93,3)	(207,4)	(2,2)	3,2	-	(299,7)
EBT	409,2	371,7	(0,0)	780,9	199,7	32,4	512,6	(708,4)	817,1
Impostos Correntes	(21,4)	(0,0)	-	(21,4)	(3,1)	(8,5)	(0,8)	-	(33,9)
Impostos Diferidos	(51,6)	-	-	(51,6)	0,4	21,7	252,7	-	223,3
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(1,1)	(1,1)
Resultado Líquido	336,1	371,7	(0,0)	707,8	196,9	45,6	764,5	(707,3)	1.007,6

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream