ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA VIDEOCONFERÊNCIA DOS RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2024
8 DE MAIO DE 2024 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do primeiro trimestre de 2024 da ENGIE Brasil Energia. Sou Adriana Wagner, Analista de Relações com Investidores da Companhia, e gostaria de fazer alguns avisos antes de iniciarmos a videoconferência.

Neste momento, as pessoas conectadas estão no modo ouvinte. Mais tarde, quando abrirmos a sessão de perguntas e respostas, os participantes poderão enviar seus questionamentos pela ferramenta de Q&A do Zoom. Cabe lembrar que esta videoconferência está sendo gravada.

Disponibilizamos em nosso *website* www.engie.com.br/investidores os arquivos da Apresentação e do *Release* de Resultados, além da ITR e demais documentos arquivados ontem na CVM, onde são divulgadas em detalhes as análises das demonstrações financeiras, dos resultados operacionais, indicadores ESG, avanços na implantação de novos projetos, entre outros fatos relevantes do período.

Antes de prosseguir, esclarecemos que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência, relativas às perspectivas dos negócios da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-lo por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Para apresentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia no primeiro trimestre de 2024, estão conosco hoje os senhores Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores.

Agora, eu passo a palavra ao Takamori para iniciar a apresentação. Takamori, por favor, pode prosseguir.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado, Adri e obrigado pela participação de todos. Alguém pode confirmar quantos somos no momento? 117, aqui está aparecendo.

SRA. ADRIANA WAGNER: São 117, isso… 118.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado pela participação de todos. Antes de iniciar a apresentação, eu queria, naturalmente, comentar sobre a enchente no Rio Grande do Sul. A Engie está presente no Rio Grande do Sul há mais de 25 anos, desde a nossa privatização da Eletrosul, então a gente tem naturalmente uma profunda conexão com o estado.

A gente está muito solidarizada com a situação das vítimas e famílias, a população e empresas afetadas pela catástrofe pelas enchentes na região. Ainda não acabou; então, tem previsão de chuva pelos próximos dias também na região e, então é necessária uma atenção redobrada e a gente precisa ajudar.

Aqui, a mensagem do nosso lado é que a Engie — não só a ENGIE Brasil Energia, essa empresa, como outras empresas do Grupo — já estão atuando diretamente para fazer uma campanha onde a Companhia vai dobrar os recursos doados pelos colaboradores. Então, esse é só um primeiro passo, uma etapa mesmo de auxílio emergencial e, naturalmente a gente vai contribuir à medida que a situação de urgência e emergência for ultrapassada.

Então, vamos fazer a nossa primeira parte. A gente recomenda que cada um de vocês aqui… É um apelo nosso, um convite para que cada um de vocês também faça a sua parte e ajude tanto por meio dos canais oficiais do estado como também por meio das ações que os seus amigos, parceiros ou comunidade ou localidade estejam promovendo. É muito importante que todo o mundo faça sua parte e não só se comova, mas que aja também. Então eu faço esse chamamento para todos vocês.

Sobre os nossos ativos: A gente está no estado desde 1998, inicialmente com a usina hidrelétrica de Passo Fundo e outros ativos termelétricos que a gente já não tem mais gestão sobre — que foram desinvestidos ou descomissionados ao longo do tempo — e temos também duas usinas que ficam exatamente na fronteira entre os estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul.

Nenhum desses ativos foi afetado ou apresenta um risco qualquer nesse momento; eles estão sob observação. Passo Fundo, naturalmente, que é mais próximo às regiões afetadas, teve uma afluência muito grande nos últimos dias e semanas e, então requer uma atenção especial, mas não tem nada que requeira uma ação extraordinária. Estamos apenas fazendo uma observação mais próxima, mantendo volumes de reserva maior, deplecionando o reservatório, de forma a garantir a segurança das pessoas, das instalações e de toda a região, tá? Então, reforço a importância de cada um de nós fazer a sua parte para minimizar, reduzir, o impacto dessa tragédia.

Aqui, passando para os destaques do primeiro trimestre, a gente… Até antes de falar desses destaques aqui, eu queria mencionar para todos que o primeiro trimestre costuma ser um trimestre um pouco mais tranquilo para todo o mundo — um trimestre que não é um fechamento de ano —, mas nesse caso aqui é um trimestre que reflete o momento de transição da ENGIE Brasil Energia.

Então eu queria destacar essa questão para todos vocês, por quê? — aí vou entrando no slide aqui — A gente fez o *closing* da operação de venda parcial da nossa participação societária na TAG. A gente reduziu de 32,5% — vendemos 15% e permanecemos com 17,5% do capital social, que é o primeiro quadrinho da esquerda aqui — logo no começo de janeiro, então naturalmente, tudo o que segue tudo e todo o resultado do primeiro trimestre é afetado tanto pelo resultado da venda, pelos *proceeds* da venda da TAG, quanto também pela menor contribuição do ativo. Então vocês vão ver que isso se estende por toda a nossa apresentação.

Teve um segundo fato muito relevante, que foi a conclusão da aquisição dos conjuntos fotovoltaicos de Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol — são cinco conjuntos fotovoltaicos que a gente comprou da Atlas. O *closing* foi feito no final do trimestre, em 6 de março, então a contribuição dele no resultado é bastante tímida ainda. A gente só vai conseguir ver efetivamente a contribuição dele ao longo dos próximos trimestres, mas é um motivo de orgulho aqui e em linha com a nossa estratégia de crescimento em renováveis.

O terceiro quadrinho aqui é a reafirmação do *rating* nacional de longo prazo em AAA — padrão brasileiro. Isso é muito bom, porque garante que a gente consiga emitir dívidas de uma forma muito competitiva e reduzindo nosso custo de capital. A gente tem se beneficiado disso ao longo do tempo, e esse é um elemento caro para a gente; a gente quer manter esse AAA.

E o quarto elemento aqui é comunicando a vocês todos a aprovação na AGO que aconteceu no dia 25 de abril, a aprovação da distribuição de dividendos mínimos obrigatórios e complementares de 2023, no valor de R$ 994 milhões — bem perto de R$ 1 bilhão. Essas ações vão ser negociadas ex-dividendos a partir de 7 de maio, com o pagamento sendo realizado no final de julho, em 26 de julho.

No próximo slide, a gente tem aqui já o efeito econômico-financeiro desses eventos que a gente acabou de mencionar. O nosso Ebitda apresentou um salto de cerca de R$ 2 bilhões para R$ 3,16 bilhões. Vocês podem observar que uma parte expressiva desse aumento de 53% foi proveniente do resultado líquido da alienação parcial da TAG.

Então, R$ 1,35 bi é associado exclusivamente a esse resultado líquido e, quando a gente tira, naturalmente, esse resultado líquido da alienação, a gente vê um decréscimo de cerca de 12% do nosso Ebitda ajustado… Não chega a ser o ajustado, porque o ajustado vocês vão ver que é um valor que ainda tem que fazer os ajustes de IFRS tanto de cotista quanto de transmissão. Mas, nesse caso aqui, se você tira o efeito exclusivo de TAG, consegue imaginar que ele reduziu 12%.

Um outro ponto importante aqui para a redução do nosso Ebitda quando comparado o trimestre contra o trimestre do ano anterior é a saída de Pampa Sul. Pampa Sul, ela foi alienada no segundo trimestre do ano passado, então é natural que essa variação de escopo também afete o nosso Ebitda.

Então, se a gente soma esses dois — só de somar R$ 86 milhões mais R$ 117 milhões —, dá para perceber que boa parte dessa variação negativa de 12% pode ser justificada por esses dois elementos. Teve outros, naturalmente: a gente teve redução de compra de portfólio, teve resultado a maior na CCEE, outras variações ao longo do resultado, mas de grosso modo, todos eles se neutralizam, sendo que a gente pode caracterizar essa variação de Ebitda em principalmente TAG e Pampa Sul.

Naturalmente, o reflexo disso no lucro líquido também é muito importante — da alienação da TAG —; praticamente dobrou o lucro líquido, mas é importante destacar e relativizar o lucro líquido da venda, que resultou em R$ 891 milhões aqui, ele é um lucro que é muito expressivo quando você vê dentro do trimestre, né? Ele é mais que o dobro do lucro que a gente observa… Ele mais que dobra o lucro observado aqui, de R$ 793 milhões para o trimestre, mas, naturalmente, se você avalia isso do ponto de vista anual, ele vai ser bem menos relevante. Só para relativizar também que isso não vai se perpetuar; isso é um elemento não recorrente que vai ser diluído ao longo do ano.

Ele ajuda, naturalmente, tanto no lucro líquido que, na verdade, os *proceeds* dessa venda ajudam a permitir a entrega do nosso CAPEX também, que é muito expressivo, como a gente vai explorar mais para a frente.

Sobre o lucro líquido, naturalmente, então, a gente teve essa contribuição de Ebitda de R$ 249 milhões abaixo, como vocês podem observar nos *bullets* do lado direito da Apresentação, e também foi praticamente integralmente neutralizado por um resultado financeiro líquido muito positivo, em relação ao ano anterior. Menos custos financeiros: Praticamente 80% da nossa dívida é indexada a IPCA e, naturalmente, quando você tem um IPCA mais fraco, abaixo do outro trimestre — do primeiro trimestre de 2023 —, você tem um alívio nesse custo, nos custos financeiros. E, também, uma posição de caixa bem mais expressiva ao longo desse trimestre aqui, em função dos *proceeds* da TAG, que foram utilizados apenas no final do trimestre, no *closing* de Atlas.

No próximo slide, a gente já percebe indicadores de ESG, aqui também fortemente influenciados. O primeiro quadrinho superior esquerdo mostra emissões totais e intensidade de emissões. Ambas reduziram de forma muito expressiva, basicamente em função da saída de Pampa Sul do nosso portfólio.

Basicamente, o que sobra é Escopo 3, então a gente já fez o nosso dever de casa, de Escopo 1 e Escopo 2 também. Mas, de fato, a gente tem agora a meta aqui de fazer toda uma educação, um convencimento e um monitoramento das emissões da nossa cadeia de valor, da nossa cadeia de fornecimento.

Indo para o segundo superior, Saúde e Segurança. As nossas taxas de frequência… Aqui a gente mostra a nossa taxa de frequência, que teve uma evolução muito expressiva: nossa taxa de frequência era de 1,4 aproximadamente e caiu para 0,5. É uma redução muito expressiva, que mostra nosso compromisso com a saúde e segurança dos nossos colaboradores.

No terceiro quadrinho da parte superior, Percentual de Mulheres na Força de Trabalho, a gente apresentou uma evolução também. Isso tem sido percebido ao longo dos últimos trimestres. Como vocês devem bem ter reparado, a nossa força de trabalho de mulheres saiu de 26,9% e chegou a praticamente 30% ao longo desses quatro trimestres de diferença aqui; e o percentual de mulheres em posições de liderança também aumentou de forma ainda mais expressiva, de 23% para praticamente 28%. Já ultrapassamos os 25% aqui, o que nos enche de alegria e que está em linha com a nossa estratégia de equidade de gênero aqui.

Nos quadrinhos inferiores, em Investimento e Inovação, a gente teve uma redução justificada pela saída de Pampa do nosso portfólio. Então a gente continua investindo de forma expressiva em inovação em P&D, mas a gente tem uma base agora menor de receita operacional líquida também.

Os investimentos em responsabilidade social apresentaram um acréscimo significativo aqui de R$ 2 milhões para R$ 2,5 milhões entre os trimestres. E conseguimos manter basicamente o mesmo número de pessoas engajadas aqui nos programas de relacionamento com a comunidade — mais de 14 mil —, o que também é um motivo de orgulho para a gente aqui, porque mostra a nossa preocupação da parceria com as nossas comunidades.

Por fim dos destaques ESG, a gente também comenta e indica que todos vocês deem uma visitada no nosso Relatório de Sustentabilidade de 2023. É um trabalho muito bacana que é uma ferramenta de gestão e prestação de contas para todos vocês. Ele segue as diretrizes do GRI e tem a asseguração do Bureau Veritas. E vocês têm tanto o QR Code aqui quanto vocês podem acessar o nosso hotsite do Relatório de Sustentabilidade, que está no nosso site também.

Então, passamos agora… Rafa, você toca agora a parte de comercialização?

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, Taka. Sim, vamos lá! Acho que temos aqui boas notícias vindas da área comercial, né? Como sempre, a gente destaca que a nossa estratégia de comercialização, ela procura realizar a venda gradual da nossa capacidade comercial e, obviamente, buscando preços mais favoráveis em janelas de oportunidades.

E foi o que aconteceu tanto no quarto tri do ano passado como nesse primeiro tri de 2024, né? A gente teve maior volatilidade de preços, e a gente conseguiu contratar um volume significativo da energia a ser entregue no futuro, especialmente ali nos anos de 2026, 2027 e 2028, então a gente procurou até acelerar a venda, o fechamento dessas posições.

Então, se vocês, inclusive, compararem os números que a gente tem reportado de descontratação nos últimos trimestres, é possível identificar que houve essa aceleração ali a partir do terceiro tri. Por exemplo, em energia que a gente tinha descontratada para 2028 no final do terceiro tri de 2023, ela passou de 41% para 30% agora no primeiro trimestre de 2024. E a gente também identifica quedas, boas quedas, também no ano de 2027 e nos outros anos, tá?

Então isso mostra que, efetivamente, a gente pratica essa estratégia: tenta procurar, tenta capturar esses momentos de, às vezes, um maior estresse do mercado, como o que ocorreu no quarto tri e no primeiro tri, e vai valorizando o nosso portfólio. E isso tudo é fruto de ter essa flexibilidade, você não ter a pressão de ser obrigado a contratar por ter uma posição muito long em um dado período.

Acho que, aqui, outro ponto a destacar é que, olhando aqui o gráfico do lado esquerdo, de descontratação, é importante destacar que esse gráfico já considera os ativos de Atlas, que o Takamori mencionou que passaram a fazer parte efetiva do nosso portfólio no início de março, né?

E, lembrando que a gente tem uma abertura mais detalhada do nosso balanço de energia lá na seção de anexos no slide 35, e lá vocês conseguem identificar, por exemplo, que, dos anos de 2024 a 2029, a gente realizou vendas médias de 160 MWm. Então, acho que isso é um fator relevante no trimestre.

Passando para o próximo slide, por favor, Ivani. Aqui, a gente também demonstra que continua capturando aqueles clientes que estão migrando do ambiente regulado, do ambiente cativo, para o ambiente de contratação livre; uma aceleração muito representativa nesse trimestre, justamente porque foi a partir do primeiro tri que os menores clientes conectados na alta-tensão começaram a ter a possibilidade de migrar.

Nós tivemos aí um aumento de quase 47% no comparativo anual, e isso é importante porque a gente encarteira esses clientes e potencialmente vai fidelizá-los, gerando valor e com custo de captura e de mercado… potencialmente, um custo mais baixo, porque, obviamente, é muito mais barato você capturar nesse momento da migração do que depois procurar retirá-los de outro *player* do mercado.

Próximo slide. Aí, acho que a gente começa a entrar na seção de expansão, onde a gente atualiza vocês aí do progresso da implantação dos novos projetos. O primeiro deles é o Conjunto Eólico Santo Agostinho. Esse slide vai ser um slide que a gente… deve estar sendo a última vez que vai vê-lo na Apresentação, porque Santo Agostinho está praticamente totalmente operacional: um avanço físico global aí de 99,6%.

Apenas dois aerogeradores não estão em operação. São aqueles que sofreram aqueles incidentes com as pás, mas isso deve ser regularizado aí agora no segundo trimestre, então a gente considera o Projeto Eólico Santo Agostinho como totalmente operacional.

Próximo slide. A gente também identifica avanço na implantação de Serra do Assuruá. No quarto trimestre de 2023, o avanço físico das obras era de 31%, passando agora para 45%. Então o projeto continua avançando aí dentro do cronograma físico-financeiro, com a expectativa, com a nossa estimativa, de agora, já no terceiro tri de 2024, no próximo trimestre, já iniciar as operações, né? Vocês podem ver aí na foto: os primeiros aerogeradores já tiveram a montagem concluída conforme esperado.

E a gente tem aí a meta, tem a expectativa, de que o COD completo seja atingido até o final do próximo ano, o que também acontece, no próximo slide, com o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol — deve ser concluído até o final do ano que vem, mas aí com o início das operações no quarto tri desse ano. Então, eles são dois grandes projetos que a gente está implantando simultaneamente que vão ter CODs muito semelhantes.

Aqui, a exemplo do que aconteceu com Assuruá, um avanço significativo em relação ao quarto tri nas atividades de implantação: no quarto tri, a gente tinha 8,6% de avanço de obras, agora, no final do primeiro trimestre, alcançando 18,6%. Então, tudo nos trilhos e conforme planejado para que a gente agregue mais essa capacidade instalada de fonte renovável no nosso portfólio.

Próximo slide, por favor, Ivani. Aqui, a gente passa para o segmento de transmissão, mais um slide que vai aparecer pela última vez na nossa Apresentação, porque Gavião Real está atingindo agora no mês de junho a operação comercial. É um projeto que se trata da ampliação da Subestação Itacaiúnas, que é um projeto ali contíguo ao nosso Sistema de Transmissão Novo Estado, que está em operação completa desde fevereiro do ano passado.

Continuando em transmissão, no próximo slide, aí sim, a gente está falando de um projeto de um tamanho bem mais relevante, que é a Asa Branca Transmissora de Energia… que nós tivemos o sucesso no leilão em junho do ano passado. A gente atingiu a obtenção das Licenças Prévias, no primeiro trimestre desse ano, e continuamos ainda com uma previsão de antecipação do COD em pelo menos 24 meses, o que deve alavancar o retorno do projeto.

Próximo slide. Aqui, a gente continua reportando o excelente desempenho operacional da Usina Hidrelétrica Jirau. Lembrando que essa usina, ela… o Grupo Engie tem uma participação de 40% — no momento, não se trata de uma participação direta da ENGIE Brasil Energia —, e a gente continua aguardando a oportunidade de transferência desse ativo do controlador para nós, com a volta do processo de transferência; mas, quanto a isso, nenhuma novidade desde que nós falamos na última vez, na *call* do resultado do quarto tri.

Próximo slide. Acredito que agora estamos no último slide da seção de expansão. A gente fez uma mudança aqui nesse slide para encerrar a seção com um resumo. Do lado esquerdo… E, para deixar também mais claro, do lado esquerdo, uma lista dos projetos que estão em construção; então aí nós temos Santo Agostinho, Serra do Assuruá, Assú Sol, Gavião Real e Asa Branca.

E o do lado do direito é para deixar bem claro que são projetos em desenvolvimento, ou seja, projetos que estão em carteira e aguardam melhores condições comerciais, especialmente, para que sejam, sim, daí levados à construção — então, esses projetos não estão em construção, ao contrário do que acontece ali do lado esquerdo —, e que é importante você ter uma carteira consistente de processos e projetos em desenvolvimento, porque as condições comerciais podem voltar rapidamente e, então, a gente tem que estar preparada para, inclusive, alavancar o retorno desses projetos.

Com isso, eu encerro a seção de expansão e devolvo a palavra ao Taka, para falar do resultado financeiro. Obrigado.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado. Daqui, a gente retoma a parte financeira com um pouco da evolução do ROE e do ROIC. A gente teve aqui uma redução de 32,5% para 28,3% no ROE do primeiro trimestre — no Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado. O ROIC também reduziu um pouquinho, de 20,2% para 18%; é natural, em função da maior alavancagem da Companhia, né — é esperado.

Do lado direito do slide aqui, a gente recupera sempre o nosso histórico um pouco mais recente de investimentos, que totalizam quase R$ 26 bi, e uma alavancagem bastante alta. Isso permitiu que a gente saísse de uma subalavancagem — a gente está perto agora de 2,3x *net debt to Ebitda*, como a gente vai passar mais para a frente —, e isso permitiu que a gente

aumentasse a nossa capacidade própria mesmo com esse nosso desinvestimento das termelétricas, depois de a gente ter feito uma substituição gradual dos ativos de uma maneira eficiente e garantindo o retorno para o acionista.

Aqui nesses gráficos de pizza, a gente observa que… a gente gosta de frisar que a nossa empresa era 100% de geração de energia e aos poucos a gente vai colocando novos fluxos, diversificando um pouco o nosso portfólio, tanto com a contribuição da TAG quanto a entrada em operação de ativos de transmissão, em Novo Estado e Gralha Azul.

Essa pizza, é esperado que permaneça nessa faixa aí acima de 20% nesses próximos anos. A gente vai ter tanto o ingresso de ativos renováveis, agora finalizando Santo Agostinho, como o Rafael falou, e entrando agora também Assuruá e Assú Sol, mas também entrando Asa Branca; então isso tende a balancear um pouco os pratos também, mantendo uma boa diversificação.

Vale destacar que todo esse *blend*, esse portfólio, permite que a gente tenha cerca de 60% do total de Ebitda com bastante previsibilidade e estabilidade, como está no primeiro *bullet* do slide, lá em cima, na esquerda — no canto superior esquerdo.

No próximo slide, a gente já entra na evolução da receita operacional líquida. A gente teve uma redução de cerca de R$ 2,9 bilhões no primeiro trimestre do ano passado para R$ 2,6 bi nesse trimestre agora.

Como a gente mencionou ali, o *top line* foi fortemente influenciado pela ausência de receita… ausência de contribuição de Pampa Sul. No segundo elemento ali, de CCEE, gente teve uma maior geração hidro que ajuda no item, teve uma estratégia de "sazo" muito eficaz também, que ajudou a compensar a frustração de geração das nossas eólicas, como a gente sofreu — em linha com todos os outros agentes. A diferença aqui é que, como a gente tem o portfólio predominantemente hidro, a gente conseguiu absorver de uma forma um pouco menos dolorosa do que os nossos *peers*.

Aqui, vale destacar, já na seção de *trading* — acho que na quinta coluna —, menos R$ 47 milhões. Você teve uma redução de receita de *trading*, mas também uma redução de despesa de *trading* no mesmo montante, então a nossa operação está *even* e não apresenta nenhum ponto de atenção específico.

E no segmento de transmissão, sim, a gente teve uma redução de contribuição de R$ 73 milhões, tanto pela redução na remuneração de ativos de contratos quanto pelo fim da construção dos ativos. Então, a gente deixou de ter a contribuição de receita de construção que aconteceu ainda no primeiro trimestre do ano passado, que foi de R$ 53 milhões e que compõe boa parte desses R$ 73 milhões aqui de redução. Então, nada atípico, nada fora do esperado, nessa redução de ROL aqui.

No próximo slide, a gente já tem apenas um *bridge* para a gente chegar no Ebitda. Aqui, a gente tem o resultado de participação das societárias, basicamente a TAG. A gente gosta de apresentar o resultado da TAG do trimestre aqui, onde ela saiu de uma ROL de R$ 2,2 bi para o trimestre e que chega no lucro líquido total de R$ 841 milhões. Como a gente agora tem

uma participação menor da TAG, naturalmente a contribuição para o nosso Ebitda também é reduzida — a contribuição específica foi de R$ 162 milhões para esse trimestre.

Próximo slide. Aí, esses R$ 162 milhões, eles vão se encaixar depois aqui nesse slide de Ebitda. Lembrando, esse é um slide que tem muitas colunas, e talvez a gente tenha a missão, né Rafa, de reduzir o número de colunas aqui no futuro, mas por enquanto ajuda a contar nossa história aqui no trimestre.

Começando pelas extremidades, a gente sempre apresenta o Ebitda sem nenhum ajuste, para refletir a situação efetiva da Companhia. Ele, então, saiu de R$ 2,06 bi no primeiro trimestre de 2023 e saltou para R$ 3,16 bi nesse trimestre, mas resgatamos aqui aquela informação de que R$ 1,35 bi foi especificamente da nossa venda, é uma situação não recorrente, e vai ser diluído ao longo do ano — da venda da TAG. Então, se a gente olha sem a operação da TAG, a gente teve uma variação de R$ 2,06 bi para R$ 1,81 bi — uma redução de 12%, como a gente já havia notado.

E, daí, fazemos os ajustes de IFRS, tanto para transmissão quanto para cotista; isso faz com que a gente consiga ver as barras um pouco mais centrais, em que agora entra o nosso Ebitda ajustado: saiu de R$ 1,825 bilhão para R$ 1,679 bilhão — uma variação de cerca de R$ 150 milhões, equivalente a 8% de redução. Os R$ 150 milhões, eles basicamente são justificados pela saída de Pampa, como a gente já tinha mencionado.

Aqui, ele mostra nas barras centrais +R$ 116 milhões, uma redução de compra de portfólio; a gente comprou menos energia de terceiros. Na terceira barra aqui, “Preço e Volume de Vendas”, ele mostra que, apesar de a gente ter tido muito sucesso na contratação, isso foi feito a um preço de venda um pouco menor também e, comparativamente, você teve um volume menor de vendas também.

A quarta barra é uma operação superior na CCEE, um resultado superior na CCEE basicamente influenciado pela maior geração hidro e a nossa estratégia de “sazo”, que compensam a nossa geração menor também de ativos eólicos, né?

E, aqui, destaco também a coluna de encargos de conexão e *royalties*. Isso aqui basicamente já é a entrada dos ativos da Atlas no nosso portfólio. Então, naturalmente, quando você coloca novos ativos, você tem mais contas de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão para pagar e tal e, então, é esperado. E, também, a gente teve um pagamento maior de *royalties*, em função da maior geração hidro, também reflexo da performance dos ativos.

Aqui, vale destacar também a barra de transmissão: +R$ 37 milhões. Aí, de fato, a conclusão da entrada da operação dos ativos faz com que você tenha de fato uma RAP superior em relação ao ano anterior. E também, mesmo com o ajuste de revisão tarifária, a gente apresentou um aumento da RAP.

E a equivalência patrimonial da TAG, ela teve uma redução comparativa em relação ao primeiro trimestre do ano anterior, o que, “ao frigir dos ovos” aqui, justifica essa variação de 8% negativa quando comparada entre trimestres.

No próximo slide, a gente chega finalmente no lucro líquido. O lucro líquido, como a gente apresentou no nosso primeiro slide, de destaques, ele saltou de R$ 882 milhões para R$ 1,68 bi, sendo que mais da metade desse lucro líquido do trimestre é justificada pela venda da TAG.

Então, se a gente observa ex-venda da TAG, a gente percebe uma redução de cerca de 10% do nosso lucro líquido, também fortemente influenciado pelo Ebitda — pela variação de Ebitda de cerca de R$ 250 milhões —, basicamente neutralizado pelo resultado financeiro muito positivo ao longo desse ano, como a gente já tinha explicado logo no começo.

No próximo slide, a gente passa a apresentar o endividamento da Companhia. Aqui, a gente saltou… a gente voltou ao mesmo patamar de 2022. No final do ano, a gente fechou com dívida líquida/Ebitda de cerca de 2,1x; esse número aumentou para 2,3x.

Lembrando que, ao longo desse período, a gente saltou de R$ 21 bilhões para cerca de R$ 22 bi de dívida total, com a dívida nova que veio dos ativos da Atlas; e também, estamos num processo de alavancagem para fazer frente a todo o cronograma de CAPEX previsto para esse ano e para o ano que vem.

Vale notar também que a posição de caixa e equivalentes aqui, de R$ 5,2 bi, ela se manteve mais ou menos no mesmo patamar do trimestre anterior. A gente teve temporariamente um caixa equivalente muito mais elevado entre o período do recebimento da receita da TAG, que foi logo no começo do trimestre, *versus* o pagamento da Atlas, que aconteceu só no final do trimestre. Então a gente teve um resultado financeiro também dessa posição de caixa maior. Parte desse caixa vai ser consumido, naturalmente, ao longo do ano, para fazer frente ao nosso plano de investimentos.

No slide seguinte, a gente vê o perfil e a composição da nossa dívida, bastante compatíveis com a nossa geração de caixa, com o nosso Ebitda, então não há nenhum destaque para o perfil em si.

Vale apenas destacar que o nosso prazo médio da dívida é bastante longo, 7,5 anos; a gente tem muita dívida contratada com o BNDES também, o que ajuda; as nossas debêntures também estão se alongando, o que é positivo.

Destaque também para a composição do nosso endividamento, que tem gradualmente sido cada vez mais indexado a IPCA. A gente já teve um componente muito mais elevado de TJLP, quando ele existia, e agora só nos contratos remanescentes; CDI também, quando as nossas dívidas eram mais curtas. Então, aos poucos, a gente está praticamente tomando dívida só em IPCA.

E, também, destaco aqui o nosso custo nominal de dívida de 9,2%, equivalente a IPCA + 5%, mais de 100 bips abaixo do título do Tesouro do momento.

No slide seguinte, aí, de fato, em linha com o que a gente tem falado nos últimos trimestres, o nosso plano de investimento é bastante robusto nesse ano; vai ser o ano de maior investimento na Engie da história: quase R$ 10 bilhões.

Parte disso já foi materializada, como vocês podem ter observado nos nossos últimos comunicados. A gente fez o *closing* de Atlas, que representa cerca de R$ 2,5 bi — R$ 2,4 bi — desse valor de R$ 9,6 bilhões aqui. Sobram cerca de R$ 7,2 bilhões ex Atlas. Então, foi R$ 2,4 bi; R$ 9,6 bilhões menos esses R$ 2,4 bi vão para R$ 7,2 bilhões; e desses R$ 7,2 bilhões, uma parte já foi endereçada no primeiro trimestre.

Então está dentro do esperado: a nossa curva de dívida, o nosso perfil de desembolso, o perfil de investimentos está *on track*; está em linha com o esperado e, naturalmente, foi totalmente compatível, tanto com a nossa operação de venda parcial — de alienação parcial — da nossa posição da TAG, quanto da nossa tomada de dívida no quarto tri do ano passado, que totalizou R$ 2,5 bi de debêntures e que a gente fez no final do ano.

Então a gente equaciona e, com esses dois elementos — emissão de debêntures do ano passado mais a venda da TAG, a venda parcial da posição da TAG —, a gente consegue endereçar praticamente metade aqui do nosso compromisso aqui em CAPEX do ano.

Naturalmente, a gente vai a mercado mais vezes ao longo do ano ainda, né? É esperado, porque a gente tem espaço para alavancar — como vocês viram alguns slides atrás. Então a gente deve ir para mercado de novo, sempre buscando maximizar a nossa estrutura de capital.

No próximo slide, a gente já vai para o slide de dividendos. Aqui, a gente faz uma retrospectiva dos últimos 10 anos, que mostra que, na maioria dos anos, a gente fez a distribuição de 100% dos dividendos.

O *dividend yield*, ele costuma ser no patamar de 6%, 7%, 8%; chegou a bater 8% em 2022 e, reduziu para 5,6% em 2023, mesmo com… uma variação que não foi proporcional, né? A gente continua mantendo esse patamar próximo de 6%, mesmo fazendo um *payout* de 55%.

Então é natural que, esse ano e ano que vem, a gente continue preferindo manter parte do lucro, dos dividendos, aqui dentro de casa, para fazer frente ao nosso investimento, sempre de forma a maximizar a criação de valor para o acionista. Então, a gente sabe que alguns acionistas preferem ver o dinheiro no bolso rápido, mas a gente entende que ele vai estar melhor cuidado e gerando mais valor dentro aqui de casa, dentro da Engie, do que sendo distribuído integralmente.

Creio que esse seja o último slide da nossa Apresentação e agora venha a nossa aguardada sessão de Q&A.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka e Rafael. Iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, basta enviá-la pela ferramenta de Q&A desta videoconferência.

A nossa primeira pergunta vem do Felipe Andrade, que é analista do Itaú BBA, e ele tem dois pontos. O primeiro: “Até o momento, como tem sido a performance de geração dos ativos eólicos da Companhia?”. E, no segundo ponto, “como temos visto a dinâmica de preços de energia para o médio prazo (2025, 2026)? Vimos que a Companhia vendeu volumes relevantes

em 2027 e 2028 nesse primeiro trimestre de 2024" e se poderíamos compartilhar mais detalhes com relação ao que foram os preços médios observados nessas transações.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tá bom. Ótimas perguntas, Felipe. Eu respondo à primeira parte e você responde à segunda, Rafa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Vamos lá. Qualquer coisa, a gente se complementa. Começa aí.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Aqui, a performance de geração dos ativos eólicos, ela naturalmente foi em linha com o mercado: foi ruim. Assim, é uma combinação de fatores externos, fora do controle da Companhia. A gente teve uma frustração, sim; nossos ativos chegaram a gerar 30% abaixo do esperado. A gente teve… no valor agregado, como a gente teve novos ativos que entraram em operação — Santo Agostinho —, o volume de geração eólica teve uma frustração menor, de cerca de 20%. Mas, sim, a gente sentiu.

E retomo a minha fala de antes de que, apesar desse baque do lado de eólica, a gente conseguiu ter uma boa alocação de energia do lado das hidrelétricas e, também, uma boa alocação de energia, que se provou muito oportuna nesse momento de frustração de geração eólica. Então a gente conseguiu equilibrar os pratos aqui e mostrar a resiliência do nosso portfólio.

SR. RAFAEL BÓSIO: Acho que — né, Taka? —, só para complementar, se vocês olharem os trimestres anteriores, notarão que a gente, de alguma forma, estava performando melhor do que os nossos *peers* em geração eólica. E o que explica um pouco isso é que a gente tem uma concentração dos nossos parques no interior da Bahia, onde os ventos ainda estavam conforme o esperado — o que não aconteceu no primeiro trimestre. Teve bastante chuva lá no Nordeste, e daí foi na região toda.

Então, nesse trimestre, apesar de a gente ter um perfil um pouco diferente, de a maioria dos nossos ativos não estarem na costa do Nordeste, a gente não conseguiu sair ileso dessa temporada de baixos ventos.

Mas, como… Reforçando o que o Takamori mencionou, a beleza de você ter um portfólio diversificado é que, na geração hidrelétrica e na alocação dos recursos hidrelétricos, a gente conseguiu de certa forma mitigar essa queda; tanto é que o nosso resultado na CCEE em comparação ao ano passado foi ainda superior — correto, Taka?

SR. EDUARDO TAKAMORI: Bem colocado. Quer ligar com a parte de preço?

SR. RAFAEL BÓSIO: De preço? Vamos lá. Assim, pessoal, vocês sabem que a gente, naturalmente, não pode abrir preços de venda, especialmente, no mercado livre. No mercado regulado, a gente tem a abertura total no nosso balanço de energia, que está num anexo da Apresentação; mas, no mercado livre, naturalmente existem cláusulas de confidencialidade, para a não abertura desses valores, e que, naturalmente, pode comprometer a nossa estratégia de venda frente aos nossos concorrentes e frente aos próprios clientes.

Mas, se a gente recobrar como que foi o trimestre e olhar — lembrar ali, por exemplo, a curva Dcide —, no final de março, o preço de energia incentivada chegou a bater R$ 190, e a energia convencional acima de R$ 150. É a referência que a gente pode dar, naturalmente: que a gente ficou num patamar próximo desse, mas não temos como abrir esses valores.

E acho que, com isso — né, Adriana? —, já estou inclusive antecipando a próxima pergunta, que é do Arlindo Souza, que também pediu um pouco mais de detalhamento sobre preço, mas, infelizmente, a gente fica um pouco com as mãos atadas; mas o que a gente consegue dar de referência é isso. Takamori, você que é o chefe, o que você acha?

SR. EDUARDO TAKAMORI: Não, eu só queria complementar aqui… Desculpa, eu acabei perdendo um pouco aqui, porque eu estava pensando só numa característica que você não chegou a mencionar… você mencionou que a gente aproveitou a oportunidade dos preços mais elevados tanto do quarto trimestre do ano passado, comprovamos aqui também que a gente aproveitou essa janela, e aceleramos bastante a venda de 2027 e 2028 ao longo desse primeiro trimestre.

E, sobre a expectativa, naturalmente, a gente não tem bola de cristal para falar qual que vai ser o preço médio de 2025 e 2026, mas eu queria que vocês tivessem presentes a volatilidade e o novo momento da matriz energética brasileira; é uma conjuntura que é muito diferente do passado, onde você tinha mais clareza do que ia ter de preço nos meses seguintes.

Hoje, com a conjuntura atual, todos sabemos que a gente tem uma sobreoferta bastante expressiva; mas, dependendo da conjuntura, se você tiver mais água ou menos água, se tiver mais demanda ou menos demanda, e dependendo das gerações eólica e solar, você de fato pode ter preço ao final desse ano.

Então já não é piso como se imaginava na metade do ano passado, né? Aquela ideia de zero de volatilidade já não existe mais; a qualquer momento, pode, sim, dar preço, dependendo da frustração ou da postergação do início do próximo período úmido. Então acho que acaba que todos os geradores e todos os agentes de mercado acabam precificando esse risco. Lembrando que a gente não só tem que verificar qual é o valor provável, mas também tem que ver qual que é a dispersão e a probabilidade de ocorrência de diversos cenários, né?

Um ponto que é importante destacar é que, me parece — ou nos parece —, que até o ano passado os geradores e todo o mercado pensavam que a dispersão, a probabilidade de ocorrência de afluências, estivesse contida dentro do histórico das últimas décadas.

O que a gente percebe é que, com as mudanças climáticas e com o novo contexto da nossa matriz, a afluência — a ENA —, ela pode vir fora dos limites que a gente observou no passado. Isso faz com que você tenha cenários bem mais extremos do que a gente observou no passado e, naturalmente, faz com que você tenha uma aversão a risco — se você é um empreendedor, você tem uma aversão a risco que também é diferente do que se considerava até o ano passado.

Então, só para justificar um pouco o que aparentemente parece ser um movimento um pouco errático do mercado ao longo dos últimos trimestres, ou muito conservador, ele pode ser relido, ele pode ser ressignificado como uma mudança até de percepção de como é que podem evoluir as afluências para o futuro também. Só para deixar estacionar esse assunto aqui, que é um tema apaixonante aqui e que muitas vezes não é bem-compreendido também.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka e Rafael. A nossa próxima pergunta vem do João Fagundes, do Bradesco, e ele pergunta: "Temos visto um avanço significativo desde 2023 por parte do operador — a ONS — em restringir o *output* de parques solares, o *curtailment*. Alguns parques solares da Engie, como Sol do Futuro, Floresta e Juazeiro, foram impactados em 2023 pelos documentos da ONS. Gostaria de saber, por favor, como vocês estão vendo o nível de *curtailment* para os ativos solares da Engie no primeiro trimestre de 2024 e ao longo de 2024.".

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente tem acompanhado historicamente os nossos ativos e, agora, a gente de fato teve a entrada de novos ativos advindos da operação da Atlas, e a gente tem monitorado ainda, João, o que é a expectativa para esses ativos no longo prazo.

São ativos que são ativos solares e, na região aqui, o que a gente tinha eram ativos eólicos e em regiões um pouco diferentes. A gente percebeu um *curtailment* bastante elevado, sim, nesses projetos, e a gente está avaliando aqui para o futuro, tá?

Nesse momento, eu não tenho como te antecipar muito uma expectativa ao longo de 2024, mas, sim, a sua percepção está correta, de que eles foram bastante afetados aqui no passado recente, nesse último mês. Lembrando, a gente acabou de fazer a internalização desses ativos, então a gente está digerindo as informações aos poucos também.

SR. RAFAEL BÓSIO: É isso aí — né, Taka? —. Lembrando que ter um portfólio diversificado, com fontes diferentes, com habilidade de sazonalizar energia de forma diferenciada, isso ajuda a proteger em momentos de frustração de geração.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigado…

SR. RAFAEL BÓSIO: Caso contrário, a gente teria que ir a mercado comprar energia para honrar os contratos.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigado, Taka e Rafael. Um complemento aqui do André Sampaio, do Santander. Com relação à pergunta do João, que a gente acabou de fazer, ele pergunta: "Como vocês veem a expectativa de *curtailment* no longo prazo para as renováveis?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Boa pergunta também. Aqui, a nossa visão, já de bastante tempo, é de que o *curtailment* veio para ficar. Ele, inicialmente — há bastante tempo —a gente imaginava que seria só em função das restrições de transmissão do Nordeste e a impossibilidade de escoar toda a energia renovável do Nordeste para o centro de carga. Mas, já também há bastante tempo, a gente se deu conta de que não seria só a restrição de transmissão, mas também a incapacidade de a carga absorver toda a geração de eólica e solar — principalmente solar —, porque, vocês podem lembrar, a gente não está falando só

de geração eólica e solar centralizada, mas você tem uma quantidade muito expressiva de geração distribuída que entrou no nosso sistema ao longo dos últimos anos, de uma forma exagerada até, em função do nível irracional de subsídios que a gente tem.

A gente buscou alertar e intervir para tentar reverter essa política de subsídios para geração distribuída, mas infelizmente, sem sucesso; e agora a gente está colhendo esses frutos. Então o *curtailment*, principalmente nas solares, é fruto direto desse conjunto de políticas que demoram mais… que remanescem por mais tempo do que deveriam.

Então a gente percebe que, mesmo no médio prazo, a gente vai continuar percebendo *curtailment* em momentos como o final de semana — onde a carga é mais baixa, o *curtailment* tende a ser mais importante —; então, veio para ficar por muitos anos.

E, lembrando, essa percepção já havia sido externalizada aqui pelos nossos times, tanto na aquisição da Atlas — dos ativos da Atlas — quanto nos investimentos de Assú Sol e Assuruá; essa nossa visão de *curtailment*, a nossa visão proprietária, já era assim há bastante tempo.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Nossa próxima pergunta vem do Henrique Peretti, analista do JP Morgan, e ele pergunta: "Em relação aos projetos *greenfield* que estão esperando melhores condições de mercado, o que vocês precisam ver para dar um *start* nesses projetos? A percepção é que o preço continuará oscilando bastante mesmo em bases anuais."

SR. EDUARDO TAKAMORI: Henrique, eu acho que é tudo uma questão de prioridade, né? Então, você deve acompanhar a nossa operação aqui, a gente está num momento de implementar uma série de projetos, a gente está fazendo uma realavancagem da Companhia, e naturalmente, não seria um bom momento para você aumentar a nossa exposição de energia descontratada, sendo que nesse momento a gente tem outras prioridades.

Então, claramente a gente está focada, nesse ano, em entregar Assuruá, Assú Sol… dentro do CAPEX, dentro da qualidade, dentro do cronograma que a gente tem como objetivo e isso vai garantir a criação de valor para os acionistas.

A gente também monitora oportunidades de mercado de M&A o tempo todo. Então, se de fato tiver uma oportunidade interessante, a gente quer… vai entrar; mas sempre se tiver criação de valor e respeitando retorno mínimo, perfil de endividamento. Então a gente prefere atuar um pouco mais no *safe side* do que tomar mais um investimento de renováveis nesse momento.

Ah, Henrique, daí vale lembrar também que a ENGIE Brasil Energia faz parte do Grupo Engie, que é um grupo que tem uma política superaudaciosa de chegar a 80 GW de energias renováveis até 2030. A Engie já está dando a contribuição dela por meio da implementação de Santo Agostinho, Assuruá e Assú Sol, então a gente não tem nenhuma necessidade estratégica de se jogar num novo projeto *greenfield* nesse momento.

Então, reforçando, se tiver alguma oportunidade que seja com projetos contratados, que não tenha risco de mercado nesse primeiro momento, a gente vai naturalmente observar,

mas a gente não tem intenção no curto prazo de fazer algum projeto, por questão de prioridade.

A gente continua com a missão aqui de estar com o portfólio 100% renovável e de boa qualidade, contratando, na medida do possível, com uma *duration* de contratos que faz sentido tanto para a gente fazer o *de-risking* de receita quanto também deixar alguma energia para oportunidades um pouco mais conjunturais. Mas, então, em resumo, acho que não é o momento de retomar — ou de iniciar — nenhum novo projeto.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Takamori. Nós encerramos aqui a nossa lista de perguntas e, só reforçando, nós ficamos aqui à disposição — toda a área de RI da Empresa — para responder a novos questionamentos que vocês porventura tenham. Agora, eu gostaria de devolver a palavra ao Rafael e ao Takamori para as considerações finais.

SR. RAFAEL BÓSIO: Vamos lá, pessoal. Obrigado. Reforço aí as palavras da Adri: a área de RI aqui continua à disposição. Tendo mais perguntas, a gente está aqui para ajudar. Takamori, é contigo.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tá bom. Mais uma vez, obrigado. Acho que a gente atingiu mais de 200 participantes ao longo dessa *call* — pelo que eu vi no registro aqui, uns 215. Obrigado pela audiência e obrigado pelo interesse.

E, para quem se conectou no meio da *call*, a primeira frase que eu falei foi da importância de a gente agir tanto pelos canais oficiais… para contribuir diretamente para minimizar os impactos lá da tragédia da enchente lá no Rio Grande do Sul, tanto por meio dos canais oficiais, com contribuição, Pix e tal — tem vários canais oficiais para isso e várias entidades que estão atuando diretamente — quanto também atuar nos grupos nas suas proximidades, nos grupos de amigos e empresas que estão também contribuindo diretamente.

Façam, por favor, tomem partido e ajam também.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada. A videoconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa-tarde.