

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

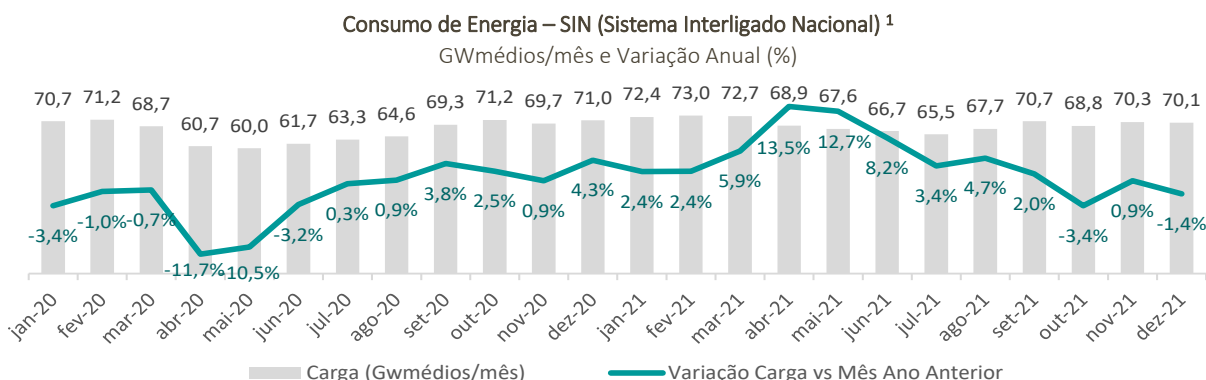
Obs: Dados de geração do trimestre atual das usinas referem-se às provisões feitas com base em medições realizadas internamente, que posteriormente são apuradas e divulgadas pela CCEE.

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

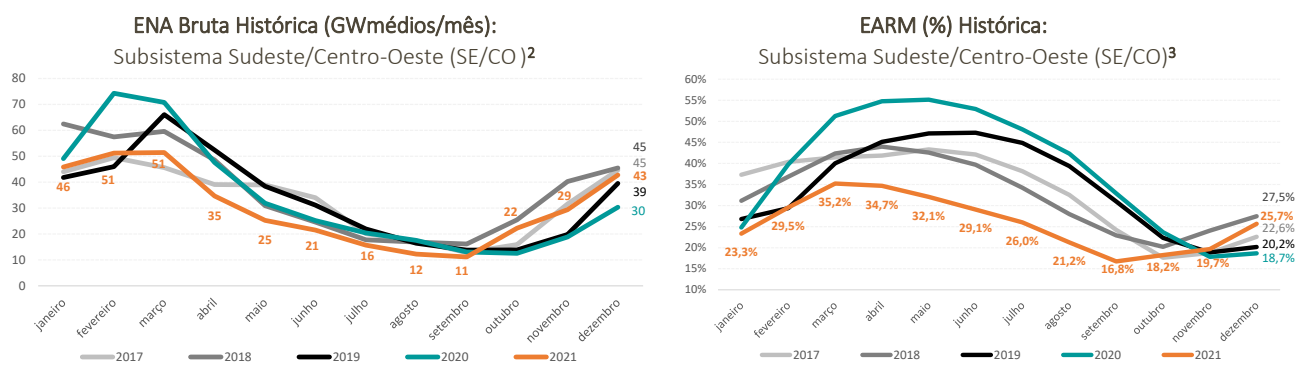
Contexto Setorial: Melhoria do cenário hidrológico ao longo do 4T21 reflete em aumento do nível de armazenamento dos reservatórios e reduz necessidade de despacho termelétrico ao final do trimestre

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.



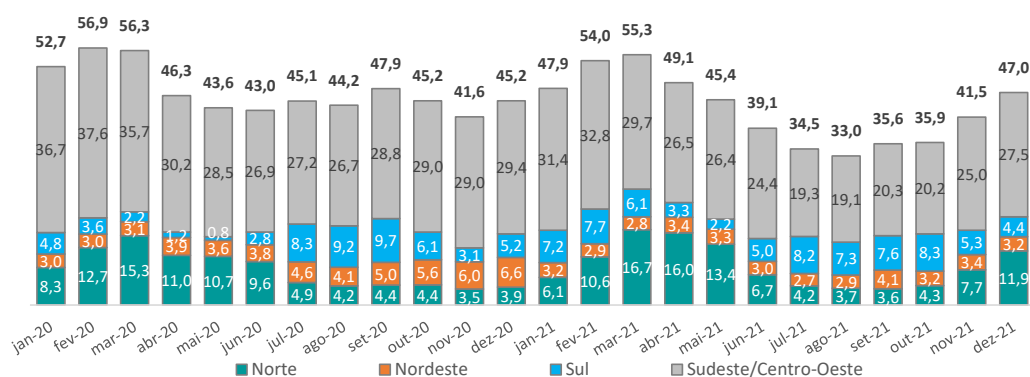
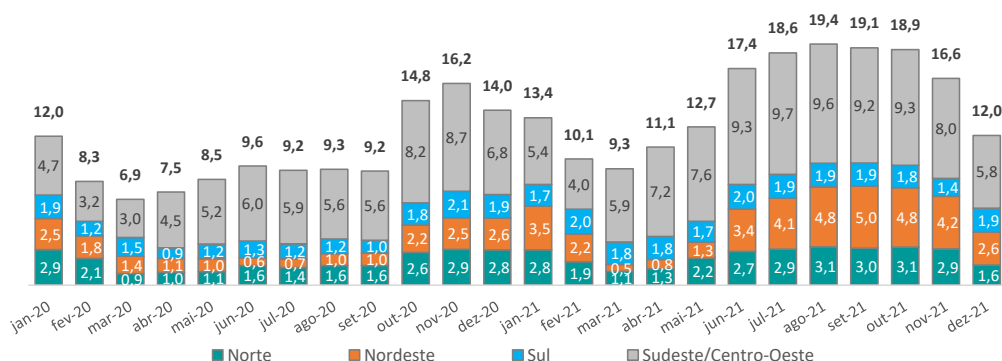
¹ Fonte: Dados históricos até nov/21 disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em:

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


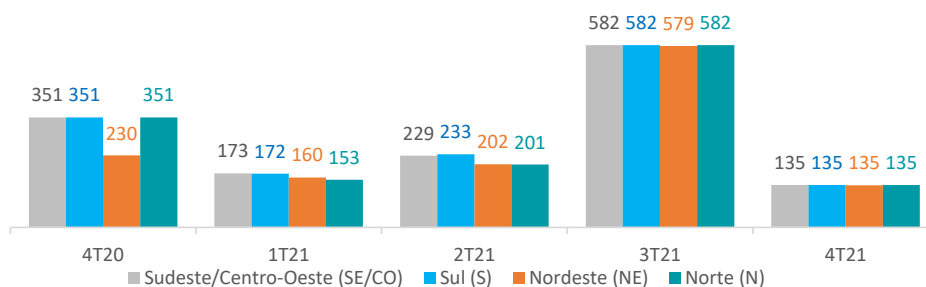
Nesse contexto de melhoria do cenário hidrológico, o PLD regrediu significativamente a partir de outubro, passando de níveis próximos ao teto estrutural (R\$ 583,88/ MWh) ao longo do 3T21 para valores próximos ao piso regulatório de R\$ 49,77/MWh em dezembro de 2021, em todos os submercados.

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:

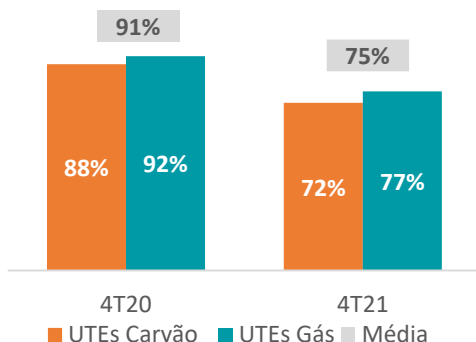
- Despacho ainda forte no trimestre apesar da redução do PLD, com desligamento de todas as usinas em meados de dezembro

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.

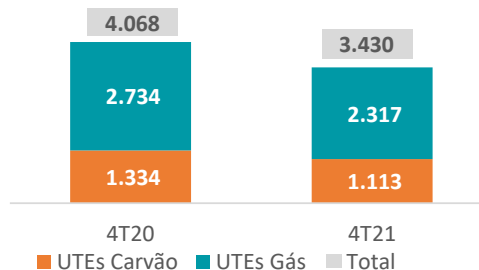
A UTE Parnaíba II gerou por inflexibilidade nos meses de outubro e novembro, seguindo os seus parâmetros contratuais

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.

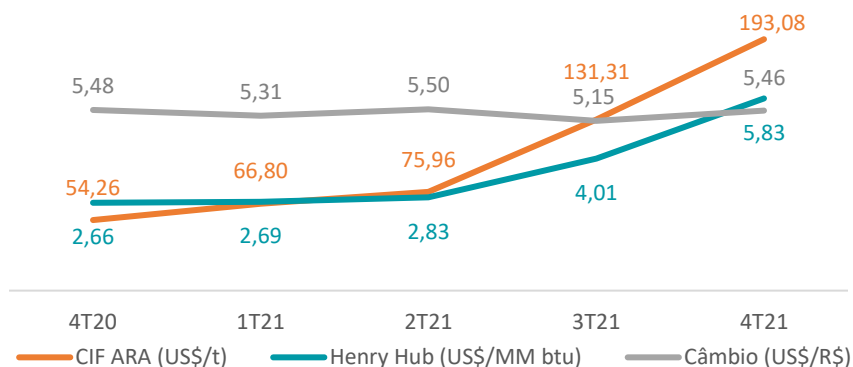
CVU (R\$/MWh)							
Valores médios trimestre	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	171,0	168,0	181,5	236,0	356,5	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	84,4	85,7	85,7	85,7	91,4	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	228,7	232,3	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.

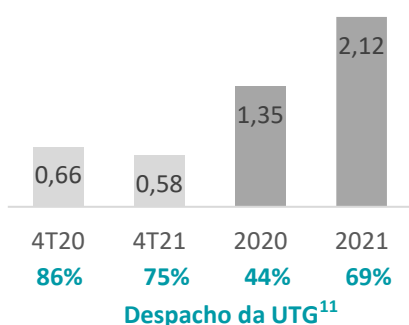
⁸ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e é indexado ao preço de combustível, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente 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 secos¹	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 Total²	1.677,7	1.896,3	(218,5)	1.677,7	1.896,3	(218,5)
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados²	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 - Upstream	(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%
Varição 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-Jaguarica 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.

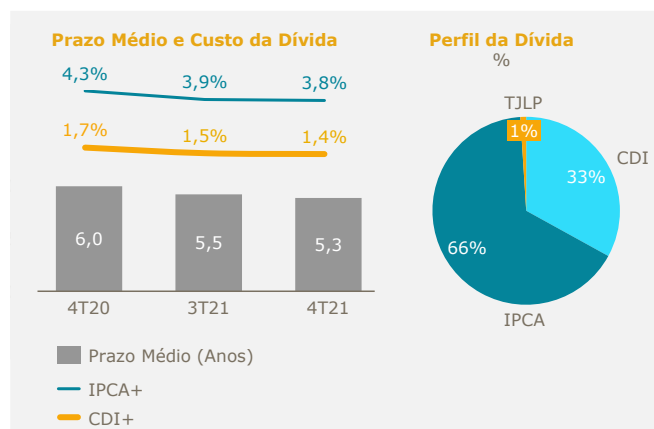
Adicionalmente, nas UTEs Parnaíba I e Parnaíba II, os montantes de R\$ 11,1 milhões e R\$ 13,1 milhões, respectivamente, foram referentes ao cumprimento dos marcos contratuais de longo prazo com a GE, relacionados às manutenções preventivas das turbinas *Hot Gas Path* (HGP).

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.

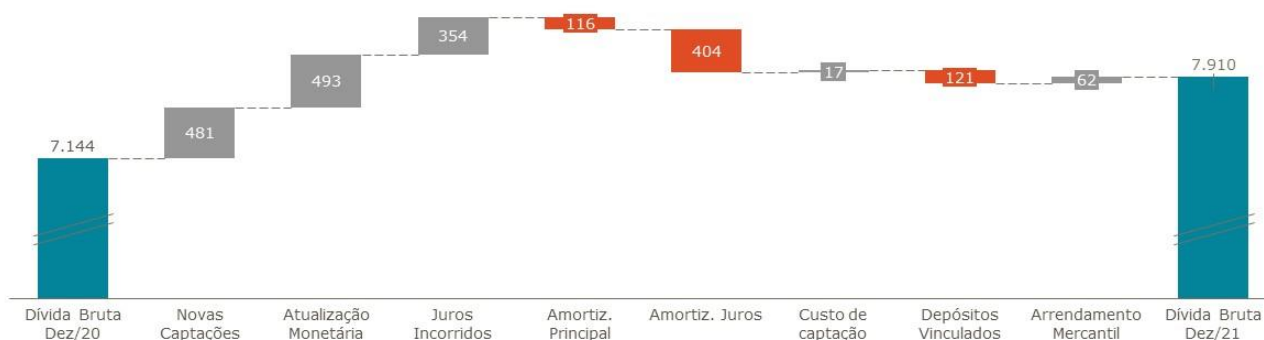
Endividamento

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

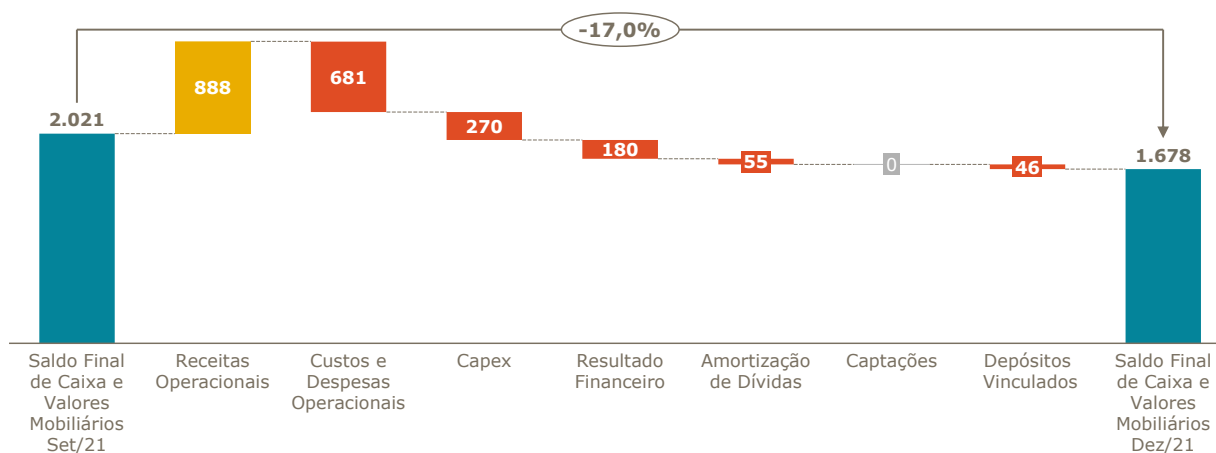
(R\$ milhões)



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.

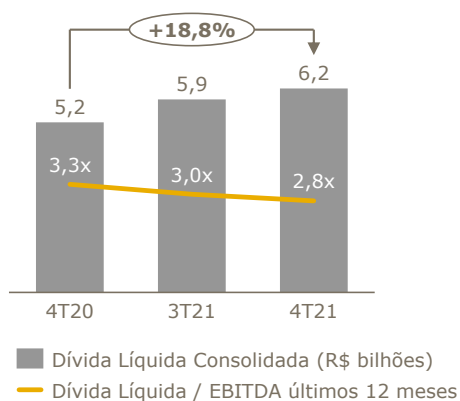
Em dezembro de 2021, a Companhia anunciou a subscrição da 1ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Focus, no valor total previsto de até R\$ 1.500 milhões. Os recursos das debêntures serão utilizados, exclusivamente, no pagamento de certos custos relacionados à obra do Projeto Futura, à 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)



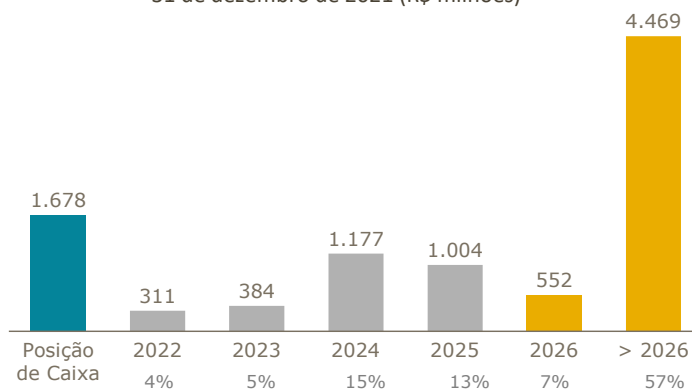
A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 6.232 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA de 2,8x nos últimos 12 meses.

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.

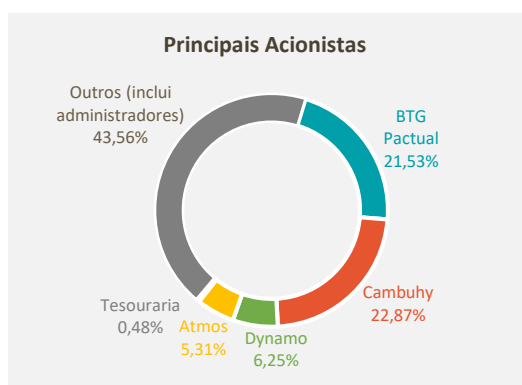
³ Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

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 = $(\text{quantidade de acidentes} \times 1.000.000) / \text{homem-hora exposto ao risco}$;

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

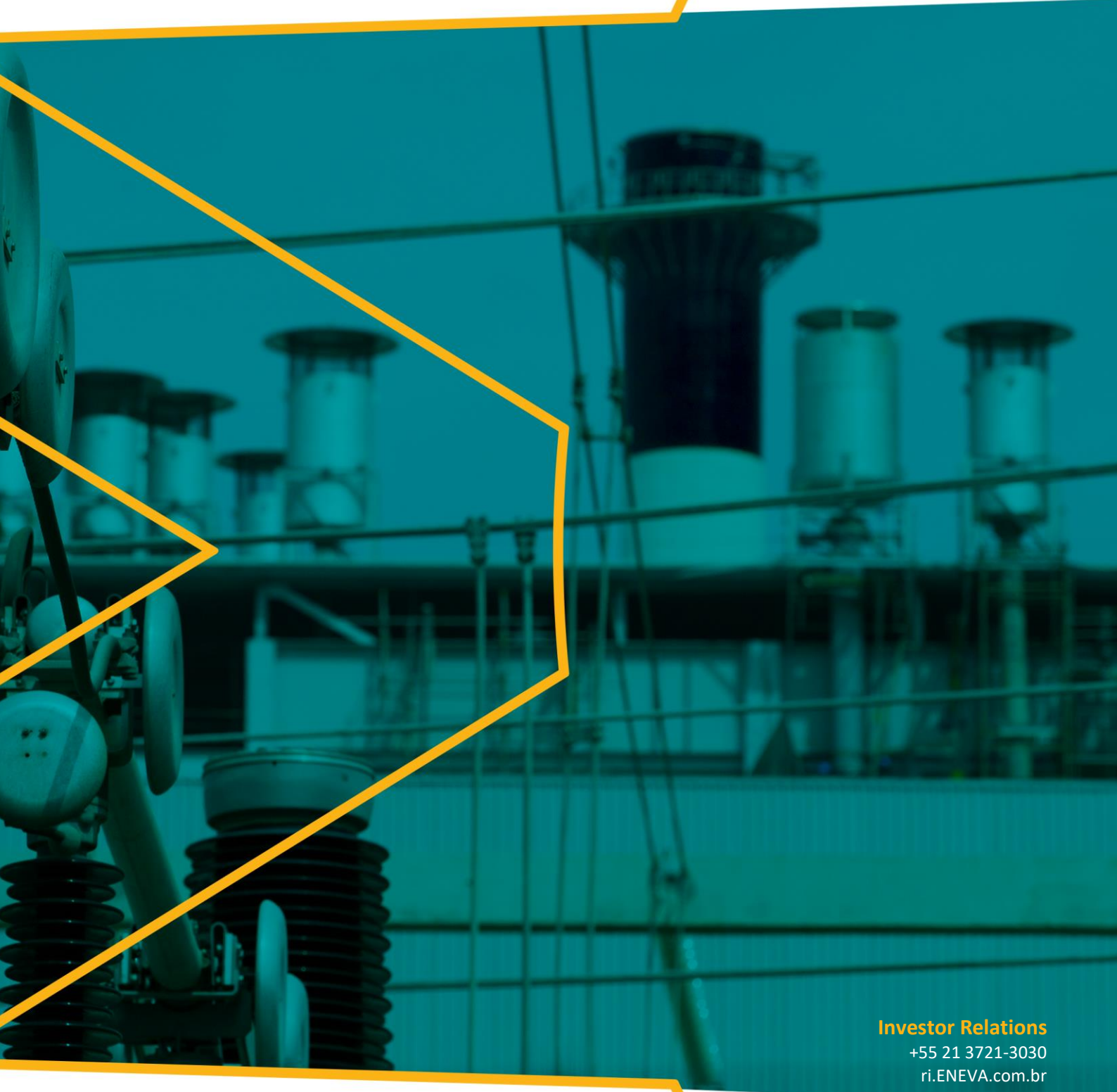
DRE - 2021 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	3.011,6	1.691,0	(1.675,0)	3.027,6	2.309,4	603,1	0,9	(285,3)	5.655,7
Deduções da Receita Bruta	(312,5)	(241,1)	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

EARNINGS RELEASE
4Q21



Investor Relations

+55 21 3721-3030

ri.ENEVA.com.br

4Q21 Results Conference Call



Tuesday, March 22, 2022

11:00 a.m. (Brasília time) / 10:00 a.m. (US ET)

[Click here](#) to register for the conference call.



IBOVESPA B3

ENEVA Discloses Results for the Fourth Quarter of 2021

EBITDA of R\$860 million in 4Q21, an all-time high for the Company, mainly driven by higher energy prices in the regulated market and the impact of the reversal of impairment at Itaqui

Rio de Janeiro, March 21, 2022 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), an integrated power generation company with supplementary businesses in electric power generation and hydrocarbon exploration and production in Brazil, announces today the results for the three-month period ended December 31, 2021 (4Q21). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

Highlights

- Adjusted EBITDA reached R\$860 million, up 40% over 4Q20, the highest quarterly EBITDA in the Company's history. This growth was mainly driven by the substantial increase in the CVUs of coal-fired plants and the Parnaíba I TPP, the increase in the fixed margins of the plants and the reversal of impairment at Itaqui;
- Cash and cash equivalents totaled R\$1.7 billion at quarter-end and the net debt/LTM EBITDA ratio, in the last 12 months was 2.8x;
- New gas reserves (2P) totaling 6.88 billion m³ were certified in December 2021, 5.60 billion m³ of which, in the Parnaíba Basin, with the incorporation of the new reserves of the Gavião Belo field, and 1.28 billion m³ in the Amazonas Basin, with proof of extension of the Azulão field. Considering the accumulated annual production of 2.15 billion m³, the reserve replacement ratio, taking into account Parnaíba and Azulão, totaled 321%, while Parnaíba's reserve replacement ratio rate alone was 264%;
- In December, ENEVA entered into an agreement for the acquisition of Focus Energia. With a pipeline of approximately 3.9 GWp in renewable projects, including Complexo Solar Futura 1, a solar power plant under construction, with a capacity of 870MWp, Focus will also strengthen Eneva's trading activities. The merger was completed on March 11, 2022, with closing of trading of Focus's shares on B3;
- We were successful at the Capacity Reserve Auction held in December 2021, with the sale of ballast from the Azulão TPP (295MW) and the Parnaíba IV TPP (56MW), adding fixed revenues as of July 2026.

Main Indicators	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Net Operating Revenues	1,682.5	1,223.5	37.5%	5,124.4	3,243.3	58.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	842.5	606.1	39.0%	2,200.7	1,598.9	37.6%
EBITDA excluding dry wells ¹	859.7	614.7	39.9%	2,256.3	1,616.9	39.5%
EBITDA Margin excluding dry wells	51.1%	50.2%	0.9 p.p.	44.0%	49.9%	-5.8 p.p.
Net Income	489.4	686.5	-28.7%	1,173.3	1,007.6	16.4%
Investments	388.3	629.9	-38.4%	1,747.5	2,272.4	-23.1%
Operating Cash Flow	315.8	264.7	19.3%	1,297.1	1,292.0	0.4%
Net Debt (R\$ Bi)	6.2	5.2	18.8%	6.2	5.2	18.8%
Net Debt/EBITDA LTM ²	2.8	3.3	-13.7%	2.8	3.3	-13.7%

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

² Calculated considering the accumulated EBITDA according to the guidelines of ICVM 527/12 of the last 12 months.

Message from Management

Dear Fellow Shareholders,

As always, **the purpose of this letter is to reflect on our strategic progress and capital allocation effectiveness over the past year and describe our ambitions for the coming years.** We think our letters serve as a critical tool to provide a qualitative narrative to help understand our quantitative results and prospects. All statements, as well as those that we will report to you in the future, stem from drivers often difficult to quantify, namely the fundamental values by which we manage Eneva. This year's letter is slightly longer than usual as we wanted to take you on a longer journey up to 2030.

As we look to the chapter that comes after the pandemic, we are optimistic about the long-term prospects. **We operate in a market that is undergoing a multi-decade shift, from a centralized regulated environment to a more customer centric one, where technology and adaptability will become key enablers of successful strategies.** The long-term trend toward a more consumer centric energy market has accelerated, and we have the strategy, projects, capital, and momentum to capture the opportunity in front of us. We are seeing positive results from the work we were doing prior to and through the pandemic. **As we build our portfolio, customers will have the ability to choose from a vast combination of products and product attributes of accessible and reliable energy.**

We believe the world is at the beginning of a 30-year movement to net-zero carbon. This transition will affect virtually every business in every country. China, currently one of the largest generators of electricity from coal, has recently committed to being net-zero carbon across its entire economy before 2060. The new U.S. administration has committed to clean energy by 2035, and the EU, the U.K. and Canada are all accelerating their energy transitions. There is now no disputing that the world overall is moving from fossil fuels to lower carbon energy—renewables, nuclear energy and potentially hydrogen.

On the other hand, the ongoing global energy crisis, the stronger than expected winter weather, and the release of pent-up pandemic demand have sent nations scrambling to stockpile fossil fuels, a move that indicates a surge in global carbon dioxide emissions last year – in the opposite direction of the global trend. Another factor that could spur emissions growth is new skepticism over renewables in the face of the energy crisis. **Disruptions seen last year, in both the US and Europe, and the recent war in Ukraine have sparked the debate about the impact of the world's transition to cleaner power.**

In theory, what should happen is that fossil fuels should receive appropriate capital for the next 1-2 decades, until an alternative energy is competitive enough and widespread enough to be able to replace fossil fuels in their entirety. As such, any push to outsource all fossil fuels today with a green sector that is unable to pick up the baseload energy generation will lead to extremely difficult times.

We continue to believe that natural gas will play an important role in this energy transition, and potentially serve as a bridge to hydrogen – or many other alternatives that may surge, such as CO₂ sequestration and underground storage, which is also developing and may play an important role in thermoelectricity generation with close to zero emissions. The early adopters of these emerging technologies may not only contribute to the energy landscape transition but may also develop competencies that will turn into new businesses not seen today. Rest assured, when we acquire or invest in new assets, we will be laser focused on the duration of cash flows, and we will operate them with their contributions to the transition to net-zero carbon in mind and with plans to ensure they continuously do better. **We believe the operating experience we have gained in operating carbon-intensive assets will make us better owners of many of these assets and support us in our mission to lead a fair and inclusive transition providing energy that generates value.**

2021 was an extraordinary year by any measures. We ended the year with the best quarter on record. Given the difficult environment and the amazing year, that says a lot for our business. Despite the turmoil and disruption, our capital allocation and business model showed through. We achieved **record EBITDA of R\$ 2.3 billion (40% up from 2020)**, reached a **reserve replacement ratio (RRR) of 264% at the Parnaíba basin and added 1.3 Bcm of gas 2P reserves to our Azulão asset** (in Amazonas). It was also a year marked by the diversification of our portfolio through the **acquisition of Focus, positioning Eneva as the country's largest solar energy player with a growth portfolio of 3GW in renewables**. We were also successful in our bids in the energy capacity auction, **contracting 295MW of additional energy capacity in Amazonas** – thus expanding the R2W to another basin – and **re-contracting Parnaíba IV**. Those opportunities were powerfully presented to us this year, and I am proud of how we stepped up. We discuss these themes later in this letter.

We strive to make Eneva a place where our shareholders earn good returns on their capital and continue to want to provide us with the required capital (if needed) to make what we do possible. While we earned positive comprehensive earnings and cash-flows, and demonstrably increased the economic value of the company, our shareholders did not see those returns show up in the share price in 2021 – our share price decreased 9%, compared to -12% in the Bovespa index. That can be expected to happen from time to time due to overall market volatility. We make no attempt to predict how security markets will behave; successfully forecasting short term stock price movements is beyond our capabilities. In the longer run, however, we feel that many of our major investments are going to be worth considerably more money than we paid, and that investment gains will add significantly to the operating returns. If we were a private company, we would simply report our value calculation and the metrics behind it. You would likely have been thrilled. We were.

Given the challenging mixture of interest rate swings, inflationary pressures, and emerging opportunities in our current economy, making sound decisions related to capital structure has become more important than ever. **Our capital structure and balance sheet are tailored to keep the cost of capital low and to maximize capital availability for deployment in long term value creation opportunities.**

On the liability side, we manage our leverage to lower the cost and maximize availability of borrowing for future opportunities, while managing ROE not to fall too low from deleveraging. We have reached peak leverage levels of 3.4x net debt / EBITDA in 2Q21, starting its descent to reach 2.8x by end of 4Q21.

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

Up until now the absence of dividend maximizes our ability to bear and rapidly pay down debt providing the needed flexibility to grow. **As our projects mature and we attain significant free cash flows in 2022 we will be able to pursue the “growth trilemma”** (see 2020 letter to Shareholders) and put in place a dividend policy. We will work towards leverage targets, achieved through (i) adherence to 4x net debt / EBITDA threshold in M&A; (ii) disciplined paydown following balance sheet stretches; and (iii) opportunistic buybacks to prevent excessive deleveraging.

On the equity side, we have attracted a shareholder base that sees merit in our opportunistic M&A approach and entrusts management's ability to generate value over time. Creative and opportunistic funding decisions are made both in and out of the context of project finance and M&A: in anticipation of need for capital, we might engage in opportunistic capital market transactions to raise capital (including

debt, equity, hybrids) and/ or lock financing when conditions are favorable, even in absence of immediate capital need.

Diversification among specialization creates value and resilience for Eneva. The world continues to change at an accelerating pace, and we do not know what lies ahead. We do know, however, that some businesses of today will not exist in the future, even if they are the very best at what they do. We need to be able to adapt and change our existing businesses to meet the needs of a changing world. We also need to continue to pursue accretive new business opportunities as we have since our Re-IPO, 5 years ago. To maximize the efficacy of capital allocation in our diversification strategy, we survey a broad range of investment opportunities. Our approach has been to make relatively few but high-quality transactions. Of course, with fewer transactions, knowledge and value per transaction must be exceptional. This is the case on our recent acquisition of Focus.

Focus Acquisition: Diversification among specialization

Evolution of the portfolio is one of the core principles of Eneva's capital allocation framework. As a first step we identify the financial characteristics (growth, cash generation and transformational M&A optionality) and strategic fit we desire the aggregate portfolio to exhibit. Each acquisition target is considered in terms of its ability to fulfill components of this criteria. These considerations, in conjunction with valuation, are the primary drivers of our portfolio evolution.

Focus' business can be divided in three main segments: energy trading, power generation and distributed energy. **The combination of assets enhances our asset backed trading business model and leverages Eneva's energy trading/commercialization capabilities in the free market, to reach 1.4 GW.** On power generation, **the implementation of Futura 1 would position ourselves as one of the leading companies in Brazil in the solar energy segment**, with further potential capacity increase and market consolidation (Futura 2 and Futura 3) of approximately 3GW – out of an expected regulated market capacity increase of 5.3GW (171%) until 2030. Focus acquisition also broadened our M&A opportunity set, creating competitive advantages to participate in renewables inorganic opportunities and to develop our own portfolio of projects.

From a strategic perspective the acquisition enables a diversification into consumer trends of green energy/ hydrogen and distributed energy production. With the potential long-term shift of energy into renewables we have to be ready to adapt as changes in consumer behavior, and the consequent energy transition phase, might happen faster than we expect.

Focus acquisition consisted in a deal structure with a cash component of R\$715 million and 17 million in Eneva shares (at R\$22 per share). One might question if we believe (and we do) that our market capitalization is below our intrinsic value and that we have the required balance-sheet capacity, why use shares? The reasons are twofold: 1) the equity component was equivalent to the minimum amount necessary to describe the transaction as an incorporation of shares, thus avoiding higher execution risks and additional costs; and 2) adherence to our 4x net debt / EBITDA threshold in M&As and cautiousness, especially considering dispatch uncertainties we foresaw in 2022 (which proved to be right as we now do not see any dispatch from our TPPs in the first half of the year).

Considering the acquisition price, revised timeline for project implementation and associated capex reviews, we anticipate delivering an expected return of approximately inflation plus 16% to shareholders. If we were to consider the potential upsides of re-leveraging (considering Eneva's lower cost of debt), tax shield and SG&A reductions we could easily boost returns to low 20s – without taking into consideration the implementation of Futura 2 and Futura 3 and potential cost of equity re-rating for Eneva. In short, we are very happy with the transaction and expect good prospects.

The Saga of Urucu: Commodity Cycles and Discipline in Capital Allocation

For more than a year we have engaged in negotiations with Petrobras regarding the acquisition of Urucu, and before we address the transaction and deal rationale let me take a step back and address two topics that will provide you with a better understanding of the outcome and our decision rationale: 1) commodity cycles; and 2) discipline in capital allocation.

In the past, commodity assets were generically unpopular in capital markets because of their cyclicity and analysts' inability to forecast short term results. Which meant they (the analysts) didn't look good! In reality, commodity assets provide a good return over the cycle. But sometimes you must wait a bit, and depending on the timing of the business cycle, forecasts become inflated, prices get bubbly, not enough rigorous analysis is carried out, and bad decisions are made.

We have always talked about our discipline in capital allocation. We are happy to pay a fair price. If it's fair, on a risk adjusted basis, then both buyer and seller get a sensible deal. On occasion, the price will inflate due to strong demand, at which point we will defeat. This was one of the reasons that we have walked-away from Urucu transaction – at least for now.

We have mentioned before that having the strength to walk away from a deal is helped by having choices. To give some perspective of quantum here, we have bid over R\$ 20 billion on deals in the last two years. We look at lots of deals. We genuinely believe that the more deals you look at, the better deals you do. This gives you better perspective and less tendency to get wedded to a transaction. And there goes the discipline in capital allocation. With the current deal pipeline, we must be selective, i.e., we have to make choices.

We have always highlighted the importance of the acquisition of Urucu in the consolidation of our growth strategy in the north region of Brazil. If we were to be successful in the transaction, we would have access to a significant amount of onshore oil reserves, which, if monetized correctly, would enable the further development of infrastructure to monetize stranded gas reserves of approximately 16 Bcm related to Urucu asset.

Along negotiations of Urucu we had the opportunity of consolidating our knowledge about the asset, either through direct engagement with Petrobras or better understanding of current operations and geology. Also, as time went by, oil prices spiked by approximately 100%; **we developed alternative strategies for the monetization of Juruá field; and incurred in an increase in Azulão certified 2P reserves of 100% (at 7.1 Bcm) – with potential 3P reserves of 11,8 Bcm** –, compared to initial figures.

In economics, one of the first principles taught in Econ 101 is the understanding of opportunity costs. Opportunity costs represent the potential benefits an individual, investor, or a business misses out on when choosing one alternative over another. Because opportunity costs are, by definition, unseen, they can be easily overlooked. Understanding the potential missed opportunities when we choose one investment over another allows for better decision-making.

The opportunity cost of acquiring Urucu asset at Petrobras' ask price is the ability (and associated capital) to accelerate the exploration campaign and develop our reserves (already acquired) in Amazonas. Considering current commodity market conditions, prospects of our exploration campaign and time to market of gas reserves, this opportunity cost was too high! **Despite the alignment with the company strategy and the potential levers to be deployed, we foresee better ways of allocating our capital on a risk-adjusted basis.** According to our economic models, if we were to agree with the sellers price, there was only a 10% chance of oil production surpassing forecasted levels – i.e, 90% of production ending up

lower than initially estimated – and a 5% chance of our intrinsic value surpassing the sellers price. It doesn't look like a fair deal.

Having said that, we believe that might be a better window opportunity in the future. According to Petrobras, the company expects to launch a new process for the sale of Urucu by the end of 2022 or beginning of 2023. A closing deal is not expected sooner than 2024, when asset oil production of Urucu will continue to decline through a steeper curve if revitalization investments are not carried out. Bearing in mind that our main interest was centered on the possibility of monetizing excess gas reserves and the fact that the value of the remaining oil reserves and forecasted production will be reduced, competition from pure oil producers should be lower, and we might have an even better buying opportunity. Although we try to be as quantitative as possible, not all of our important decisions can be made in the enviable, math-based way. Though data, analysis, and math play a role, the prime ingredient in some decisions is judgment.

We will continue to search for logical extensions of our present operations, and also for new operations which will allow us to continue to employ our capital effectively.

A Recap of 2021

It has been another year of dynamic, challenging conditions due to the pandemic. We have all faced enormous obstacles, some continuing, some just emerging. I'm very proud of how we delivered: pragmatic about the near-term challenges ahead, and resolute about what we can accomplish over the long term.

We enjoyed a very good year in 2021. Once again, the beginning of the rainy season arrived later than expected, indicating higher dispatch volumes for our thermal power plants (TPPs). In addition to **higher dispatch levels (72% in 2021 compared to 45% in previous year)**, net revenues were also positively impacted by an increase in CIF/ARA, higher Henry Hub prices and a depreciation of Brazilian reais against the US dollar. The indexation of our long-term contracts to IPCA (local inflation index) provides a natural hedge to inflation spikes and have also contributed to a **surge in net revenues of 58%, on a YoY basis.**

Our **EBITDA reached record levels of R\$2.3 billion in 2021**, representing an **increase of 40% on a YoY basis.** A more diligent investor would claim that this result might have been even better if it were not for an increase of 56% in SG&A! Growing a business is exciting, and spending money is a way to fuel that growth. But if we can learn anything from the WeWork debacle, it is that spending strategically is the only way to scale sustainably. If you allocate capital unwisely, your short-term gains might falter over time, and the business could come tumbling down.

Knowing when to ramp spending up and down can be a difficult balancing act. You might increase your headcount, which not only means additional salaries, but also more real estate and tools to support new employees. Shortly after, you may realize that expenses are out of control, and you need to slow down spending. Then, it's time to grow again. Adjusting to fast-changing conditions is key. But prioritizing speed doesn't need to mean sacrificing robust control over spend. In fact, enabling proactive controls and real-time visibility can increase our agility.

We have full awareness of where we are spending, how we are spending, but even more important, why we are spending. Out of R\$135 million increase in SG&A, approximately 46% resulted from maturity and disbursement of our long-term incentive plans – well spent money, considering the performance of our shares and the results delivered over the past three years. I see this more as an investment in human capital rather than an expense. M&A related expenses (legal and consulting services fees) accounted for another 14% of the increase and reflect the strong activity on our pipeline. Headcount increase, resulting

from organic growth projects we have in our portfolio (Azulão-Jaguatirica and PV) and from a small “excess capacity” in our people pipeline, represented another 23% of the SG&A increase. Rest assured that we will maintain our philosophy of tight control of expenses, as in the end it is up to all of us to fight our unrelenting enemies—complacency, overconfidence, and conceit.

Our cash conversion rate decreased from 80% in 2020 to approximately 57% in 2021, as we ended the year carrying higher levels of coal stockpiles, expecting dispatch levels in 2022 to be similar to those observed in 2021 – an assumption that as of today we don’t expect to happen. Operating earnings (NOPAT) amounted to a highly satisfactory 13.6% of end-of-year average shareholders’ equity, reaching R\$1.360 billion. Our return on equity remained at the same levels of 2020, at approximately 13.5%, positively impacted by higher equity turnover (at 60%) but negatively impacted by a decrease in net margins (from 31% to 23%; mainly impacted by higher effective tax rates).

Net profits reached R\$1.173 billion, representing a YoY increase of 17%. We ended the year with a **cash position of R\$1.7 billion and net debt/EBITDA ratio of 2.8x.** We disbursed R\$ 480 million in loans from BNB and BASA for Parnaíba V and Azulão-Jaguatirica projects, further strengthening the company’s cash position to fund ongoing investments. Our **free cash flows (FCF) reached R\$737 million**, amidst total investments of R\$1.7 billion, compared to FCF of R\$ 613 million realized in 2020.

Capex execution of our two main capital projects remained on track – with minor adjustments considering the delays attributed to COVID matters. By the end of 2021 we had already executed 99% of Azulão-Jaguatirica project infrastructure, with Azulão gas field and LNG infrastructure being fully commissioned in November and Jaguatirica TPP CoD on February 2022. Despite the six months delay due to COVID related issues, we are extremely pleased with results produced, considering the complexity of project and the new business venues it provided us. Until December 2021 we had already sent more than 400 LNG cargos from Azulão, in Amazonas, to Jaguatirica, in Roraima. **As of today, we were the only company to deliver on the obligations of 2019 isolated system energy auction.** Regarding Parnaíba V, the project is on track with 91% of physical adherence and CoD expected for second half of 2022. We have already completed the retrofit activities for all boilers, the hydrostatic tests of boilers 32, 31 and 22 and the mechanical assembly of cooling tower.

Patience as a virtue in the infinite game

“Long-term thinking is both a requirement and an outcome of true ownership.” Jeff Bezos

Patience is a virtue, especially for long term investors in a capital-intensive business as ours. But today more than ever, patience is becoming a forgotten virtue. Our individualistic and materialistic society values ambition and action above all else. Waiting, even for a very short time, has become so unbearable that much of our economy is geared at eliminating “dead time”. But the time value of the embedded option in waiting, in some cases, might be significantly large!

Patience can be regarded as a decision-making problem under uncertainties: eat up all the grain today, or plant it into the ground and wait for it to multiply. Unfortunately, human beings evolved not as farmers but as hunter-gatherers, and have a strong tendency to discount long-term rewards at extremely “high rates”. I recently read about patience & short-sightedness in the Stanford marshmallow experiment, a series of studies on delayed gratification developed in the late 1960s and 1970s. Conducted on hundreds of 4 and 5-year-old children, the study involved a simple binary choice: eat this marshmallow or hold back for 15 minutes to be given a second marshmallow. Having explained this choice to a child, the experimenter left the child alone with the marshmallow for 15 minutes. Follow-up studies carried out over 40 years found that the minority of children who had been able to hold out for the second marshmallow went on to enjoy significantly better life outcomes. In 2012, researchers at the University

of Rochester replicated the marshmallow experiment. But before doing so, they split the participating children into two groups, exposing the first group to unreliable experiences in the form of broken promises, and the second group to reliable experiences in the form of kept promises. What they found is that the children from the second group (exposed to reliable experiences) waited an average of four times longer than the children from the first group.

Being patient provides you with the ability to zoom out. From our brain perspective what you see (or sense) is truly what you get. A larger view of a situation or problem isn't always easy, but it's always helpful in recognizing that very few parts of our lives are uncomplicated and that decisions never happen in isolation. Like a good Dungeons & Dragons game (a roleplaying game for those less familiar!) everything we do informs what comes next (like an infinite game). Unlike this game though, we can't go back to the start and replay decisions. While it is harder, and requires more time, it is better to envision many options and implications prior to committing to one, rather than going into a series of decisions with only an eye to what is right in front of us. **The acquisition of Azulão field in Amazonas is a good example. From a narrow perspective it provided us the ability of replicating the R2W business model in a different region, but when we zoom out we can see beyond that: it provided us with the development of a new growth venue and monetization stream of our gas (and all the required capabilities associated to that). In two years, we have already become the largest SSLNG operator in the country!**

Some decisions require immediate attention, and I do recognize the benefits in sense of urgency and quick decision making – qualities that we value and encourage at Eneva. But it is amazing how short periods of separation from an idea or situation can either help us move forward or provide us with necessary perspective. The price of this time value option is tremendous.

The Rules of the Game: Adaptability and Trust

There's a temptation for all of us to blame failures on factors outside our control: "the enemy was ten feet tall," "we weren't treated fairly," or "it was an impossible task to begin with." There is also comfort in "doubling down" on proven processes, regardless of their efficacy. Few of us are criticized if we faithfully do what has worked many times before. But feeling comfortable or dodging criticism should not be our measure of success. There's likely a place in paradise for people who tried hard, but in the end we all want to succeed. And if that requires you to change, you should be able to adapt.

Only part of our transformation at Eneva was initially planned. Few of the plans that we did develop unfolded as envisioned. Instead, we evolved in rapid iterations, changing—assessing—changing again. Intuition and hard-won experience became the beacons, often dimly visible, that guided us through the fog and friction. Over time we realized that we were not in search of the perfect solution—none existed. The environment in which we found ourselves, a convergence of twenty-first-century factors and more timeless human interactions, demanded a dynamic, constantly adapting approach. For a company like ours, mainly built up by engineers, the idea that a problem has different solutions on different days might be fundamentally disturbing. Yet that is the case.

Fortunately, the common denominator of our team at Eneva is an almost mystical devotion to mission accomplishment. Efficiency remains important, but **the ability to adapt to complexity and continual change has become an imperative** – the Covid Pandemic and the rapid change in our industry dynamics are good examples. Did we do everything right at Eneva? Not by a long shot. We had plenty of stumbles, some very public, but we evolved a new way of working through incremental adaptation: trying new things, making mistakes, beginning again, and seeing good results. Ultimately, **we created a distinctive culture that supports adaptability and high performance.**

The organization we crafted, the processes we refined, and the relationships we forged and nurtured are stronger than ever but an organization must be constantly led or, if necessary, pushed uphill toward what it must be. Stop pushing and it doesn't continue, or even rest in place; it rolls backward.

Sustained authentic relationships are the foundation of all successful collaborative efforts. Cultivating trust intentionally, rather than passively, provides us the basis for **a culture in which we embrace a network principle of trust, not control**. When a network (i.e., organization) runs on trust, its potential for scaling impact drastically increases.

Building trust doesn't mean that people have to like each other or agree, but it does mean they have to be willing to engage in authentic and sometimes unpleasant conversations about the things that divide and challenge them. **The objective is to create trust for impact**. This specific type of trust enables us to hold the tension through difficult conversations, find a slice of common ground, and work together, despite organizational differences and personal disagreements. Especially in volatile, emerging contexts, trust for impact must be rooted not just in shared purpose, but also in shared values and a shared understanding of how to behave and treat each other when disagreements inevitably arise.

Cultivating an effective and sustainable organizational network at Eneva requires dedicated effort and a long time-horizon. Participants change jobs, organizations shift priorities, external forces change, and problems evolve. **We constantly reaffirm our shared purpose, convene the right people, and cultivate trust as these are important drivers on our path to build Eneva 2030**.

Eneva 2030: An Ambition driven plan

Our focus on generating value is strongly correlated to being different. When we began our journey, we recognized that the market did not need another 'me too' competitor. Trying to compete against dinosaurs in the industry, Eneva, was a non-starter. How could we create something where we could be successful, where we could add value? Additionally, how could we leverage what was available to us in our origin at the Parnaíba Basin, in Maranhão? The first order of business was to strike out on our own - to 'go where they aren't', to build a sustainable business model where we could deliver reliable and sustainable energy to the grid and to those in more remote regions of our country. **By creating our own markets, developing onshore gas reserves, and developing a reliable "product", we have increased our competitiveness**.

As we consolidated our position and delivered on our promises time has come to set the next steps in our journey. Scaling up a business is like climbing a mountain. To use a simple analogy, many people dream of summiting Mount Everest (or its equivalent). Those who do it create a plan. Prepared with a set of inviolable rules and a passion for the journey, they head toward the summit. Along the way, they aim for a series of camps: intermediate waypoints normally marking significant changes in terrain. Then it's a matter of focusing on the next day and, more important, the first and subsequent steps, adjusting along the way as the mountain conditions dictate. Those who have made such personal journeys report that it's ultimately about staying acutely aware as you push to take just one more calculated step. It's the same for an organization.

Companies must continually transform themselves to adapt to dynamically changing market conditions. Their existence and purpose must continually be re-defined, re-affirmed, and re-articulated with a focus on timing and long-term purpose. Some companies too often restrict their target setting to a search for cost savings – not neglecting that! –, but they typically neglect opportunities to boost productivity, introduce pricing initiatives or develop new markets. There is a whole range of levers, and companies that set the most demanding targets tend to pull them all. Aspirational target setting tells the wider business

that “we are open to doing things differently,” bringing to the surface ideas that may have laid dormant for years or been shot down in the past.

As we look ahead, we foresee a very ambitious (and achievable) plan, with several opportunities that match our growth appetite to our competences, and identifying these opportunities is just the first step – perhaps the easiest one! Understanding how and when to tap them is key to succeed, and patience becomes a key virtue for successful execution.

Any organic growth program is by nature highly complex—it contains many interactive, interdependent, and diverse elements. Ours, with the embedded inorganic venues, is even more challenging. The greater the multiplicity, interdependence, and diversity, the greater the complexity. Our ability of dealing with uncertainty, of using decoupling and redundancy in decision making and of triangulating – i.e, attacking problems with different angles – increases our confidence on executing the plan.

At Eneva, we are guided by a set of core values and a purpose that has set an ambitious goal for 2030. We want to lead a fair and inclusive transition providing energy that generates value. Our vision is to grow to the right size to be the leader in long term value creation as an integrated energy company. And to deliver on our vision we have set six main streams of attack, or as we called them, our must win battles (MWB).

1. Extend current assets’ lifecycles and replicate R2W to other geographies: The perpetuity of the Parnaíba complex has been assured by the continued success of our exploration efforts. With a **RRR higher than 250%, on average over the past 5 years, the foreseeable life of the asset has grown consistently**. We continue bullish on our exploration success over the coming years as the exploration area under concession is still significant and largely unexplored. The recent discoveries of Gavião Belo (GVBL) and the development discovery plan (PAD) of São Domingos has uncovered another potential cluster of fields located at approximately 100Km south of the Parnaíba TPP complex. But we don’t rely on past results to forecast future exploration outcome.

We will keep investing in the acquisition of seismic data, in new processing techniques, in successive drilling and on constantly revising our basin geological model to improve even further our understanding of the petroleum system. This would maintain our competitive advantage. And to further improve our exploration success rate, we are also developing a fit for purpose artificial intelligence framework (ALINE - Automated Learning Intelligence for Exploration), identifying hydrocarbons in subsurface structures based on seismic data from analogous gas fields.

We are also evaluating options to extend even further the lifetime of our Parnaíba assets. By utilizing knowledge acquired over the past decade we can now infer that our source rock may hold significant amounts of unconventional resources. To test our hypothesis and evaluate the true potential of the source rock we have designed a dedicated exploration campaign. If it proves to be successful, Eneva might be sitting on gas resources much larger than current remaining 2P reserves. The success of the campaign would expand our options in Parnaíba beyond R2W, allowing different venues of gas monetization, including the acceleration of existing reserves consumption through different marketing channels – as unconventional development would backfill TPPs requirements if/when needed in the future.

Another embedded option in the plan is associated to the construction of a pipeline connecting one of our gas hubs, in Sao Luiz, to Santo Antonio dos Lopes, where the Parnaíba complex is located. To exercise this option, we are progressing on licensing the pipeline and on acquiring commercial development rights of the LNG terminal in Sao Luiz.

At the same time, we are taking the first steps to replicate and expand our R2W model into other regions. We have acquired 4 exploratory blocks in the Parana Basin, a vastly unexplored basin in the

central region of Brazil, which shares some of the petroleum system characteristics we find in the Parnaíba. What makes it more prominent is that the source rock in the Parana basin not only holds a much higher total organic content (TOC) than its analogous but also presents more potential reservoir rocks than in Parnaíba. We are confident that we have good chances of unlocking great value from this acreage and expect to initiate a new seismic campaign in 2023 – to start drilling in 2025.

- 2. Maximize reserve base and develop integrated solutions in the North Region:** We have already shown and delivered on the potential value in the North Region but there is much more to come. The acquisition of Azulão field and the development of Jaguatirica II proved us the need in the region for the modernization and diversification of the local energy matrix mix -- improving energy supply security and economic development. **The low population density, the lack of infrastructure, the predominance of diesel, and the continental-size area to be covered, create a unique challenge to develop economic-wise solutions. We are willing to face this challenge.**

In the first quarter of 2022 we have started commercial operations of our Azulão-Jaguatirica project. Despite Covid-19 pandemic we managed to deliver one of the most challenging projects ever done by Eneva. It not only brings additional revenue streams and support the development of often regretted Brazilian regions, but also adds new competencies to the company.

The prominent choice is to pursue the replication of our successful R2W business model, providing energy to both, the Brazilian interconnected and isolated systems. We believe that increased participation of dispatchable gas-fired power plants in the interconnected system will be required, especially considering the expected growth of intermittent resources on the Brazilian energy mix and the associated risk of water scarcity to climate risk. At the same time, in isolated systems, the conversion of diesel fueled generation to natural gas will have great impact on energy prices and environmental benefits to related communities.

Our E&P assets in the region provide us with a unique opportunity to create innovative solutions – to think outside the box again and keep challenging ourselves. Considering the right attributes of physical uncertainties and competitive pricing in our exploration activity, we want to explore the unknown and think about alternatives to monetize our gas at different volumes and cost levels, thus creating a bundle of products.

As part of the resulting equation, the results of the drilling campaign for the development of Azulão proved the field to be much larger than initially thought and offers an excellent opportunity to replicate our R2W strategy. We have also acquired three new exploratory blocks surrounding the Azulão field and the first results of the exploration campaign were quite promising as we have already hit at least one new discovery in 2021 and will continue the campaign throughout 2022 – with an extended test on the discovery well and drilling another 4 prospects.

The additional reserves and resources from Azulão and surrounding areas allowed Eneva to start the development of Azulão 1GW Thermolectric complex, which will consist of two gas turbines with 295MW capacity and a steam turbine with 320MW capacity. As highlighted before, we have already won an energy auction in 2021 and contracted the first phase of this ambitious project. In 2022 we expect to contract the second gas turbine and close the cycle with an additional 320MW steam turbine.

On the possibility of exploring the unknown, **we want to expand our business model beyond R2W and consolidate our position in the north region. We have already become the largest LNG producer in country**, with a cryogenic plant sitting atop of Azulão field. **We have also become the largest LNG hauler and distributor in Brazil**, with almost 20 loads per day of LNG shipped through 1.000 Km from Azulão to Jaguatirica. With this newly acquired capability, we are studying a set of new business

possibilities in the small-scale LNG channel - we estimate approximately 1,8MM m³/day of potential demand in the North region, considering isolated systems' generation, industrial and transportation segments. We are also accelerating our strategy to commoditize on shore gas and distribute it to different market segments, such as large-scale LNG, fertilizers and petrochemical sectors. With that in mind we acquired the Juruá field in the Solimões basin, west of Manaus. This field contains approximately 21 bcm of 2C gas resources. Juruá reminds us of Azulão challenge 3 years ago when monetization of those reserves seemed an almost an unrealistic task. With the knowledge acquired through the implementation of Azulão-Jaguatirica, we have already developed a few solutions to monetize the gas and create value from an asset that has been dormant for the past 40 years!

3. **Develop infrastructure Gas Hub(s):** Our growth ambitions consider the optionality embedded in the development of gas hubs along the Brazilian coast. **The combination of imported LNG and on-shore gas provides us with the flexibility to source gas in the local market at competitive prices, replacing current suppliers and developing a new portfolio of clients** (industrial, transportation and power projects) – such strategy improve the economics of building the required infrastructure to develop gas hubs.

São Luís gas hub presents a unique opportunity to explore our competitive advantage of sourcing on-shore gas – considering our current reserve base in Parnaíba – and combining it with imported LNG. The state of Maranhão energy matrix still experiences significant dependence on fuel oil consumption – implicating in higher prices and emissions – thus presenting a great replacement opportunity for Eneva, with a total market capacity of up to 1.7 MM m³/d of gas equivalent by industries, and a maximum consumption of 2 MM m³/d of gas equivalent by the power sector. This pent-up demand, added to current (and future) Parnaíba complex gas requirements, provides us with the opportunity to implement a multi-sourcing strategy, delivering our product at extremely competitive prices and according to customers' needs. This multi-sourcing strategy also implicates in the construction of a gas pipeline connecting São Luís to the Parnaíba Complex, ensuring the perpetuity of existing assets and the ability to expand our potential market.

Macaé Gas Hub, in Rio de Janeiro, holds a distinctive appeal. Rio de Janeiro is expected to be the main doorway to massive pre-salt gas production – the so called “gas supply shock” by Finance Minister Paulo Guedes. Although these volumes could be a game changer for the Brazilian gas/energy markets, they also add some complexity to the system. The gas production from pre-salt is mostly associated to oil production, i.e., gas production will be mostly driven by oil economics. As a result, associated gas production is generally inflexible and must flow in such a way that it maximizes oil revenue streams, thus resulting in unstable production levels with potentially large daily fluctuations. These characteristics significantly reduce the ability of associated gas producers meeting demand requirements from the Brazilian electricity sector and are the reason why imported LNG is still the main fuel used in gas TPPs in the country.

The TEPOR LNG terminal, in Macaé, can supply gas for the expansion of the electrical system while assisting in managing the increased intermittency in dispatch. Our development strategy is based on three pillars: (i) competitive access to the gas molecule through a combination of either imported LNG and/or domestic pre-salt; (ii) building infrastructure development – mainly a LNG terminal, a gas processing plants and offshore routes; and (iii) demand development, either through new and existing gas-fired power plants, industries, LDCs and off-grid. In addition, as side businesses, we also see other upside opportunities such as LPG/C5+ commercialization, development of an oil trans-shipment terminal and support services to offshore operations.

4. Commercialize energy resources and develop new business models: The world energy environment is radically changing, and consumers are getting a central role in this stage. **We need to be prepared and adapt to this fast-changing environment, improving our commercialization capabilities in both natural gas and power markets.**

The Brazilian gas market is at an early stage of liberalization, and the less active involvement of the incumbent's role is fundamental for the development of new opportunities. The new gas law and other associated regulations were extremely relevant steps to incentivizing the entry of new players into the market, either by using existing infrastructure or providing the ability to sell gas to unregulated industrial consumers. As so, we see good opportunities at both off-grid and on-grid gas markets. The off-grid commercialization initiatives are directly related to our previously addressed efforts in the North Region and in Maranhão. The on-grid opportunities are associated to demand development of over 20 MM m³/d from our prospective client base, leveraged by the opportunity to develop Macaé gas hub, and thus ensuring national scale operations. With our combined expertise in the gas and power markets we will be able to provide customized products and solutions to our customers at more competitive prices.

The power sector is at a different and more evolved stage. The expansion of the Brazilian power sector has historically relied on the development of regulated markets, through energy auctions, in which we have successfully participated. But the dynamics of the market is rapidly changing, with the fast development of the unregulated market. The reduction in costs, still mostly associated with direct subsidies, encouraged growth in this market, but mostly through renewable sources. Our view is that this market will continue to grow and play an important role as additional sources of cash flows for our projects in new capacity auctions (as it was the case for Azulão I). On top of that, our increased involvement in unregulated markets also provides a diversification of revenues streams, which is currently highly concentrated in the regulated market (at approximately 90%) – additional risks but also increased upside if we do it right. Focus' acquisition also enables us to create a more balanced portfolio, aggregating renewables and trading intelligence to our competences, and significantly increasing our customer base -- adding more than 1,600 clients to our portfolio.

5. Develop a renewable energy portfolio and foster low carbon technologies: Although we strongly believe that natural gas will play a longer and more relevant role in the energy transition, we don't have the denial that like anything that holds as "transitional", will, at some point in time, be replaced.

"It is not the strongest of the species that survives, nor the most intelligent that survives. It is the one most adaptable to change." Darwin

We will not try to predict the future or define when the transition will happen, but we will adapt and be prepared for it. For the foreseeable future, the future will be unforeseeable. You can be fairly certain that there will be uncertainty. You can be confident that events will overtake our plans, and that actions of others will require response. And we are pretty sure that if we don't recognize the need to adapt, then it will be difficult to make changes. Over the past few years, we have evaluated many business opportunities in the renewables arena but have always been constrained by the opportunity cost of capital allocation from expected returns. We were (and still are) conservative on our assumptions and agnostic to wind and solar P50 certifications. As per our first letter to shareholders, growing for the sake of growth doesn't add value, and our decisions are based on a risk adjusted basis.

We have recently found the sweet spot for our debut in the segment through the acquisition of Focus, combining a premium asset at attractive returns with good growth options. We have already positioned ourselves with one of the largest solar projects under construction in Latin America and with the possibility of expanding to become one of the largest solar sites in the world – scale in this segment makes a huge difference in returns, as it significantly decreases cost of equipment acquisition and O&E expenses.

Focus' acquisition was the first coordinated step in our long-term strategy to diversify our portfolio – adding renewable sources, including hydro power generation, at attractive risk-returns ratios. Our renewables pipeline adds up to 15 GW in opportunities to be developed in solar, wind, distributed generation, and hydropower, providing an efficient diversification component in our cash-flows.

Recent studies show that corporate diversification is a key determinant of a firm's precautionary cash balance, and thus a value maximizer. Diversified firms hold approximately 50% less cash than specialized firms operating in a single segment (see Duchin, 2010; Subramaniam et al., 2011). In addition to the diversification benefits, we also want to use our trading capabilities to maximize value on energy sales in the unregulated market resulting from our renewables portfolio. With our balance sheet and trading capabilities we do believe that, over time, there will be significant arbitrage opportunities to be earned, respecting our internal risk policy and guidelines.

The development of low carbon technologies will be addressed in the last topic.

- 6. Build an agile and fit for purpose organization:** In Eneva's structure, a light-touch headquarter makes all capital allocation decisions and provides central support in specific areas to the operating units (refer to 2018 Letter to Shareholders for a better understating of our decision-making process). We proactively manage the landscape and constituents of the operating units in conjunction with inorganic evolution of the portfolio to efficiently balance (i) strategic flexibility, and (ii) the benefits of scale and capability exchange.

Like all things in life, success depends on having the right people involved. They need an organization that supports them and an entrepreneurial approach, with accountability, clear roles and responsibilities, and the freedom to make key decisions. It suits some people but not all. People in Eneva do behave more like owners (see 2020 Letter to Shareholders on values and partnership) than employees, and I think that has helped to generate our spirit of entrepreneurship. We want them to think beyond their job description, and this will drive the right behaviors and the required agility to grow.

An agile culture creates an environment supported by core values, practices, and behaviors that enable all levels of our organization to quickly adapt to strategic, cultural, and many other changes required to succeed in our plan. The importance of investing in culture and change in our journey to agility cannot be overstated (see 2020 Letter to Shareholders). Agile is, above all, a mind-set. Without the right mind-set, all other parts of an agile operating system (processes, structure and technology) can't be in place.

Being agile is a must for the implementation of a successful digital transformation (perhaps the fuzziest term in the business world). There is no single playbook for meeting the digital age for all businesses. Some services that were entirely physical couldn't survive the forces of disruptive digitalization. For example, the entire video and rental industry in the US went obsolete when Netflix burst on the scene.

When we talk about digital transformation, we mean two things at the highest level: transforming the core, which is taking what we do today and leveraging technology to do it better, faster, cheaper, more effectively. And, we talk about new business building, which is stepping out of the core and

creating something that didn't exist. Typically, business-building is a much more radical step for companies because many executives who are very good at running a large company, don't have the experience of building something and scaling it. In my view, culture is the most important issue here and we have a solid one. A great culture in a company that knows how to build something ground up will eventually land on a great idea and scale a great business.

However, ensuring our long-term business survivability asks for a scaled approach where the entire company adopts agile ways of working, not only separate parts of it. The idea is to enable us to adapt to a changing environment more quickly and effectively, continuously improve, innovate at a faster rate, and thus better meet customer requirements – key elements for Eneva 2030.

Our commitments to society and the planet

2021 was marked by increased transparency of our environmental footprint and replication of our social corporate responsibility (CSR) methodology into new regions. We ended 2021 by adhering to the 10 Principles of the UN Global Compact, demonstrating our commitment to 9 out of 17 Sustainable Development Goals (SDGs).

We understand that climate change is one of society's greatest challenges. It is also one of the greatest risks to the future of our business. Solving it requires all of us to act with great urgency. We may be only one player, but we want to influence many more and inspire collective action. **To enforce our ambition, we are committing to reduce to 0.39 tCO₂e/MWh our greenhouse gas emission intensity of our gas-powered generation portfolio by 2030 (vs. 0.45 tCO₂e/MWh in 2020), envisioning to achieve net zero for all our operations by 2050 – even as our business continues to grow.**

The global race towards decarbonization is underway and emission-related data has become a key component to focusing decarbonization efforts. Companies that don't provide transparent data may be at risk of losing their investments. For the first time, we published our GHG emission inventory concerning scopes 1, 2 and 3, following the highest reporting standards (Gold), by the Brazilian GHG Protocol Program. We have also taken another important step and joined the CDP. Although not yet mandatory, carbon emission disclosure is becoming more important for companies and their suppliers as a voluntary vehicle for greater transparency. It not only helps companies identify and tackle growing risks, but also aligns with regulatory and policy changes and meets investor and customer demand for organizations to be more sustainable. On that front we still have room for improvement as we have scored C for the CDP Climate Change, below sector performance of B, and for Water Security we scored B, aligned to sector average.

Our assets are mainly based in the North of Brazil, in a region that has a significant share of its municipalities disconnected from the national energy grid, and primarily relies on energy supply from more intensive fossil fuel sources, such as diesel. Today, there are still 1 million people in the Legal Amazon who have no access to energy. Our view is that addressing greenhouse gas emissions by itself won't be enough, especially in the poverty-stricken regions where we operate – these regions have some of Brazil's lowest socioeconomic indexes and the highest rates of deforestation. We must play a bigger role. Perhaps one of the greatest challenges ahead of us is how to balance the need to eliminate carbon emissions with socio-economic advancement. **Research shows that improvements in social welfare also boost more sustainable co-living with the environment. We see ourselves as taking a leading role in promoting this virtuous cycle and are already working hard to replace diesel by natural gas in these isolated systems.**

We kicked-off our reforestation program, “Programa Reflorestar”, with an initial effort to recover 60 ha of degraded areas in the state of Maranhão – on top of 500 ha that we already preserve, as part of our Legal Reserves. Our work with local families on nature-based solutions for agriculture development led to 23 tons of organic food production. HortCanaã and Nova Demanda – our flagship projects – impacted 148 families, increasing by three times their associated income

As part of our strategic plan we have set ambitious ESG targets for 2030 and beyond:
<https://eneva.com.br/en/sustainability/esg-actions-and-commitments/>

- 1. Reduce our emissions with clear targets for each of our business lines;**
- 2. Improve the Social Progress Indexes in the municipalities where we operate and double the number of impacted people;**
- 3. Contribute to consolidating 500,000 ha of protected areas in the Legal Amazon region.**

Our aspiration to reach net zero by 2050 (scope 1,2 and 3 for gas generation and scope 1 and 2 for E&P) is not an easy path. Scope 1 and 2 emissions represent the majority of our total emissions, which puts an even higher pressure on us. But we are not in denial that mitigation and adaptation methods are now part of business as usual.

Energy efficiency and renewables are central pillars, but additional technologies are needed to achieve net-zero emissions. Five technology value chains contribute about half of the cumulative CO2 savings: technologies to widely electrify end-use sectors (such as advanced batteries); carbon capture underground storage (CCUS); hydrogen and hydrogen-related fuels; and bioenergy.

We know there will be no one silver bullet answer, but Eneva has made a pledge to invest R\$ 500 MM by 2030 to double down on carbon underground storage (CCUS) and other energy efficiency techniques and support policies to establish a local carbon credit market.

In power generation, CCUS technologies can capture CO2 emissions from a power plant and store or use them, preventing the greenhouse gases from contributing to climate change. However, CCUS has historically been too expensive to be viable, and deployment remains far off track. Enter the Allam Cycle: a novel natural gas power plant design that can theoretically capture 100 percent of emissions while being cost- and efficiency-competitive with advanced natural gas plants that have no carbon capture capability. The cycle captures all CO2 emissions and diverts a pure output stream into a pipeline for sale or storage, while avoiding most or all water costs. If successfully deployed at scale, the technology could provide cost-competitive, reliable, and clean load-following electricity. A 50-megawatt (MW) demonstration plant was built in Texas, and we are developing an R&D project in partnership with 8 Rivers to evaluate the possibility of implementing a pilot plant in Parnaíba. If it proves to be economically viable then the Parnaíba complex, or any place where we hold our R2W business model, would be the perfect fit to divert the CO2 into our reservoirs.

Hydrogen is another stream in which we are allocating time and capital. Hydrogen energy is very versatile, as it can be used in gas or liquid form, be converted into electricity or fuel, and there are many ways of producing it. There is more hydrogen in the universe than any other element—it’s been estimated that approximately 90 percent of all atoms are hydrogen. But hydrogen atoms do not exist in nature by themselves. To produce hydrogen, its atoms need to be decoupled from other elements with which they occur— in water, plants or fossil fuels. How this decoupling is done determines hydrogen energy’s sustainability and economics, and as of today we are still far from developing economic scale feasibility for energy generation.

As mentioned, hydrogen can be produced through the electrolysis of water, leaving nothing but oxygen as a byproduct. Electrolysis employs an electric current to split water into hydrogen and oxygen in an electrolyzer. If the electricity is produced by renewable power, such as solar or wind, the resulting pollutant-free hydrogen is called green hydrogen. The rapidly declining cost of renewable energy is one reason for our interest in green hydrogen, as we build the optionality (if scalability becomes a reality) to develop a new capability, and potentially an additional line of business, in the foreseeable future – a direct link between MWB5 and to our portfolio rationale.

Final Remarks

Thank all of you for maintaining a long-term commitment to the enduring and timeless values we articulate at Eneva. Our explicit creed that embraces hard work, a zealous pursuit of excellence, collaboration, sense of humor, and honesty and fairness, never goes out of style. The only things that can stop our truly fabulous future are arrogance, ego and vanity. Bigger and more promising companies than Eneva have been reduced to rubble by those easily acquired diseases.

Thanks to an improved competitive position, a team with demonstrated ability to execute well, and the investments we have made over the last years, as we turn to 2022 I am optimistic about the path to reach our aspirations for 2030 and the growth of our intrinsic value per share.

We appreciate and embrace all who share our dream. We believe that no matter what changes the future may hold, the world will always need an organization like Eneva that provides sustainable and reliable energy.

Pedro Zinner

CEO

Key Operational Data

Operational Data		4Q21	3Q21	2Q21	1Q21	4Q20	2021	2020
Itaquí	Availability (%)	95%	86%	77%	24%	94%	71%	97%
	Dispatch (%)	73%	99%	49%	25%	94%	62%	37%
	Net Generation (GWh)	494	606	308	165	640	1,573	1,007
	Gross Generation (GWh)	548	683	349	187	700	1,768	1,115
	Generation for Regulated Market (%)	99.7%	100.0%	98.5%	99.7%	98.7%	99.6%	99.0%
	Generation for Free Market (%)	0.3%	0.0%	1.5%	0.3%	1.3%	0.4%	1.0%
Pecém II	Availability (%)	100%	94%	100%	99%	96%	98%	98%
	Dispatch (%)	71%	97%	42%	54%	84%	66%	34%
	Net Generation (GWh)	505	652	299	371	582	1,826	919
	Gross Generation (GWh)	564	731	335	416	634	2,046	1,013
	Generation for Regulated Market (%)	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	98.8%	100.0%	99.1%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	1.2%	0.0%	0.9%
Parnaíba I	Availability (%)	97%	96%	89%	98%	93%	95%	91%
	Dispatch (%)	75%	99%	59%	60%	94%	73%	39%
	Net Generation (GWh)	1,040	1,368	807	807	1,254	4,021	2,087
	Gross Generation (GWh)	1,076	1,412	839	838	1,304	4,165	2,166
	Generation for Regulated Market (%)	77.1%	77.2%	77.0%	77.0%	75.8%	77.1%	75.2%
	Generation for Free Market (%)	22.9%	22.8%	23.0%	23.0%	24.2%	22.9%	24.8%
Parnaíba II	Availability (%)	93%	84%	75%	39%	94%	73%	95%
	Dispatch (%)	81%	93%	79%	86%	98%	85%	73%
	Net Generation (GWh)	816	913	653	409	1,005	2,791	2,962
	Gross Generation (GWh)	866	958	689	431	1,068	2,944	3,136
	Generation for Regulated Market (%)	83.1%	100.0%	100.0%	96.5%	98.7%	94.5%	97.4%
	Generation for Free Market (%)	16.9%	0.0%	0.0%	3.5%	1.3%	5.5%	2.6%
Parnaíba III	Availability (%)	97%	97%	95%	99%	97%	97%	97%
	Dispatch (%)	75%	99%	48%	51%	65%	68%	25%
	Net Generation (GWh)	276	363	175	186	240	1,000	365
	Gross Generation (GWh)	285	377	181	192	248	1,035	377
	Generation for Regulated Market (%)	76.5%	82.3%	82.2%	81.6%	59.6%	80.6%	65.0%
	Generation for Free Market (%)	23.5%	17.7%	17.8%	18.4%	40.4%	19.4%	35.0%
Parnaíba IV	Availability (%)	95%	97%	69%	66%	92%	82%	97%
	Dispatch (%)	78%	99%	54%	44%	97%	69%	37%
	Net Generation (GWh)	87	113	55	48	104	302	159
	Gross Generation (GWh)	91	118	58	50	113	316	171
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Upstream	Parnaíba Basin							
	GTU Dispatch (%)	75%	93%	57%	51%	86%	69%	44%
	Production (Bi m ³)	0.58	0.72	0.43	0.39	0.66	2.12	1.35
	Remaining Reserves (Bi m ³)	29.5	24.4	25.2	25.6	26.0	29.5	26.0

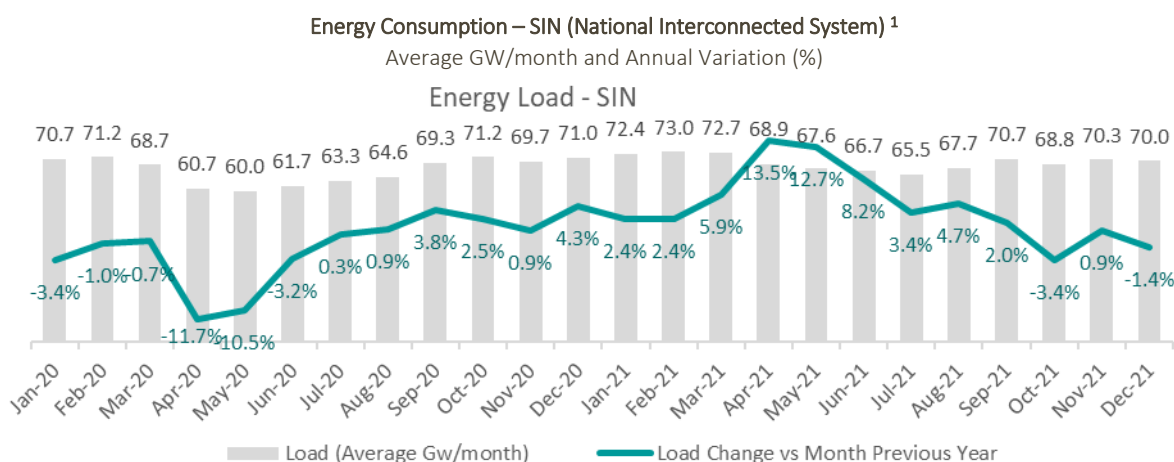
Note: Generation data from the plants in 4Q21 refer to provisions made based on measurements carried out internally, which are subsequently determined and disclosed by the Electric Power Trading Chamber (CCEE).

In 4Q21, Eneva plants dispatched for energy guarantee for most of the period, receiving CVU for the portion settled in the spot market during the period.

Power Generation

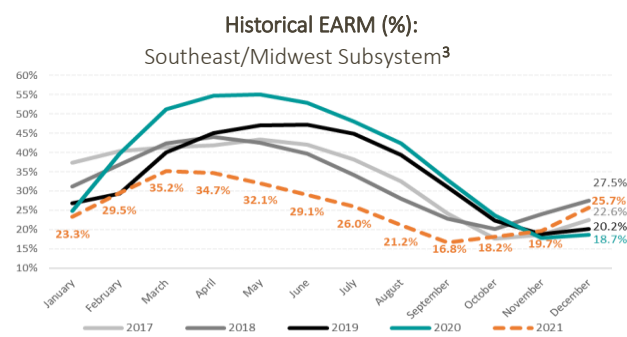
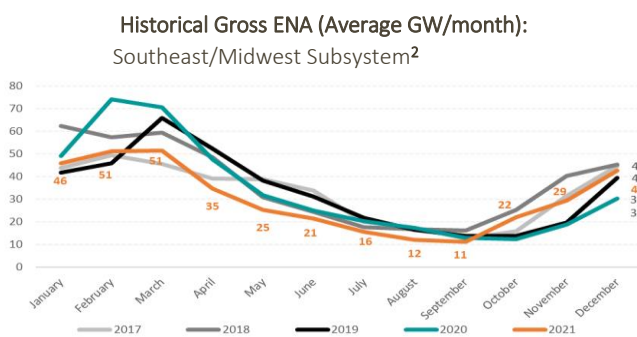
Industry Environment: The improvement in the hydrological environment in 4Q21 increases reservoir storage volume and reduces the need for thermal power dispatch at the end of the quarter

In October and December of 2021, electricity consumption fell year on year, after recording sequential increases for more than a year. The reduction was driven by lower household consumption, as temperatures were more moderate than usual in virtually all the subsystems. Industrial consumption grew nearly 2.9%, led by the metallurgy, mining and chemical sectors. Commercial consumption rose 6.9% over the same period in 2020 due to the expansion of the service sector, especially in the Northeast and South regions.



The hydrological trend observed since 4Q20 began to reverse in October. After a long period of scarce rainfall, the country started to record above-average rainfall. After months of sequential reduction, Affluent Natural Energy (ENA) increased in the reservoirs of the Southeast/Midwest subsystem, matching historical averages in October and November and surpassing the average in December.

The combination of lower demand for energy and higher ENA in the quarter contributed to the recovery in reservoir levels in 4Q21. In the Southeast/Midwest subsystem, responsible for more than 50% of Brazil’s volume of storable water, the average volume of stored energy (EARM) in the reservoirs stood at 26% in the quarter, the second highest level for the month of December in the last five years.



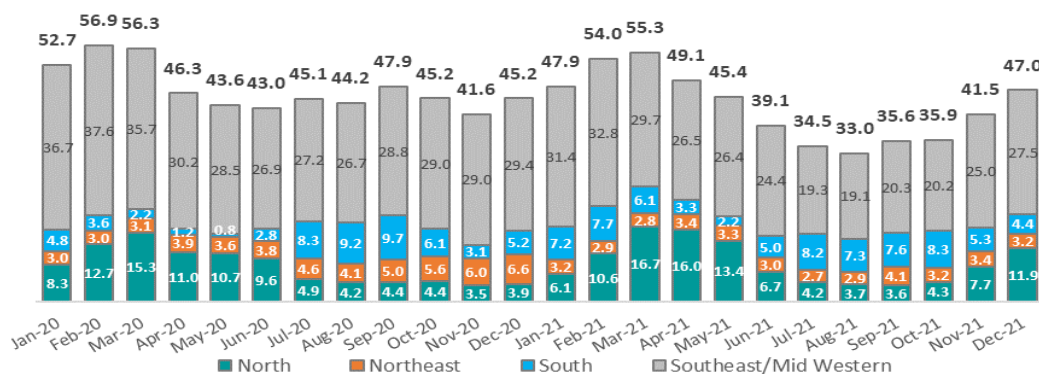
¹ Source: Historical data until Nov 2021 available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed on February 23, 2022. The information for December 2021 was obtained from the Daily Operation Bulletin, available on the website of the National System Operator (NOS), at <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> – Accessed on February 23, 2022.

² Source: Data available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Accessed on February 23, 2022.

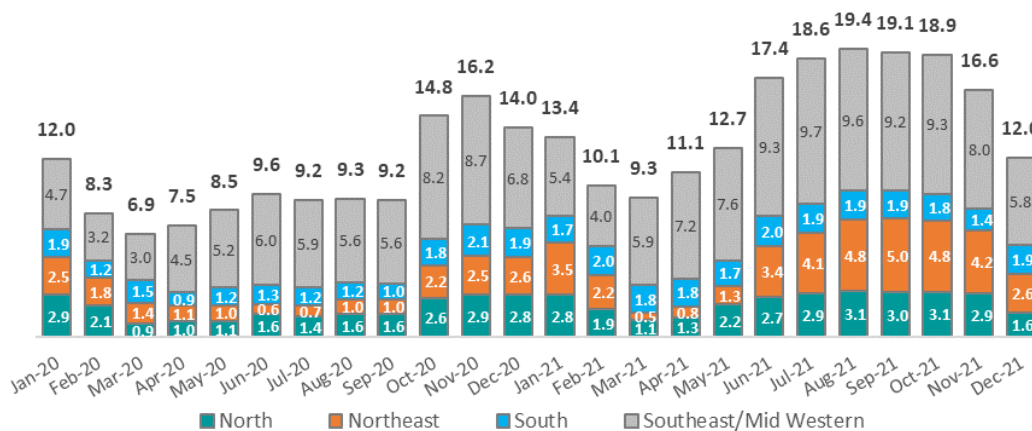
³ Source: Data available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Accessed on February 23, 2022.

With the improvement in the hydrological environment as of November 2021, the National System Operator (ONS) eased restrictions for hydroelectric generation. The quarter was also marked by record solar power generation for the period and higher wind generation volume compared to the same period in previous years.⁴ Thermal power dispatch fell substantially as of November in all the country's subsystems, and the share of thermal generation went from around 30% of total generation at the beginning of 4Q21 to 17% at the end of the year.

Hydroelectric Power Generation - by SIN Subsystem (Average GW/month)⁵



Thermal Power Generation - by SIN Subsystem (Average GW/month)⁶



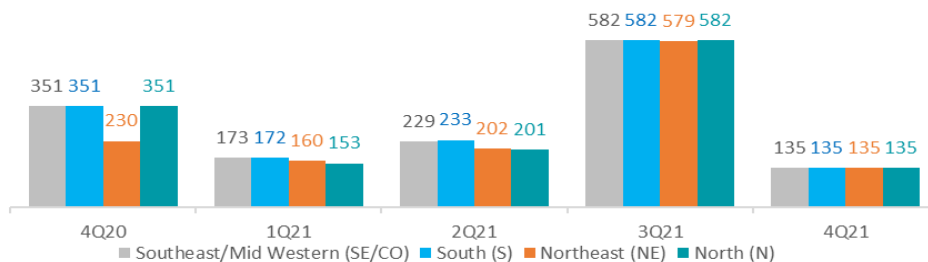
In the context of improvement in the hydrological environment, the PLD declined significantly as of October, from levels close to the structural ceiling (R\$583.88/MWh) in 3Q21 to levels close to the regulatory floor of R\$49.77/MWh in December 2021, in all the submarkets.

⁴ Source: Data available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on February 23, 2022.

⁵ Source: Data until November 2021 available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on February 23, 2022. The data for December 2021 were obtained from the Daily Operation Bulletin on the website of the National System Operator (ONS), at <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Accessed on February 23, 2022.

⁶ Source: Data until November 2021 available on the website of the National System Operator (ONS), at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on February 23, 2022. The data for December 2021 were obtained from the Daily Operation Bulletin on the website of the National System Operator (ONS), at <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Accessed on February 23, 2022.

Average Quarterly PLD – by SIN Subsystem⁷



ENEVA Performance:

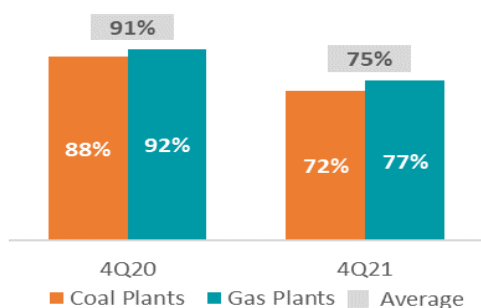
- Dispatch still strong in the quarter despite the decline in the PLD, with the shutdown of all plants in mid-December.

Despite the recovery in the country’s hydrological environment in 4Q21 and the substantial decline in the PLD in the quarter, all ENEVA plants entered the merit order or were dispatched for energy guarantee during most of the quarter, at full load or under the generation modulation regime, in order to guarantee the security of the system until full resumption of hydroelectric power generation.

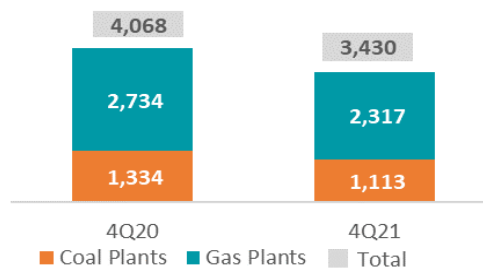
There was inflexible generation at the Parnaíba II TPP in October and November, in line with contractual parameters.

Dispatch of the Company’s plants averaged 75% in 4Q21, down from 91% in 4Q20, and generation totaled 3,430 GWh in 4Q21, down from 4,068 GWh in 4Q20.

Average Dispatch Weighted by Installed Capacity (%)



Total Power Generation (GWh)



⁷ Source: Data available on the website of the Electric Power Trading Chamber (CCEE), at <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Accessed on February 23, 2022.

- Higher fuel prices and contractual inflation adjustment have a significant impact on the CVU of plants

The Variable Unit Costs (CVUs)⁸ of all ENEVA plants contracted in the regulated market (ACR)⁹ are linked to inflation and/or fuel indexes and the exchange rate, as shown in the table below. For plants with a CVU that is only linked to inflation, the amounts are restated annually in November, considering inflation (IPCA) for the prior 12 months. As for thermal power plants that also have a fuel component in their CVUs, in addition to the annual reajustment of the CVU portion linked to inflation, there is a monthly update of the portion indexed to the fuel cost, which follows the variation of the indexes and the exchange rate for each period.

CVU (R\$/MWh)							
Average Values in Quarter	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	Indexers	Readjustment Periodicity
Parnaíba I TPP	171.0	168.0	181.5	236.0	356.5	Henry Hub & FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annually
Parnaíba II TPP	84.4	85.7	85.7	85.7	91.4	IPCA	Inflation: Annually
Parnaíba III TPP	228.7	232.3	232.3	232.3	247.7	IPCA	Inflation: Annually
Parnaíba IV TPP	151.7	151.7	151.7	151.7	151.7	-	-
Pecém II TPP	186.3	216.6	249.3	386.2	587.7	CIF ARA (API #2) & FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annually
Itaqui TPP	180.3	210.4	243.3	379.5	578.5	CIF ARA (API #2) & FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annually

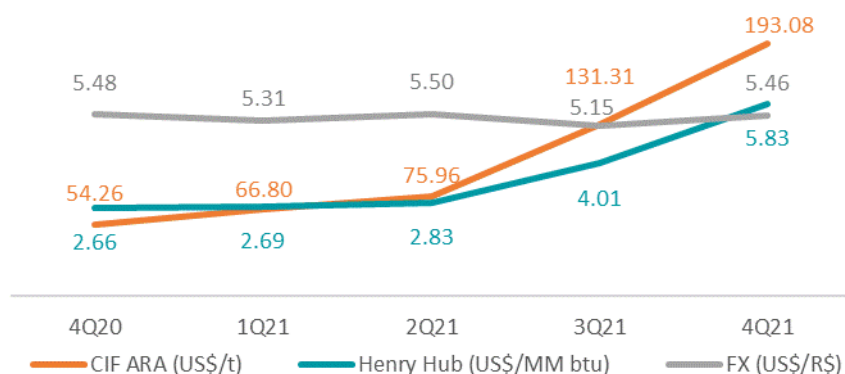
The CVUs of the Parnaíba II and Parnaíba III TPPs increased 10.7% in November 2021, as established in the Contract for Energy Trading in the Regulated Environment (CCEAR).

The CVUs of the Parnaíba I, Pecém II and Itaqui TPPs, which, in addition to the inflation-indexed portion, include a portion linked to fuel prices and the exchange rate, rose substantially between 4Q20 and 4Q21. In the coal plants, the substantial hike of 255.9% in the average international CIF-ARA price in the quarter contributed to an increase in the average CVU of 215.5% at Pecém II and 220.9% at Itaqui. The CVU of Parnaíba I grew 108.4% year on year, mainly driven by the 118.7% hike in the international Henry Hub price of natural gas in the period.

⁸The CVU of the thermal power plants is composed of two portions: Ccomb and Co&m. Ccomb is the portion of revenues that refers to the price of fuel and is indexed to the price of fuel, with monthly variation. Co&m is the portion of revenues that refers to the plant's operation and maintenance cost and is restated annually by the IPCA. To understand more, see the Modeling Guide made available by ENEVA, at <https://ri.ENEVA.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

⁹The CVU of the Parnaíba IV TPP was fixed by ANEEL at R\$151.69/MWh through Order 3,203 (December 2018).

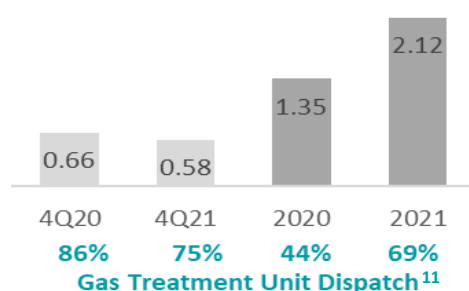
Indexes – Average Values in Quarter¹⁰



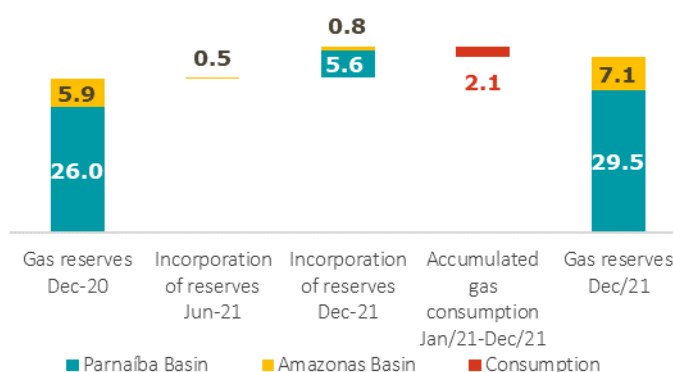
Upstream

ENEVA Performance: Gas production decline due to lower power generation at the Parnaíba Complex. Increase in gas reserves in the Parnaíba and Amazonas Basins.

Gas Production (bcm) and GTU Dispatch¹¹ (%)



Annual Evolution of Gas Reserves (bcm)



Gas production dropped 12.7% at the Parnaíba Complex in 4Q21 compared to 4Q20, reflecting lower dispatch of gas-fired plants.

In January 2022, the Company disclosed the Reserves and Contingent Resources Certification Report as of December 31, 2021, prepared by Gaffney, Cline & Associates (GCA). The report showed an increase of 3.5 billion m³ and 1.3 billion m³ in 2P certified reserves in the Parnaíba Basin and the Amazonas Basin, respectively, compared to December 2020.

The report also showed total contingent resources of (i) 20.9 billion m³ of gas (P50) in the Juruá area (Solimões Basin); (ii) 3.4 billion m³ of gas and 0.3 million barrels of oil, both P50, in the area of the Anebé Discovery Evaluation Plan (PAD) (Block AM-T-84 in the Amazonas Basin); and (iii) 2.1 billion of m³ of gas and 0.9 million barrels of oil, both P50, in the Parnaíba Basin, in the areas of the Fazenda Tianguar Discovery Evaluation Plan (PAD) (Block PM-T-48) and the São Domingos Discovery Evaluation Plan (PAD) (Block PN-T-102A).

¹⁰ Source: Data available at Reuters. Quarterly averages calculated using monthly Henry Hub prices related to the third last day of the month and CIF-ARA prices and exchange rate related to the month's average.

¹¹ GTP – Gas Treatment Plant.

Financial Performance

Consolidated

Consolidated Income Statement	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Net Operating Revenues	1,682.5	1,223.5	37.5%	5,124.4	3,243.3	58.0%
Operating Costs	(1,004.9)	(668.8)	50.3%	(3,181.7)	(1,745.4)	82.3%
Depreciation and amortization	(140.9)	(122.4)	15.1%	(547.5)	(419.2)	30.6%
Operating Expenses	(158.2)	(140.4)	12.6%	(544.8)	(448.5)	21.5%
Dry Wells and provisions for doubtful acco	(17.2)	(8.6)	99.1%	(55.6)	(17.9)	210.3%
Depreciation and amortization	(15.4)	(15.0)	2.7%	(61.3)	(62.9)	-2.5%
Other revenue/expenses	167.5	54.8	205.7%	194.6	76.1	155.6%
Equity Income	(0.7)	(0.4)	76.1%	(0.7)	(8.8)	-91.7%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	842.5	606.1	39.0%	2,200.7	1,598.9	37.6%
EBITDA excluding dry wells ¹	859.7	614.7	39.9%	2,256.3	1,616.9	39.5%
Net Financial Result	(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%
Current taxes	(27.5)	(7.6)	260.9%	(105.9)	(33.9)	212.7%
Deferred taxes	(17.1)	299.5	N/A	(126.1)	223.3	N/A
Minority Interest	(0.0)	(0.2)	-97.4%	(0.0)	(1.1)	-99.3%
Net Income	489.4	686.5	-28.7%	1,173.3	1,007.6	16.4%

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

Adjusted Consolidated EBITDA (excluding dry wells) totaled R\$859.7 million in 4Q21, the highest quarterly EBITDA in the Company's history, up 39.9% over 4Q20. This growth was mainly driven by higher prices in the regulated market, which outstripped the effect of lower dispatch between the quarters, and the positive impact of the reversal of impairment in the coal generation segment.

Adjusted EBITDA (excluding dry wells) for the Parnaíba Complex rose 21.9% over 4Q20, mainly due to an increase in variable revenues from the sale of energy in the regulated market in 4Q21, mainly as a result of the increase in the Henry Hub fuel index that boosted the CVU of the Parnaíba I TPP. The growth was partially mitigated by higher variable costs related to payments of government interests in the Upstream segment with a hike in the natural gas reference price.

The performance of the coal generation segment also contributed to the increase in adjusted EBITDA in 4Q21 compared to 4Q20. In 4Q21, despite lower dispatch, the two plants recorded growth in variable revenues received from the sale of energy in the regulated market due to the substantial increase in their CVUs as a result of a hike in the CIF-ARA fuel index, that was not matched by the average cost of the coal inventory, which was acquired in prior periods at lower prices. In 4Q21, EBITDA was also positively impacted by a R\$150.1 million reversal of impairment at Itaqui registered in previous years, reflecting the improved operational performance of the plant and better future dispatch and price projections. In 4Q20, the Company also recorded revenues from the partial reversal of impairment at Itaqui, but at a lower amount, totaling R\$52.8 million.

In the Holding segment, the increase in general and administrative expenses was the main driver of the decline in EBITDA for the segment (excluding Equity Income), impacted by higher personnel expenses due to the headcount increase and higher consulting expenses designed to support the Company's growth strategy.

In 4Q21, the Company recorded a negative net financial result of R\$152.2 million, compared to negative R\$74.3 million in 4Q20. The negative variation in the period was mainly due to (i) an increase in expenses related to interest on debentures due to the increase in the accumulated CDI in 4Q21 compared to 4Q20; (ii) the negative impact of the devaluation of the real against the dollar in coal purchasing operations and in payments of contracts indexed to foreign currency; and (iii) the impact related to the change in the accounting treatment regarding the marked-to-market of energy trading futures contracts, which started to be classified as operational as of 2021.

The Company recorded total expenses of R\$44.6 million referring to current and deferred taxes in 4Q21, versus a positive impact of R\$291.8 million related to total taxes in 4Q20. The variation was basically due to the result of deferred taxes, which, in 4Q20, was impacted by a higher volume of tax asset deferred on tax losses and social contribution tax loss carryforwards, supported by expected future taxable income. As of 2021, deferred assets have been realized due to the offset of tax losses.

Net income totaled R\$489.4 million in 4Q21, versus R\$686.5 million in 4Q20. The reduction was due to an increase in net financial expenses in 4Q21 and the extraordinary constitution of deferred tax assets in 4Q20, which did not take place in 4Q21, leading to an increase in tax expenses in 4Q21.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	Absolute Change	2021	2020	Absolute Change
EBITDA excluding dry wells ¹	859.7	614.7	245.0	2,256.3	1,616.9	639.5
(+) Changes in Working Capital	(494.8)	(402.1)	(92.7)	(804.1)	(315.4)	(488.7)
(+) Income Tax	(32.6)	(10.6)	(22.0)	(95.0)	(45.4)	(49.6)
(+) Other Assets & Liabilities	(16.4)	62.7	(79.2)	(60.2)	36.0	(96.1)
Cash Flow from Operating Activities	315.8	264.7	51.1	1,297.1	1,292.0	5.0
Cash Flow from Investing Activities	(274.4)	(542.9)	268.5	(1,135.8)	(2,071.3)	935.5
Cash Flow from Financing Activities	(384.3)	(417.2)	32.9	(379.8)	887.7	(1,267.4)
New Debt and Others	0.0	779.4	(779.4)	480.9	3,371.1	(2,890.2)
Debt amortization	(54.7)	(1,136.0)	1,081.3	(116.1)	(2,024.3)	1,908.2
Interest	(180.7)	(140.9)	(39.9)	(403.6)	(308.9)	(94.7)
Other	(148.9)	80.2	(229.1)	(341.0)	(150.3)	(190.7)
Total Cash Position ²	1,677.7	1,896.3	(218.5)	1,677.7	1,896.3	(218.5)
Total Cash Position + Escrow Account ²	1,875.7	1,972.7	(97.0)	1,875.7	1,972.7	(97.0)

1 - Calculated considering accumulated EBITDA according to the guidelines of ICVM 527/12, excluding the impact of dry wells.

2 - Includes cash and cash equivalents.

The Company's operating cash flow (OCF) reached R\$315.8 million in 4Q21, driven by an increase in EBITDA in the period. The result was partially offset by the following effects:

- i) Higher working capital needs in the quarter, mainly due to an increase in the value of the coal inventory compared to 3Q21, driven by the combination of the rise in the price of the commodity and higher purchase volume in 4Q21 to meet dispatch expectations. The change in working capital was also impacted by a decline in the accounts payable balance due to the settlement of trade payables, especially payments related to maintenance, conservation and operation of operational plants, as well as payments related to the construction of the Parnaíba V TPP and the Jaguatirica II TPP.
- ii) Increased tax payments, mainly due to higher dispatch in the quarter and a hike in energy prices, which fueled taxable income in 4Q21.

Cash flow from investing activities (CFI) totaled a disbursement of R\$274.4 million in 4Q21, mainly due to (i) R\$89 million related to the development of the Azulão field and the implementation of the Jaguatirica II TPP; (ii) R\$83 million allocated to the construction of the Parnaíba V TPP; (iii) R\$24 million related to the construction of the Parnaíba VI TPP; and (iv) R\$60 million in investments in Upstream activities in the Parnaíba and the Amazonas Basins, R\$22 million of which went to the development of the Gavião Preto and Gavião Tesoura fields.

Cash flow from financing activities (CFF) was negative R\$304.4 million in 4Q21, impacted mainly by:

- i) Amortization of principal and interest on financing from FINEP at ENEVA S.A.; and debentures issued in 2018 by subsidiary Parnaíba I Geração de Energia S.A. (currently merged into Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – “PGC”);
- ii) Amortization of interest on financing from Banco da Amazônia S.A. (BASA) for the Azulão-Jaguatirica integrated project; debentures issued in 2019 by subsidiary Parnaíba II Geração de Energia S.A.; and debentures issued by ENEVA S.A., through the second, third and fifth issues carried out in 2019 and 2020;

iii) A R\$79.9 million negative impact on the "Other" line related to the disbursement made for the acquisition of Company shares to meet the obligations under the Long-Term Share-Based Compensation Incentive Plan; and

iv) a R\$45.8 million increase in the balance of escrow accounts (negatively impacting the line "Other") due to the creation of a reserve account in compliance with the contracts related to financing from BASA and the first debenture issue of Parnaíba I (currently at PGC).

ENEVA ended 4Q21 with a consolidated free cash balance of R\$1,677.7 million, not including the balance of escrow accounts linked to the Company's financing contracts, totaling R\$197.9 million.

Economic-Financial Performance by Segment

Parnaíba Complex

Natural Gas Thermal Generation

This segment is composed of subsidiaries Parnaíba II Geração de Energia S.A. (which owns the Parnaíba II, Parnaíba III and Parnaíba IV TPPs), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC (which owns the Parnaíba I TPP, in addition to being the SPE in charge of developing the Parnaíba V TPP) and Azulão Geração de Energia S.A. (the SPE in charge of implementing the Azulão-Jaguatirica integrated project, except for the development of the Azulão field).

Income Statement Gas-Thermal Generation	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Gross Operating Revenues	857.5	757.7	13.2%	3,011.6	2,023.8	48.8%
Fixed Revenues	354.7	326.8	8.5%	1,356.5	1,282.4	5.8%
Variable Revenues	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%
Short Term market	145.3	204.5	-29.0%	584.6	393.4	48.6%
Reestablishment of commercial backing -FID	0.0	21.0	-99.9%	-	106.8	N/A
Hedge ADOMP	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	145.3	183.5	-20.8%	584.6	286.6	104.0%
Deductions from Gross Revenues	(84.7)	(77.1)	9.8%	(312.5)	(204.1)	53.1%
Unavailability (ADOMP)	0.3	(0.2)	N/A	(8.9)	1.3	N/A
Net Operating Revenues	772.8	680.6	13.6%	2,699.1	1,819.7	48.3%
Operating Costs	(647.3)	(505.0)	28.2%	(2,278.0)	(1,268.8)	79.5%
Fixed Costs	(114.4)	(114.5)	-0.1%	(462.0)	(438.1)	5.4%
Transmission and regulatory charges	(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%
GTU fixed lease	(66.2)	(66.2)	0.0%	(264.6)	(264.8)	-0.1%
Variable Costs	(493.8)	(359.1)	37.5%	(1,645.1)	(712.7)	130.8%
Fuel (natural gas)	(198.5)	(215.4)	-7.9%	(715.9)	(428.4)	67.1%
Gasmar - Gas distribution tariff	(14.4)	(16.3)	-11.8%	(52.1)	(31.9)	63.5%
GTU variable lease	(259.7)	(84.6)	206.9%	(539.6)	(109.1)	394.5%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(1.9)	(18.9)	-90.1%	(21.2)	(97.9)	-78.4%
Hedge ADOMP	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	(19.4)	(23.9)	-18.9%	(316.4)	(45.4)	597.6%
Depreciation and Amortization	(42.9)	(31.5)	36.3%	(170.9)	(118.0)	44.8%
Operating Expenses	(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%
Depreciation and Amortization	(2.6)	(0.1)	1742.6%	(10.2)	(0.4)	2213.9%
Other revenue/expenses	16.8	(1.4)	N/A	20.3	(20.9)	N/A
Equity Income						
EBITDA (as of ICVM 527/12)	179.7	199.4	-9.9%	579.8	622.4	-6.8%
% EBITDA Margin	23.2%	29.3%	-6.0 p.p.	21.5%	34.2%	-12.7 p.p.

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement

In 4Q21, the segment's net operating revenues grew 13.6% compared to 4Q20, mainly due to:

- (i) A R\$27.8 million increase in fixed revenues, R\$26.2 million of which as a result of the annual contractual adjustment of gross fixed revenues in November 2021, and a R\$1.5 million uptick in additional fixed revenues of the Parnaíba I and Parnaíba III TPPs related to additional energy contracted in the A-2 Existing Energy Auction held in December 2019 ("A-2 Auction/2019");
- (ii) A R\$131.2 million rise in contractual variable revenues ("CCEAR" line). Despite lower average dispatch (except for the Parnaíba III TPP), variable revenues were fueled by the increase in the CVU of the Parnaíba I TPP (R\$357/MWh in 4Q21 vs. R\$171/MWh in 4Q20); and
- (iii) The fact that the positive impacts on revenues were partially mitigated by a decline in gross variable revenues from the sale of energy in the short-term market (free market contracting environment). The main factors that led to said decrease were lower dispatch, a drop in energy prices in the spot market (PLD) in 4Q21 versus 4Q20 and a reduction in the portion of uncontracted energy available for settlement in the free market. It is worth noting that the increase in the physical guarantees of the Parnaíba I and Parnaíba III TPPs in December 2019, after the sale of energy in the A-2 Auction/2019, reduced the portion of energy committed to the regulated market, increasing the amount of energy available for trading in the free market. In 4Q20, the supply commitment of the contracts of both plants referring to said auction had not yet started so there was a larger share of energy available for trading in the free market. As a result, 23% of total generation in 4Q20 was settled at spot prices or under bilateral contracts in the free market, compared to 17% of total generation traded in the free market in 4Q21.

Net Generation (GWh)	4Q21	4Q20
Parnaíba I	1,040	1,254
Parnaíba II	816	1,005
Parnaíba III	276	240
Parnaíba IV	87	104
TOTAL	2,218	2,602

On the other hand, variable costs increased 28.2% over 4Q20, impacted by higher variable lease costs linked to fuel supply contracts in 4Q21. The increase in variable lease costs, in a scenario of lower dispatch in the period, reflected the significant rise in the CVUs of the plants between the periods, especially at the Parnaíba I TPP, given that the calculation of variable lease takes into account the entire energy generation (allocated both to the regulated market and to the free market) priced at CVU, excluding costs related to fuel, distributors, regulatory fees and insurance. It is worth noting that the costs incurred by the plants related to the payment of variable lease to the Upstream segment are eliminated in the consolidated financial statements. The effect of higher variable lease costs in 4Q21 was partially mitigated by a reduction in fuel costs due to lower dispatch (this effect was also eliminated in the consolidated financial statements), and lower costs related to energy purchased to recover ballast – FID in 4Q21, which reduced the outstanding ballast balance in the quarter.

EBITDA for the gas generation segment totaled R\$179.7 million in 4Q21, down 9.9% from 4Q20, mainly impacted by lower variable margins at the plants in 4Q21 due to higher variable lease costs linked to an

increase in transfers to the Upstream segment related to higher CVUs. The improvement in the fixed margins of the plants in 4Q21, reflecting the annual adjustment of fixed revenues and additional revenues from new contracts at the Parnaíba I and Parnaíba III TPPs, partially offset this impact. Another fact that contributed to mitigating the decline in EBITDA was the recognition of R\$16.8 million in net revenues under the heading “Other Revenue/Expenses” in 4Q21, especially due to reversals of provisions for payment recorded in previous years that did not materialize.

Upstream (E&P)

This segment is composed of ENEVA S.A. and Parnaíba B.V. Upstream results are presented separately to facilitate the segment's performance analysis.

Income Statement Upstream	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Gross Operating Revenues	587.1	405.8	44.7%	1,691.0	899.2	88.1%
Fixed Revenues	72.9	73.5	-0.8%	291.8	302.6	-3.6%
Variable Revenues	514.1	332.2	54.7%	1,399.2	596.6	134.6%
Gas Contract Sales	221.4	237.3	-6.7%	792.8	472.2	67.9%
Variable leasing Contract	286.2	93.3	206.9%	594.4	120.2	394.3%
Condensate Sales and Others	6.5	1.7	289.0%	12.0	4.1	191.4%
Deductions from Gross Revenues	(90.6)	(51.5)	76.0%	(241.1)	(107.5)	124.3%
Net Operating Revenues	496.4	354.3	40.1%	1,449.9	791.7	83.1%
Operating Costs	(153.8)	(104.0)	47.8%	(476.6)	(251.2)	89.8%
Fixed Costs	(21.8)	(21.0)	3.4%	(75.3)	(62.0)	21.4%
O&M Cost (OPEX)	(21.8)	(21.0)	3.4%	(75.3)	(62.0)	21.4%
Variable Costs	(83.9)	(40.3)	108.1%	(221.9)	(71.0)	212.6%
Government Contribution	(82.0)	(39.4)	108.1%	(215.1)	(65.5)	228.5%
Lifting Cost/Compression	(1.8)	(0.9)	105.0%	(6.7)	(5.5)	22.9%
Depreciation and Amortization	(48.2)	(42.7)	12.9%	(179.4)	(118.2)	51.8%
Operating Expenses	(35.0)	(50.4)	-30.5%	(130.3)	(171.4)	-24.0%
Exploration Expenses_Geology and geophysics (G&G)	(28.4)	(39.5)	-28.0%	(92.5)	(129.1)	-28.3%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(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%
Depreciation and Amortization	(2.5)	(4.7)	-47.1%	(10.0)	(22.2)	-54.9%
Other revenue/expenses	(0.5)	0.7	N/A	(1.0)	5.5	N/A
Equity Income	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	357.7	248.1	44.2%	1,031.4	515.1	100.2%
EBITDA excluding dry wells ¹	375.3	256.7	46.2%	1,087.7	534.4	103.5%
% EBITDA Margin excluding dry wells	75.6%	72.5%	3.1 p.p.	75.0%	67.5%	7.5 p.p.

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

Net operating revenues from the Upstream segment grew 44.7% in 4Q21 compared to 4Q20, driven by an increase in variable lease revenues received from gas-fired thermal plants, reflecting the higher average CVU of the Parnaíba I TPP in 4Q21, as explained earlier.

Variable costs increased R\$43.6 million, mainly due to growth in government interests. Despite lower natural gas production, the uptick in the average gas reference price set by ANP¹² for calculating government interests, in line with the hike in the international prices of the commodity, more than offset the reduction in production volume.

Depreciation and amortization costs rose 12.9% in 4Q21 over 4Q20, mainly due to growth in Eneva S.A.'s fixed assets based referring mainly to the gas exploration and production equipment that were acquired from Parnaíba B.V. by Eneva, after the termination of the leasing agreement between these companies.

¹² The reference prices for the calculation of government interests are disclosed monthly by ANP, at <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

These assets, in the amount of R\$156 million, are allocated to the fields currently under production in the Parnaíba Complex.

Operating expenses, excluding depreciation and amortization, fell 28.8% year on year in 4Q21, due to lower exploration expenses (excluding dry wells), as there were no seismic campaigns in 4Q21. The decline in exploration expenses was partially offset by the recognition of dry well expenses amounting to R\$17.5 million in 4Q21, referring to wells 1-ENV-23-MA and 1-ENV-24D-MA.

Adjusted EBITDA (excluding dry wells) for the Upstream segment rose 46.2% over 4Q20, mainly driven by the impact of the transfer of variable lease of gas-fired plants.

Other Generation Assets

Coal Thermal Generation

This segment is composed of subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A and Pecém II Geração de Energia S.A.

Income Statement Coal-Thermal Generation	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Gross Operating Revenues	862.3	499.1	72.8%	2,309.4	1,322.0	74.7%
Fixed Revenues	232.6	214.4	8.4%	884.1	841.4	5.1%
Variable Revenues	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%
Short Term market	15.1	70.7	-78.7%	45.5	164.4	-72.4%
Reestablishment of commercial backing (FID)	13.0	50.4	-74.2%	31.6	124.5	-74.6%
Hedge ADOMP	0.8	12.8	-93.5%	14.1	29.7	-52.3%
Other	1.3	7.6	-83.3%	(0.3)	10.2	N/A
Deductions from Gross Revenues	(88.1)	(59.1)	49.2%	(247.9)	(148.1)	67.4%
Unavailability (ADOMP)	0.0	(7.8)	N/A	(10.0)	(11.4)	-12.5%
Net Operating Revenues	774.2	440.1	75.9%	2,061.5	1,173.9	75.6%
Operating Costs	(613.7)	(330.0)	86.0%	(1,558.2)	(803.4)	93.9%
Fixed Costs	(74.6)	(65.1)	14.5%	(262.4)	(224.5)	16.8%
Transmission and regulatory charges	(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%
Variable Costs	(489.3)	(215.9)	126.6%	(1,098.7)	(389.5)	182.1%
Fuel (natural gas)	(467.7)	(147.6)	216.8%	(1,029.3)	(227.7)	352.1%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(12.6)	(46.0)	-72.7%	(27.6)	(113.3)	-75.7%
Hedge ADOMP	(1.0)	(8.4)	-87.6%	(11.4)	(22.8)	-49.9%
Other	(8.0)	(13.8)	-42.2%	(30.4)	(25.7)	18.3%
Depreciation and Amortization	(49.8)	(48.9)	1.8%	(197.1)	(189.4)	4.1%
Operating Expenses	(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%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.3)	26.3%	(1.4)	(0.8)	73.4%
Other revenue/expenses	152.7	56.3	171.4%	160.2	60.9	162.9%
Equity Income	-	(0.1)	N/A	-	(0.1)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	355.8	207.7	71.3%	837.1	597.3	40.2%
% EBITDA Margin	46.0%	47.2%	-1.2 p.p.	40.6%	50.9%	-10.3 p.p.

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement.

In 4Q21, net operating revenues from this segment grew by R\$334.1 million over 4Q20. Despite the reduction in dispatch between 4Q20 and 4Q21, the substantial increase in the CIF-ARA commodity price, which is part of the CVU portion that remunerates fuel costs, boosted revenues in the quarter. There was also a positive R\$18.1 million impact of the annual contractual adjustment for inflation in November 2021.

On the other hand, variable costs grew by R\$273.4 million in 4Q21 compared to 4Q20, mainly due to the increase in the average cost of the coal inventory, given the hike in coal prices. However, due to the

upward curve in CIF-ARA prices in the period, the average contractual variable revenues (CVU) received by the plants in the quarter was higher than the historical average cost of the coal inventory. This mismatch resulted in positive variable margins at the plants, which reached R\$60/MWh at Itaquí (versus R\$31/MWh in 4Q20) and R\$ 92/MWh at Pecém II (versus R\$ 32/MWh in 4Q20).

	4Q21	4Q20
Dispatch of coal-fired power plants	88%	72%
Average cost of stock of coal - Itaquí (R\$/MWh)	473	123
Average cost of stock of coal - Pecém II (R\$/MWh)	464	119
Average CVU - Itaquí (R\$/MWh)	579	180
Average CVU - Pecém II (R\$/MWh)	588	186

The “Other Revenue/Expenses” line showed a R\$96.4 million year-on-year increase in revenues, mainly due to the impact of impairment reversals in each of the quarters. In 4Q21, the reversal resulted in revenues of R\$150.1 million, up from revenues of R\$52.8 million in 4Q20. Total reversal of impairment account in previous years at Itaquí Geração de Energia confirmed an improvement in the plant’s operational performance, as well as the positive outlook for the plant’s operations for the coming years. As a result, Itaquí Geração de Energia S.A. no longer had an impairment provision balance in the balance sheet as of December 31, 2021.

EBITDA for the coal generation segment totaled R\$355.8 million in 4Q21, R\$148.1 million more than in 4Q20, driven by higher variable margins and the positive impact of the reversal of impairment.

Energy Trading

This segment is composed of indirect subsidiary ENEVA Comercializadora de Energia Ltda, whose main activities are the purchase and sale of third-party energy, hedging operations against the effects of energy price variations for the Group's plants and the commercialization of gas and energy solutions to end customers.

Income Statement Energy Trading	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Net Operating Revenues	179.0	166.8	7.3%	550.2	489.7	12.4%
Operating Costs	(130.2)	(147.7)	-11.8%	(504.8)	(447.8)	12.7%
Power acquired for resale	(130.1)	(147.6)	-11.8%	(504.5)	(447.1)	12.8%
Other	(0.1)	(0.1)	-11.4%	(0.2)	(0.7)	-65.8%
Operating Expenses	(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%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-9.9%	(0.0)	(0.0)	-2.5%
Other revenue/expenses	0.0	0.0	-99.6%	0.0	0.0	-99.6%
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	45.3	16.8	170.3%	35.2	34.6	1.6%
% EBITDA Margin	25.3%	10.1%	15.3 p.p.	6.4%	7.1%	-0.7 p.p.

In 4Q21, the Company started to record the mark-to-market (MtM) position of energy futures contracts of Eneva Comercializadora, which until then was recorded in the financial result, in the operating result (under Net Operating Revenues) of the Energy Trading segment. To facilitate understanding, we present below a summary of the MtM position of energy futures contracts in the last two years:

Energy Trading MtM Recognition	(R\$ million)									
	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	2021
Energy Trading total MtM impact	9.6	(2.8)	8.3	(19.1)	(3.9)	2.3	(9.1)	46.7	(9.1)	30.9
Operating Revenues	-	-	-	-	-	-	-	-	30.9	30.9
Financial Result	9.6	(2.8)	8.3	(19.1)	(3.9)	2.3	(9.1)	46.7	(39.9)	-

The positive impact of R\$30.9 million on operating revenues in 4Q21 reflects not only the total MtM result for the quarter, but also the reclassification of the amounts of the other quarters of 2021. The result for the full year 2021 reflects the new classification criterion, which after extensive evaluation and considering the immateriality of the balances, was decided to be treated prospectively, not generating an impact on previous disclosures.

Net operating revenues from the segment reached R\$179.0 million in 4Q21, up 7.3% over 4Q20. Excluding the R\$30.9 million impact of the MtM position of Eneva Comercializadora in 4Q21, net operating revenues from the segment dropped 11.2% compared to 4Q20. The decline was basically due to lower energy sales volume, which totaled 1,401 GWh in 4Q21, down from 1,636 GWh in 4Q20.

Operating costs also fell between 4Q20 and 4Q21, proportionate to the reduction in net revenues excluding the impact of the MtM position of Eneva Comercializadora.

As a result, EBITDA for the Energy Trading segment totaled R\$45.3 million, up 170.3% over 4Q20. Excluding the impact of the MtM reclassification in 4Q21, EBITDA in 4Q21 totaled R\$14.4 million versus 4Q21.

Holding & Other

This segment consists of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created for origination and development of projects. ENEVA S.A. also incorporates businesses in the Upstream segment. However, to allow for a better analysis of the performance of the Company's business segments, the Company is presenting the results of the Holding & Other segment separately.

Income Statement Holding & Other	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Net Operating Revenues	0.2	0.1	67.6%	0.8	0.3	195.5%
Operating Costs	(0.5)	(0.5)	3.0%	(1.8)	(1.6)	7.2%
Operating Expenses	(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%
SOP/long-term incentive expenses	(14.4)	(24.9)	-42.3%	(110.7)	(48.9)	126.2%
Depreciation and Amortization	(6.5)	(6.4)	1.2%	(26.0)	(25.7)	1.0%
Other revenue/expenses	(1.5)	(0.6)	158.8%	14.8	30.0	-50.9%
Equity Income	288.1	325.3	-11.4%	709.0	686.7	3.3%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	192.7	260.5	-26.0%	426.8	535.1	-20.2%
EBITDA ex Equity Income	(95.4)	(64.8)	47.2%	(282.2)	(151.5)	86.3%

1 - Equity Income consolidates the results of the subsidiaries of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A. and is almost fully offset in the consolidated result.

In 4Q21, the segment's expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$93.5 million, of which R\$10.8 million refers to non-cash provisions for the new Long-term Incentive Programs in 2021 and R\$3.6 million refers to cash disbursements related to the payment of labor charges due to the maturity of Long-term Incentive Programs in the quarter.

Excluding expenses related to Long-term Incentive Programs, general and administrative expenses grew by R\$40.3 million in 4Q21 over 4Q20, mainly due to higher personnel expenses, especially salaries and bonuses, a reflection of the headcount increase and higher consulting expenses designed to support the Company's growth strategy.

As a result of these effects, the segment recorded an EBITDA loss, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated financial statements), of R\$95.4 million in 4Q21, compared to a loss of R\$64.8 million in 4Q20.

Consolidated Financial Result

Net Financial Result	(R\$ million)					
	4Q21	4Q20	%	2021	2020	%
Financial Revenues	42.5	14.6	190.2%	132.8	67.5	96.6%
Income from financial investments	34.7	11.6	199.0%	81.2	56.5	43.6%
Fines and interest earned	4.9	0.3	N/A	42.0	2.8	N/A
Interest on debentures	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	2.9	2.8	4.8%	9.6	8.2	17.4%
Financial Expenses	(90.0)	(76.3)	17.9%	(262.4)	(366.8)	-28.5%
Fines interest	(0.1)	(0.3)	-50.6%	(2.5)	(3.9)	-36.8%
Debt charges ¹	(3.2)	(28.4)	-88.7%	(12.9)	(165.6)	-92.2%
Interest on provisions for abandonment	(7.7)	(5.3)	44.0%	(24.9)	(7.6)	227.5%
Fees and emoluments	(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%
Debentures Cost	(63.5)	(31.8)	99.7%	(174.6)	(149.5)	16.7%
Others	(11.9)	(8.5)	39.0%	(38.2)	(32.5)	17.4%
FX Exchange and monetary variation	(64.8)	6.5	N/A	(59.6)	3.5	N/A
Losses/gains on derivatives	(39.9)	(19.1)	109.5%	2.7	(3.9)	N/A
Net Financial Income (Expense)	(152.2)	(74.3)	105.0%	(186.5)	(299.7)	-37.8%

1 - Includes amortization on transaction costs.

In 4Q21, the Company recorded a negative net financial result of R\$152.2 million, compared to negative R\$74.3 million in 4Q20. The negative variation in the period was mainly due to the following factors:

- i) A R\$31.7 million increase in expenses related to interest on debentures, due to the rise in accumulated CDI in 4Q21 compared to 4Q20 (accumulated three-month CDI of 1.82% in 4Q21 and 0.46% in 4Q20), with a direct impact on charges resulting from the issue of debentures adjusted by this index.
- ii) A negative R\$64.8 million impact of the exchange rate change in 4Q21 due to the depreciation of the real against the dollar on transactions involving the purchase of coal at Itaqui and Pecém II and on payments of the recurring periodic maintenance of the gas-fired plants at the Parnaíba Complex.
- iii) Negative R\$39.9 million in the line “losses on derivatives” in 4Q21, referring to the reclassification of the MtM position of the energy commercialization future contracts in 2021, as explained in the Energy Trading segment.

The deterioration of the financial result was partially offset by a R\$23.1 million increase in income from financial investments as a result of the rise in the average CDI rate in the period, as well as the R\$25.2 million decline in expenses with debt charges reflecting the liquidation in 4Q20 of the Itaqui financing with BNDES and BNB which led to the early recognition of transaction costs and fees related to the prepayment of these debts in the income statement. It is worth mentioning that the “Debt Charges” and “Interest on Debentures” lines are still not being impacted by charges related to the financing of projects

that are not yet in operation (Parnaíba V, Azulão-Jaguarica and Parnaíba VI), which are being capitalized until the beginning of commercial operation¹³.

¹³ This capitalization is in accordance with Accounting Standard CPC 20, which allows, during the implementation period of the projects, the reclassification of interest, monetary adjustment and charges to property, plant and equipment in progress, until start-up of operations.

Investments

Capex	(R\$ million)									
	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	2021
Coal Generation	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
Gas Generation	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
Dry wells	0.1	0.5	10.1	8.6	19.3	4.2	9.0	25.6	17.5	56.3
Holding and Others	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

The amounts above refer to the economic capex view (competence).

1 - Parnaíba I TPP's capex is presented separately from that of Parnaíba V. Following the corporate restructuring announced in 1Q20, SPE Parnaíba I was merged into PGC in January 2020.

2 - Capex for the Parnaíba II, Parnaíba III and Parnaíba IV TPPs are presented separately. Following the corporate restructuring announced in 4Q18, SPE Parnaíba III and SPE Parnaíba IV were merged into SPE Parnaíba II.

3- The Parnaíba VI TPP closes the cycle of the Parnaíba III TPP, and its PPA will begin in January 2025. To facilitate understanding, capex will be presented separately from Parnaíba III.

Investments totaled R\$388.3 million in 4Q21, of which 39% was allocated to the implementation of the Azulão-Jaguatirica integrated project and the Parnaíba V TPP.

In the Azulão-Jaguatirica integrated project, investments were concentrated in the completion of some stages of the hot commissioning of the Jaguatirica II TPP, especially the commissioning of the regasification equipment, the gas-fired generation units and the steam turbine.

At Parnaíba VI TPP, investments were mainly allocated to payments to suppliers for the generator, the main turbine components, the chimney, modules and drums. At the Parnaíba V TPP, the negative entry of R\$5.9 million was due to exchange variation gain recognized in the period related to payments of projects suppliers.

In addition, at the Parnaíba I and Parnaíba II TPPs, the amounts of R\$11.1 million and R\$13.1 million, respectively, referred to completion of contractual milestones of the long-term contract with GE, related to preventive maintenance of the Hot Gas Path (HGP) turbines.

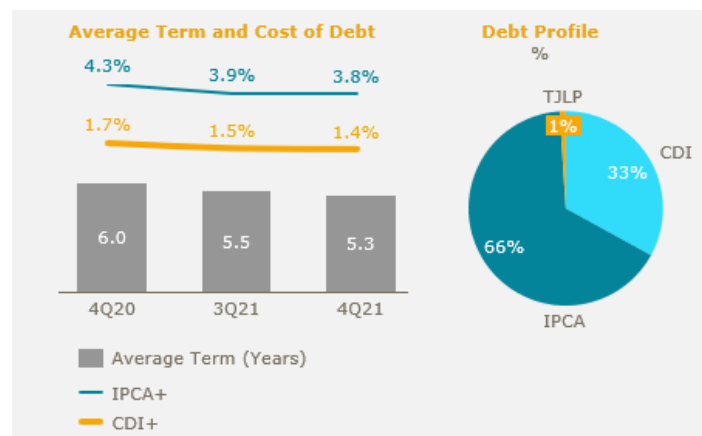
At the Itaqui TPP, most investments in 4Q21 referred to remaining payments for the Major Overhaul completed in 2Q21. At Pecém II, it is worth noting the amount of R\$14.5 million, most of which referred to expenses related to maintenance carried out in 2H21 and the acquisition and replacement of parts of the boiler draft fan in the quarter.

The Upstream segment absorbed 46% of total capex in the quarter. Of the total investment in the segment, R\$74.7 million was associated with the continued development of the Gavião Preto field, with completion of all gas pipeline launch activities. Additionally, R\$17.9 million were allocated to the

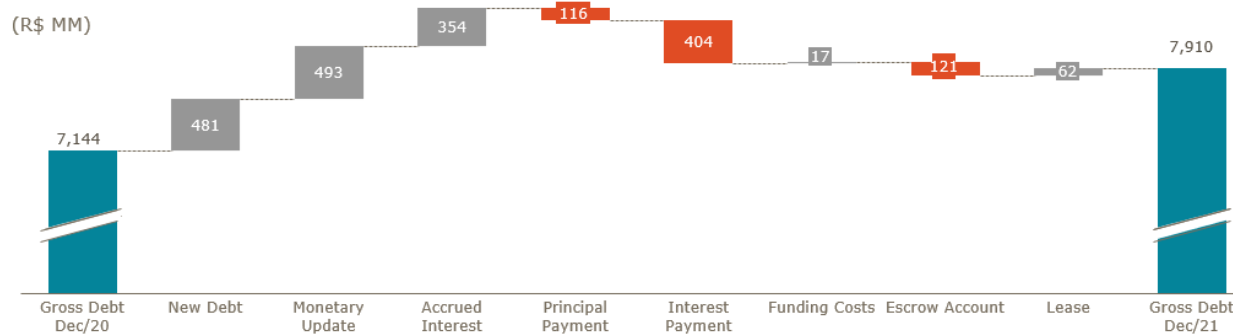
development of the Gavião Tesoura field, with the drilling of producing wells 7-GVTE-2D and 7-GVTE-3D. The remaining amounts are related to the exploratory campaigns of three blocks in the Amazonas Basin and four blocks in the Parnaíba Basin.

Indebtedness

On December 31, 2021, consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs and including the impact of leasing) totaled R\$7,910 million, compared to R\$7,899 million at the end of September 2021. At the end of 4Q21, the average maturity of consolidated debt was around 5.3 years, while the average spread of IPCA-indexed debt was 3.8% and the average spread of the Company's other debt was 1.4% higher than the CDI rate.



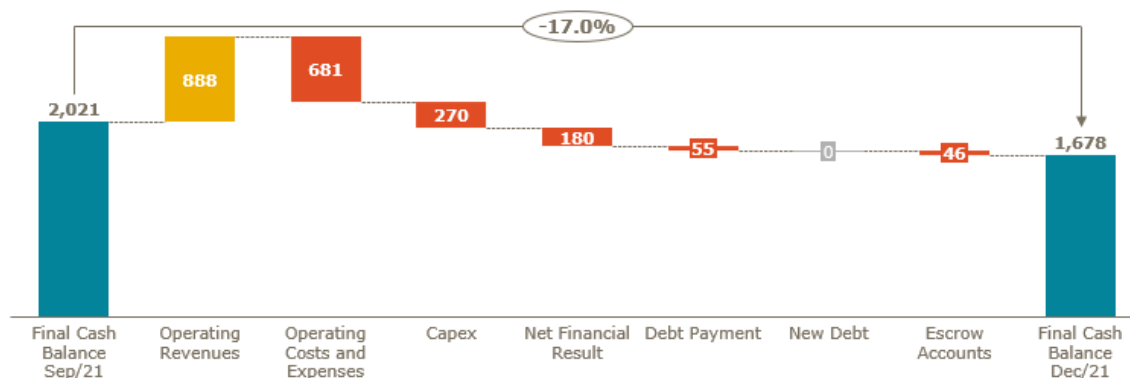
Gross Debt Evolution



At the end of December 2021, the Company's consolidated cash balance (cash, cash equivalents and marketable securities) was R\$1,678 million, a decrease of R\$343 million from September 30, 2021, not including the balance of escrow accounts linked to the Company's financing agreements in the amount of R\$198 million.

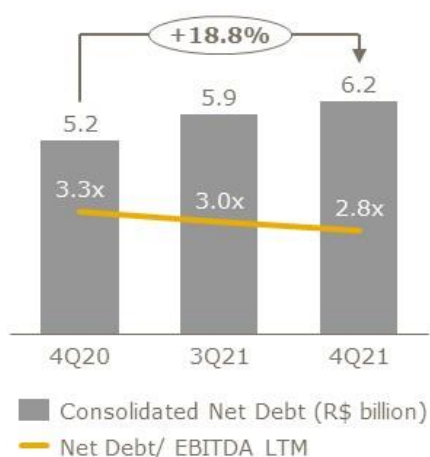
In December 2021, the Company announced the subscription of Focus' first issue of non-convertible debentures totaling an expected R\$1,500 million. The proceeds of debentures will be exclusively used to pay certain costs related to the construction of the Futura Project, as these funds are disbursed and proven pari-passu with the progress of the project. By the end of 4Q21, R\$354 million had already been allocated, being accounted for until the completion of the merger of Focus in the "Marketable Securities" line at ENEVA S.A. . It is worth noting that these amounts do not impact the Company's net debt.

Evolution of cash balance and marketable securities in 4Q21 (R\$ million)



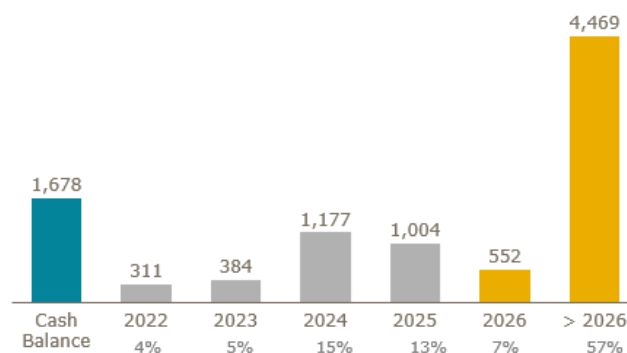
Consolidated net debt was R\$6,232 million at the end of the period, equivalent to a 2.8x net debt/LTM EBITDA ratio.

Net Debt and Leverage



Schedule of Consolidated Debt Maturity (Principal)

December 31, 2021 (R\$ million)



Capital Market

ENEV3	4Q21	3Q21	4Q20	12 months
# Shares - end of period ¹	1,266,339,183	1,266,038,219	1,263,343,840	-
Share price (Closing) - end of period (R\$) ¹	14.15	16.47	15.53	-
Traded shares (MM) - daily avg. ¹	6.0	4.7	8.2	6.6
Turnover (R\$ MM) - daily avg.	79.2	71.3	104.6	96.6
Market cap - end of period (R\$ MM) ²	17,919	20,852	19,613	-
Enterprise value - end of period (R\$ MM) ³	24,151	26,730	24,861	-

¹ Number of shares at the end of the period, share price (closing) at the end of the period and the number of shares traded (daily average) prior to March 12, 2021 were adjusted to reflect the stock split carried out by the Company on that date, approved on the Board of Directors' meeting held on March 11, 2021, in the proportion of 1 share to 4 shares, with consequent division by 4 of the price of each share.

² Market Cap considers 100% of Eneva's free float, including shares held by the Company's Directors and Executive Officers.

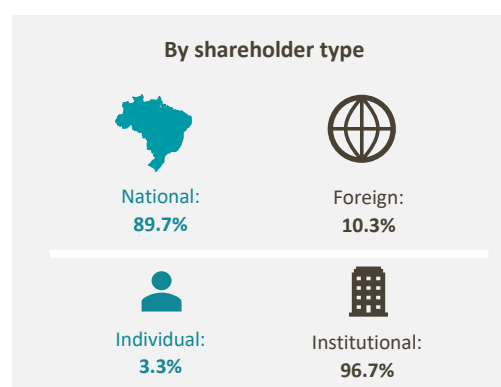
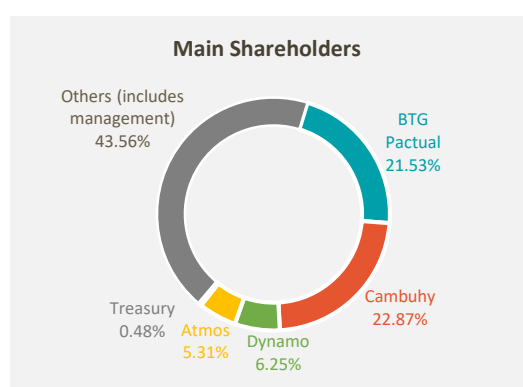
³ Enterprise Value is equivalent to the sum of Eneva's Market Cap and Net Debt at the end of each period.

Ownership

On November 30, 2021, a capital increase was carried out within the authorized capital limit, with the issue of 300,964 common shares, resulting from the exercise of options granted under the Company's Third Stock Option or Stock Subscription Plan. Thus, ENEVA's share capital is currently composed of 1,266,339,183 common shares, with 99.29% of free float.

The shareholding structure at the end of 2021 is detailed below:

ENEVA Shareholder Profile December 31, 2021



Subsequent Events

End of negotiations for the acquisition of Urucu Cluster: on January 28, 2022, Eneva announced the unsuccessful end of the negotiations for the acquisition of the Urucu Cluster from Petróleo Brasileiro S.A., which had started on February 1, 2021.

Merger of Focus into Eneva approved in the ESM: on February 4, 2022, the shareholders of the Company and Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus”), at their respective Extraordinary Shareholders’ Meetings, approved, among other matters, the merger of Focus into Eneva II Participações S.A. (“Holding”), followed by the merger of the Holding company into Eneva S.A.

Beginning of commercial operation of the first generation unit of the Jaguatirica II TPP: on February 15, 2022, the National Electric Energy Agency (Aneel) authorized the beginning of commercial operation of the first generation unit of the Jaguatirica II TPP, with an installed capacity of 48.653 MW.

Seventh debenture issue: on February 17, 2022, the Company announced its seventh issuance of simple, non-convertible, unsecured debentures, in a single series, in the total amount of one billion, five hundred million reais (R\$1,500,000,000.00), with a face value of one thousand reais (R\$1,000,00) on the issue date, due on May 18, 2023.

Beginning of commercial operation of the second generation unit of the Jaguatirica II TPP: National Electric Energy Agency (Aneel) authorized the beginning of commercial operation of the second generation unit of the Jaguatirica II TPP, as of March 11, 2022, with an installed capacity of 48.653 MW. With the approval of the declaration of commercial operation of the second turbine, the plant now has a total available capacity of 97.306 MW.

Completion of the Merger of Focus into Eneva: on March 11, 2022, Eneva announced the completion of the merger of Focus into Eneva II Participações S.A., followed by merger of the holding company into Eneva S.A. It also announced the end of trading of Focus shares on B3 on that date. Focus shareholders who owned Focus shares at the end of the trading session on that date were included in Eneva’s shareholder base. On March 14, 2022, the New Eneva Shares will begin trading on B3.

ESG - Environmental, Social and Governance Initiatives

In July 2021, ENEVA published its 2020 Sustainability Report, which is available on the Company's Investor Relations website.

The Company disclosed and presented its ESG commitments at Eneva Investor Day 2022, an event held in February 2022. The video with all the presentations of the event, including the ESG Commitments section, is available on Eneva's Investor Relations website.

Key ESG Indicators

Since the publication of its 2019 Sustainability Report, in 2020, the Company began to update its sustainability indicators measured in each period on a quarterly basis. The table below shows the highlights for the fourth quarter and full year of 2021. An interactive spreadsheet with all the indicators is available on the Company's Investor Relations website.

Main ESG KPIs				
Sphere	KPIs	4Q21	2021	2020
Operations	Installed generation capacity by source (MW)	2156,5	2.156,5	2.156,5
	Coal	725,0	725,0	725,0
	Gás	1428,0	1.428,0	1.428,0
	Renewable	3,5	3,5	3,5
	Fuel usage for power generation ¹			
	Coal (ton/MWh)	0,8	0,8	-
	Gas (m ³ /MWh)	993,1	992,3	-
	Efficiency (%) 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%	
Environment	GHG Emission - Scopes 1 and 2 [tCO ₂ e] ³	2.057.689,0	7.346.526,0	4.605.710,0
	GHG Emission Rate - Scopes 1 and 2 (efficiency) [tCO ₂ e/MWh]	0,59	0,6	0,6
	New Water Collection [m ³] ^{3 4}	4.777.892,0	16.264.631,0	11.127.983,7
	New Water Collection Rate. (efficiency) [m ³ MWh]	1,4	1,3	1,4
	New Water Consumption [m ³] ⁴	3.196.928,0	10.021.563,0	7.714.740,2
	Generation of Industrial Effluents [m ³] ⁴	1.752.223,0	7.448.913,0	3.413.243,5
Health & Security ⁵	Industrial Effluent Generation Rate (efficiency) [m ³ /MWh] ⁴	0,5	0,6	0,4
	Fatalities	-	-	-
	Fatality Rate (FAT)	-	-	-
	Accident leave	0	9	8
	Lost Time Incident Frequency (LTIF) ⁶	0	0,6	0,6
	Total Reportable Incident Rate (TRIR)	3,4	2,6	2,6
Employees	Total number own-employees	1127	1.127	960
	% of women in the workforce itself.	22%	22%	21%
	Voluntary turnover (%)	1,5%	1,3%	2,3%
	Total number third-party employees	4566	4.566	6.247
Social Responsibility	Non-incentive investments (R\$ M)	0,37	1,6	2,7
	Invested incentives (Childhood and Adolescence Fund, Culture Incentive Law, Sports Law, Health and others). (R\$ M)	2,07	2,2	1,3
	Execution of the Socio-Economic Programs (R\$ M).	0,2	1,8	1,5
	Social Investments COVID-19 (R\$ M) ⁷	-	4,1	23,4
Governance	Number of corruption cases reported to the Audit Committee and sentenced	-	-	-
	Number of reported Code of Conduct violations	9	39	46

1 - The Company decided to disclose this data from 1Q21 due to the relevance of the consumed fuel amount for energy generation, in contrast to the total amount consumed by the Company;

2 - Efficiency = 3600/Net Heat Rate;

3 - The increase in the third quarter is mostly due to total dispatch from coal-fired thermoelectric plants;

4 - Data applicable only to the power generation segment, not including E&P;

5 - The numbers consider only typical accidents;

6 - Leave rate = (number of accidents x 1,000,000)/man-hour exposed to risk;

7 - Considers investments and total expenses (Donations, materials, services, tests and others).

Exhibits

The financial statements of the SPEs are available on the Company's Investor Relations website.

Income Statement - 4Q21 (R\$ million)	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	857.5	587.1	(577.8)	866.8	862.3	194.1	0.2	(60.7)	1,862.7
Deductions from Gross Revenues	(84.7)	(90.6)	92.8	(82.6)	(88.1)	(15.1)	(0.0)	5.6	(180.2)
Net Operating Revenues	772.8	496.4	(485.0)	784.2	774.2	179.0	0.2	(55.1)	1,682.5
Operating Costs	(647.3)	(153.8)	485.0	(316.1)	(613.7)	(130.2)	(0.5)	55.6	(1,004.9)
Depreciation & amortization	(42.9)	(48.2)	-	(91.0)	(49.8)	-	(0.1)	-	(140.9)
Operating Expenses ¹	(8.1)	(35.0)	-	(43.1)	(7.5)	(3.5)	(100.0)	(4.0)	(158.2)
SG&A									
Depreciation & amortization	(2.6)	(2.5)	-	(5.1)	(0.4)	(0.0)	(6.5)	(3.4)	(15.4)
Other revenues/expenses	16.8	(0.5)	-	16.3	152.7	0.0	(1.5)	0.1	167.5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	288.1	(288.8)	(0.7)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	179.7	357.7	0.0	537.4	355.8	45.3	192.7	(288.8)	842.5
Net Financial Result	(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
Current Taxes	(4.1)	-	-	(4.1)	(4.3)	(1.3)	(17.8)	-	(27.5)
Deferred Taxes	(3.1)	-	-	(3.1)	(14.9)	(0.5)	1.3	-	(17.1)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	(0.0)
Net Income	63.2	307.1	0.0	370.3	222.9	3.8	183.9	(291.6)	489.4

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

Income Statement - 4Q20 (R\$ million)	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	757.7	405.8	(404.1)	759.4	499.1	183.8	0.1	(103.9)	1,338.6
Deductions from Gross Revenues	(77.1)	(51.5)	80.0	(48.6)	(59.1)	(17.0)	(0.0)	9.6	(115.1)
Net Operating Revenues	680.6	354.3	(324.1)	710.8	440.1	166.8	0.1	(94.2)	1,223.5
Operating Costs	(505.0)	(104.0)	324.1	(285.0)	(330.0)	(147.7)	(0.5)	94.2	(668.8)
Depreciation & amortization	(31.5)	(42.7)	0.6	(73.5)	(48.9)	-	(0.0)	-	(122.4)
Operating Expenses 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)
Depreciation & amortization	(0.1)	(4.7)	-	(4.8)	(0.3)	(0.0)	(6.4)	(3.4)	(15.0)
Other revenues/expenses	(1.4)	0.7	-	(0.7)	56.3	0.0	(0.6)	(0.2)	54.8
Equity Income	-	-	-	-	(0.1)	-	325.3	(325.6)	(0.4)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	199.4	248.1	(0.6)	446.8	207.7	16.8	260.5	(325.8)	606.1
Net Financial Result	(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
Current Taxes	(3.4)	(0.0)	-	(3.4)	(2.1)	(4.1)	2.1	-	(7.6)
Deferred Taxes	(12.4)	-	-	(12.4)	36.9	22.7	252.3	-	299.5
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)	(0.2)
Net Income	129.0	200.6	(0.0)	329.6	134.1	16.8	534.9	(329.0)	686.5

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

Income Statement - 2021 (R\$ million)	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	3,011.6	1,691.0	(1,675.0)	3,027.6	2,309.4	603.1	0.9	(285.3)	5,655.7
Deductions from Gross Revenues	(312.5)	(241.1)	296.9	(256.7)	(247.9)	(52.9)	(0.1)	26.4	(531.3)
Net Operating Revenues	2,699.1	1,449.9	(1,378.1)	2,770.9	2,061.5	550.2	0.8	(259.0)	5,124.4
Operating Costs	(2,278.0)	(476.6)	1,378.1	(1,376.5)	(1,558.2)	(504.8)	(1.8)	259.5	(3,181.7)
Depreciation & amortization	(170.9)	(179.4)	-	(350.3)	(197.1)	-	(0.1)	-	(547.5)
Operating Expenses 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)
Depreciation & amortization	(10.2)	(10.0)	-	(20.2)	(1.4)	(0.0)	(26.0)	(13.7)	(61.3)
Other revenues/expenses	20.3	(1.0)	-	19.3	160.2	0.0	14.8	0.3	194.6
Equity Income	-	-	-	-	-	-	709.0	(709.8)	(0.7)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	579.8	1,031.4	0.0	1,611.2	837.1	35.2	426.8	(709.7)	2,200.7
Net Financial Result	(100.3)	0.1	-	(100.2)	(150.7)	1.1	62.7	0.6	(186.5)
EBT	298.4	842.0	0.0	1,140.4	487.9	36.2	463.5	(722.7)	1,405.3
Current Taxes	(16.4)	-	-	(16.4)	(15.8)	(1.3)	(72.3)	-	(105.9)
Deferred Taxes	(36.6)	-	-	(36.6)	(56.2)	(10.9)	(22.4)	-	(126.1)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	(0.0)
Net Income	245.4	842.0	0.0	1,087.4	415.9	23.9	368.8	(722.7)	1,173.3

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

Income Statement - 2020 (R\$ million)	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	2,023.8	899.2	(895.0)	2,027.9	1,322.0	539.6	0.3	(334.6)	3,555.2
Deductions from Gross Revenues	(204.1)	(107.5)	166.8	(144.8)	(148.1)	(49.9)	(0.0)	31.0	(311.9)
Net Operating Revenues	1,819.7	791.7	(728.3)	1,883.1	1,173.9	489.7	0.3	(303.7)	3,243.3
Operating Costs	(1,268.8)	(251.2)	723.8	(796.2)	(803.4)	(447.8)	(1.6)	303.7	(1,745.4)
Depreciation & amortization	(118.0)	(118.2)	6.4	(229.8)	(189.4)	-	(0.0)	-	(419.2)
Operating Expenses 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)
Depreciation & amortization	(0.4)	(22.2)	-	(22.7)	(0.8)	(0.0)	(25.7)	(13.7)	(62.9)
Other revenues/expenses	(20.9)	5.5	-	(15.4)	60.9	0.0	30.0	0.6	76.1
Equity Income	-	-	-	-	(0.1)	-	686.7	(695.3)	(8.8)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	622.4	515.1	(10.9)	1,126.6	597.3	34.6	535.2	(694.7)	1,598.9
Net Financial Result	(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
Current Taxes	(21.4)	(0.0)	-	(21.4)	(3.1)	(8.5)	(0.8)	-	(33.9)
Deferred Taxes	(51.6)	-	-	(51.6)	0.4	21.7	252.7	-	223.3
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(1.1)	(1.1)
Net Income	336.1	371.7	(0.0)	707.8	196.9	45.6	764.5	(707.3)	1,007.6

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment