ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2024
6 DE NOVEMBRO DE 2024 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do terceiro 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 e 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.

E, para apresentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia no terceiro 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.

Eu passo agora a palavra ao Takamori, para iniciar a apresentação. Pode prosseguir.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Bom dia a todos. Primeiro, é um prazer estar novamente com vocês. Obrigado pelo prestígio e pelo interesse em acompanhar o nosso evento — somos mais de 120 pessoas conectadas nesse momento.

Indo direto para os destaques, primeiro, é com grande alegria que a gente ressalta aqui a nossa vitória no leilão de transmissão que aconteceu recentemente. Adquirimos o lote 1, que vai contar com cerca de 780 km de extensão e a incorporação de uma linha já operacional de cerca de 160 km. Naturalmente, é muito estratégico, porque ele conecta linhas que a gente já opera no estado do Paraná e também possui investimento relevante aqui no estado de Santa Catarina, que é o nosso estado, da nossa sede.

Outro evento bastante relevante é que, durante o terceiro tri de 2024, já cerca de 50 aerogeradores de Serra do Assuruá entraram em operação comercial. Isso é mais de um quarto da capacidade instalada total e, até o momento, temos quase metade dos aerogeradores já em operação comercial. É uma antecipação bastante relevante e que, naturalmente, ajuda o resultado da Companhia nesse momento de preços elevados, hidrologia desfavorável até o momento — a gente sabe que está virando a hidrologia —, mas é muito bem-vinda essa antecipação.

O terceiro destaque desse slide aqui é que, em 24 de outubro, a gente colocou a primeira parte do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol em operação em teste; então, isso quer dizer que toda a parte de subestações, a parte de linha e de conexão ao sistema interligado, já está operacional, e já temos 50 MW online, do total de 750 MW.

No próximo slide, a gente ressalta a conclusão da 12ª emissão de debêntures, no valor de R$ 2 bilhões. Isso, naturalmente, vai ser parte do conjunto de financiamentos e dívidas que a gente está tomando para fazer frente a todo o CAPEX projetado para 2024.

E, não menos importante, dois destaques aqui nas premiações: O Troféu Transparência, da ANEFAC, voltou para casa aqui; pela 14ª vez, a gente foi reconhecida pelas melhores prática de transparência e qualidade das informações financeiras — parabéns a todo o time! —. E também fomos incluídos no ranking de Maiores e Melhores, da revista Exame, como a melhor empresa de energia do país.

O último destaque aqui é que teremos o nosso evento do Investor Day no dia 28 de novembro, e a gravação do evento vai ser disponibilizada no nosso site oportunamente.

Aqui, passando para o quantitativo, o nosso Ebitda ajustado, ele teve uma flutuação, uma variação negativa, como vocês podem observar no gráfico da esquerda — uma

variação negativa de cerca de 7%, saindo de R$ 1,77 bi para um R$ 1,67 bi. Esse Ebitda ajustado… nessa redução, a gente destaca três elementos principais: basicamente andou de lado do ponto de vista do segmento de geração e *trading*, com um acréscimo de R$ 19 milhões trimestre contra trimestre.

O segmento de transmissão também contribuiu um pouco acima — R$ 16 milhões acima do terceiro tri de 2023 —, e o grande impacto aqui foi referente a essa menor participação da TAG. Lembrando que, no começo do ano, nós fizemos uma reciclagem de capital e reduzimos a nossa participação na TAG, de forma que isso trouxe, de fato, um efeito da alienação muito importante no primeiro trimestre, que também ajudou a fazer parte do *funding* do nosso CAPEX necessário para o ano.

Quando a gente avalia do ponto de vista acumulado de nove meses, nosso Ebitda saltou de R$ 5,5 bi para R$ 6,8 bi e, claro, com o efeito não recorrente dessa alienação da TAG, que foi de cerca de R$ 1,3 bilhão, como mostra a parte cinza do gráfico central.

Quando a gente vai para o gráfico da direita — Lucro Líquido Ajustado —, nós tivemos uma redução mais significativa, de cerca de 30% do nosso lucro líquido, de R$ 928 milhões — ajustado — no terceiro tri do ano passado para R$ 666 milhões nesse trimestre, basicamente em função dessa menor contribuição de Ebitda, naturalmente, mas também de R$ 160 milhões a mais de custos financeiros, basicamente em função de um IPCA mais elevado e também em função do nosso aumento da dívida líquida, que a gente vai passar um pouco mais para a frente na apresentação.

Como a gente tem uma base tributável menor, naturalmente, pagamos menos impostos; por isso essa melhora aqui na rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Lucro Líquido.

Do ponto de vista acumulado de nove meses, a gente também teve um efeito bastante semelhante, mesmo desenho do Ebitda: Tivemos um aumento de R$ 2,5 bi para R$ 3,2 bi, mas, naturalmente, com o efeito não recorrente da alienação da TAG, que representou cerca de R$ 900 milhões de contribuição no Q1.

No próximo slide, passamos pelos indicadores de ESG. Primeiro, também é uma alegria aqui mostrar que nossa intensidade de emissões tem caído; já caiu dramaticamente desde que a gente fez o desinvestimento da nossa última termelétrica. Agora, basicamente, a gente tem uma emissão escopo 3, de cadeia de fornecimento, que é em função, basicamente, da nossa implantação de novos projetos.

Então esse patamar de intensidade é bastante baixo e, naturalmente, a gente segue isso com atenção também, porque a gente tem como pilar e como meta ser líder na transição energética do ponto de vista global, inclusive.

No slide central superior mostramos também, com grande alegria aqui, melhoria na performance de saúde e segurança, com uma taxa de frequência ainda mais baixa do que no mesmo trimestre do ano passado: 0,2. Isso aqui é 0,2 acidentes por milhão de horas — lembrando que temos muitos milhões de horas trabalhadas aqui em função da implantação de projetos. Esse índice aqui é extremamente desafiador, mas é uma licença para operar. Então é com muito orgulho que a gente mostra esse indicador tão bom aqui.

O gráfico superior na direita mostra a evolução dos postos de mulheres na nossa força de trabalho e em posições de liderança. Tivemos avanço tanto em posições de liderança, de 26,6% para 30% — quase 4% de aumento —, um aumento muito expressivo ano contra ano aqui, do final do terceiro trimestre contra trimestre; e, também, uma massa saindo de 28,8% para 31%, um crescimento bastante relevante também.

Do ponto de vista de investimento em inovação, a gente teve basicamente o mesmo nível de investimento trimestre contra trimestre e uma redução de 45% para 33% em função da saída de Pampa, que aconteceu no Q2 do ano passado — então a base de comparação de 2023 é bem mais alta do que 2024.

Gráfico central inferior: Investimentos em Responsabilidade Social, continua crescendo expressivamente e, naturalmente, fortemente influenciado pelo lucro da venda da TAG no Q1.

O último gráfico desse slide, de pessoas engajadas, mostra um crescimento constante aqui que nos dá muita alegria, porque mostra a nossa capacidade de engajar as nossas comunidades e o entorno das nossas atividades.

Aqui, na próxima seção, a gente incluiu uma seção nova com destaques operacionais. No primeiro deles, a gente dá um panorama da produção bruta de energia. Cada agente do mercado tem um efeito diferente das muitas mudanças climáticas que tivemos… dos muitos efeitos climáticos que tivemos esse ano.

Então, aqui, a gente mostra de uma forma consolidada primeiro a nossa geração hidrelétrica. Por mais que tenhamos um ano extremamente desafiador — possivelmente o pior ou um dos piores anos de hidrologia da história registrada —, tivemos um aumento

no Q3 da geração hidrelétrica, saiu de 4,7 GW médios para 5,1 GW médios, um aumento bastante expressivo. Acumulado também: hidrelétrica aumentou brutalmente — mais de 40% — quando você compara nove meses do ano passado *versus* nove meses desse ano, mesmo num ano de hidrologia muito ruim.

Isso vale a pena destacar, porque a gente teve um efeito, como todos vocês sabem, de uma hidrologia, na verdade, excessiva no primeiro trimestre no sul do país, que provocou uma série de enchentes e destruição no sul do país; e agora, em função de uma operação diferente, a gente teve uma geração muito expressiva em Jaguara, em Miranda e na bacia do Tocantins, que são as nossas hidrelétricas que ficam mais setentrionais — mais para o norte — do nosso portfólio. Então a hidro, naturalmente, contribuiu bastante para neutralizar os efeitos do *curtailment*, de que a gente vai falar mais para a frente.

Indo um pouco mais em detalhe no *zoom* do lado direito, a gente abre a geração por fonte complementar. O gráfico aqui é novo, então eu vou guiar vocês por ele. Aqui, a gente mostra o empilhamento de geração em megawatts médios de eólica, PCH, biomassa e solar do nosso portfólio, que são as nossas fontes complementares a hidro; e mostra pequenos quadrados tracejados ali que mostram a capacidade incremental com relação ao período anterior.

Mostra que a gente teve um acréscimo bastante expressivo tanto de novas eólicas, com a entrada em operação dos nossos *greenfields*, quanto de novas solares aqui, naturalmente, com o ingresso dos ativos que a gente comprou no começo do ano e foram incorporados já. Então mostra que a gente teve um salto de 43% trimestre contra trimestre e mais de 20% no acumulado de nove meses.

Naturalmente, nos ativos existentes, vocês vão ver que o que sobra — o que está fora dos tracejados — teve uma redução, que a gente vai explicar um pouco mais para a frente e um pouco mais em detalhe para vocês acompanharem.

Próximo slide. Aqui, a gente fala algo que… talvez o tema mais relevante aqui, que está na análise de todos vocês: *curtailment*. *O curtailment*, também conhecido como *constrained-off*, refere-se basicamente ao comando que o ONS dá aos agentes de reduzir a sua geração esperada do dia. Isso, a rigor, pode acontecer em qualquer ativo, mas é muito mais flagrante e muito mais intenso hoje em dia nas eólicas e solares.

Como é sabido e como a gente tem falado sistematicamente há muito tempo, o terceiro trimestre é o trimestre mais desafiador, porque ele é exatamente a intersecção de uma geração eólica mais intensa — é o trimestre de maior geração eólica do ano — *versus*

uma geração solar que é bastante constante e, naturalmente, concentrada no meio do dia.

Então é esperado, a gente já esperava isso; talvez não com tanta intensidade, mas a gente já esperava esse nível de *curtailment* bastante elevado no Q3. De forma comparativa, o nosso *curtailment* eólico está em 12%, *versus* 11% no sistema, em média; solar, 19% versus 22% no sistema, e quando você faz essa combinação, o nosso nível está marginalmente acima do apurado em média no Brasil.

A gente espera, naturalmente, um Q4 um pouco melhor do que o Q3, talvez um pouco pior do que o Q2, mas aí depende de uma série de conjunturas também: a gente sabe que teve uma entrada em operação, uma liberação para teste… entrada em operação comercial de uma linha muito importante que reduz efeitos locais de *curtailment* em algumas regiões do país, em que, naturalmente, seremos afetados também, positivamente. Então temos uma expectativa um pouco melhor do que o Q3 desse ano para o próximo trimestre.

Nesse próximo slide, *Curtailment* por Ativo, aqui — o próprio nome já diz — a gente abre efetivamente qual é o nível de *curtailment* por região. Dá para ver que o Rio Grande do Norte é disparado o estado mais afetado, porque lá a gente sabe que, historicamente, temos uma série de restrições físicas de escoamento de toda a capacidade instalada.

Então, do nosso lado eólico, Santo Agostinho, que acabou de ser implementado, é o nosso *site* que tem o maior nível de *curtailment*, com 30% no terceiro trimestre e 23% acumulado em nove meses; e do lado solar, o ativo que mais sofre do nosso lado aqui é Floresta, com 50% de *curtailment* no terceiro trimestre, o que é muito expressivo, e 35% acumulado em nove meses.

Lembrando: Essa parcela aqui de eólica e solar é uma fração do nosso portfólio total e, naturalmente, compensada também com a geração adicional de hidrelétrica. Então a gente conseguiu passar, de certa forma, ileso ou neutralizar os efeitos do *curtailment* com o efeito do nosso portfólio e também com operações de proteção de portfólio aqui.

Talvez a mensagem mais importante aqui do trimestre é mostrar essa resiliência que, mesmo com um nível bastante expressivo de 14% médio, nós conseguimos entregar um resultado praticamente em linha com o do ano passado.

Rafa, eu passo para você agora, na próxima seção?

SR. RAFAEL BÓSIO: Isso mesmo. Obrigado, Taka, e bom dia a todos. Apresentando aqui o nosso tradicional slide de atualização do balanço de energia, onde é possível identificar as vendas realizadas no trimestre. Se olharmos o gráfico do lado direito, onde ele apresenta a redução gradual de contratação, vocês vão notar que, no terceiro trimestre, nós voltamos a vender energia; o preço de médio e longo prazos, ele deu uma reagida já no final do segundo trimestre, então isso permitiu que a gente voltasse a fechar contratos.

A gente vendeu em média em torno de 70 MW médios de 2024 a 2029, mas com uma concentração maior em 2027 e 2028, onde a gente vendeu mais de 120 MW médios para entrega nesses dois anos, que é, justamente, onde a gente tem uma maior disponibilidade de recursos para entrega.

Então isso aí é muito consistente, está totalmente alinhado com a nossa estratégia de contratação gradual do portfólio, o que tem garantido — como o Takamori mencionou — a gente entregar resultados resilientes. A gente consegue construir um portfólio que tem um preço médio estável — se vocês compararem também com o balanço de energia que divulgamos no segundo tri, vão notar que os preços de 2024, 2025 e 2026 se mantiveram estáveis em relação ao trimestre anterior. Então isso tudo é fruto dessa estratégica comercial.

Próximo slide, por favor. No próximo slide — slide 15 —, nós damos aqui uma atualização também da evolução no número de consumidores livres, com o propósito de avaliar a nossa estratégia perante a abertura do mercado. Então, vocês vão observar aqui no gráfico que continuamos com um crescimento intenso no número de consumidores, mais de 50% em relação ao terceiro tri do ano passado — 55% —, que a gente tem capturado de novos clientes que estão saindo do mercado cativo e vindo para o mercado livre. E estamos mantendo aí um *market share* de 7,5%. No ano passado, ele era um pouco mais alto; está havendo uma queda, mas a queda está reduzindo. Ou seja, a gente está começando a reconquistar mercado, e isso é em consequência até da entrada em operação de novos ativos, que disponibilizam mais energia a ser vendida.

Próximo slide, por favor. Acredito que agora a gente entra na seção de expansão, onde a gente atualiza o status de implantação dos novos projetos — o Takamori já deu uma pincelada no início da *call*.

Começando aqui com Serra do Assuruá, em que a boa novidade e o destaque, inclusive — um dos destaques do trimestre —, é não só a entrada antecipada mas que também agora estamos antecipando a nossa estimativa de atingimento da operação total do parque aí para o segundo trimestre de 2025; anteriormente, essa previsão era no final do ano que

vem, e agora a gente está antecipando já para o primeiro semestre do próximo ano.

E, como o Takamori ressaltou, isso é importante porque essa geração antecipada ajudou a mitigar os impactos do *curtailment* especificamente no terceiro trimestre, que é quando ele se aprofundou mais. Então isso realmente é uma vitória e uma conquista do pessoal da implantação e desenvolvimento de projetos.

Continuando nessa seção, o próximo projeto em implantação é o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Mais uma boa notícia, conforme comentado, é a entrada em operação em teste, então, confirmando a nossa expectativa de iniciar a operação agora no quarto trimestre de 2024 com uma usina que entrou em operação em teste em 24 de outubro, com 50 MW médios — como o Takamori comentou —, e que agora vai ter uma entrada gradual aí, um *ramp-up*, no COD do projeto para atingir a operação integral no final do ano que vem, o que também colabora com geração extra tanto para a disponibilização de venda como para a mitigação de *curtailment* em outros ativos.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Rafa, se eu puder só fazer um comentário…

SR. RAFAEL BÓSIO: Claro.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Como curiosidade sobre esse slide aqui, se vocês observarem essa foto central do *site* já em implantação, aquele ponto verde no meio do gráfico é um ônibus desses grandes, de quarenta e poucos lugares. Só para vocês terem uma noção…

SR. RAFAEL BÓSIO: Tem que dar um bom *zoom* ali, né, Taka? Porque está bem pequeno.

SR. EDUARDO TAKAMORI: da dimensão, do tamanho do site. De fato, a logística é bastante desafiadora — mais de 1,5 milhão de módulos solares, mais de 13 mil *trackers* — e, então, a escala é realmente impressionante, mas está tudo dentro do esperado: dentro do orçamento, dentro do cronograma e, principalmente, dentro da qualidade também necessária para operar esse *site* por mais de 20 anos, com certeza — 20, 30 anos.

SR. RAFAEL BÓSIO: Isso. Bem observado, Taka, ainda mais considerando os outros projetos em que a gente está em implantação simultânea: Serra do Assuruá… E, partindo aqui, continuando na seção e entrando nos projetos que estão sendo implantados no segmento de transmissão, como Asa Branca.

Estamos evoluindo na implantação do projeto também. Ele entrou agora na fase propriamente dita de obras, conforme era previsto no cronograma, apesar das dificuldades que surgiram com a greve do Ibama, o que nos permite ainda prever uma antecipação da entrada em operação comercial com pelo menos 24 meses. Então a nossa expectativa continua, e as obras estão em andamento. E agora é vida que segue: Vamos continuar aí na implantação de Asa Branca, que agora tem um projeto irmão, no próximo slide — como o Taka destacou no início da apresentação —, o lote 1 do leilão de transmissão 2 desse ano, em 30 de setembro, a que demos o nome de Graúna Transmissora de Energia.

É um projeto que vai se beneficiar de muita sinergia, vai ser implantado e conectado até em subestação de nosso outro ativo, que é Gralha Azul, no estado do Paraná, e também tem trechos aqui em Santa Catarina, onde está a nossa sede; em Minas Gerais; e no Espírito Santo, onde há um trecho já operacional.

É um projeto com CAPEX estimado da Aneel de R$ 3 bilhões, sendo que, no primeiro ano, o CAPEX não é tão relevante, uma vez que a gente foca mais os trabalhos na assinatura dos contratos com fornecedores, com empreiteiras, em refinamento do projeto básico e em buscar o licenciamento ambiental, para então entrar em construção, em obras, assim como está acontecendo com Asa Branca. Então é um novo projeto que vai vir para a nossa carteira aqui nos próximos anos.

Próximo slide, por favor. Aqui, o tradicional slide com uma atualização sobre as operações da Usina Hidrelétrica Jirau, que pertence ao nosso controlador — que possui 40% lá — em conjunto com a Eletrobras, a Chesf e a Mitsui, que possui outros 20%.

É uma usina com desempenho operacional muito bom: 100% de fator de disponibilidade. Tem mantido esse número muito saudável nos últimos vários trimestres e é um ativo em que, em algum momento, há possibilidade de ser oferecido para transferência, aquisição aqui pela ENGIE Brasil Energia, que irá avaliar por meio de um comitê de transações com partes relacionadas que vai ser liderado pelos acionistas minoritários. Quando tivermos alguma novidade, naturalmente, isso vai ser comunicado ao mercado.

Acho que é o último slide agora dessa seção, que faz um resumo aqui da seção de expansão. A novidade aqui é, do lado esquerdo, em projetos em construção, que a gente passa a ter Graúna e vai começar a ver aí o *ramp-up* de Serra do Assuruá e Assú Sol, mantendo o nosso portfólio de projetos em desenvolvimento com 1,7 GW de projetos em análise, em estudo, que vão estar preparados quando as condições comerciais… e a gente identifique que consegue atingir o retorno mínimo esperado para desenvolvê-los e, dessa

forma, gerando valor para os nossos acionistas.

Devolvo a palavra para o Takamori, para, na próxima seção, entrar no detalhamento dos resultados do trimestre. Taka, a palavra é sua.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado, Rafa. Aqui, a gente começa com o nosso clássico gráfico de pizza — aqui do lado direito —, que mostra que, ao longo dos anos, a gente tem investido também mais em transmissão, em diversificação do nosso portfólio. Claro que era um período onde era muito difícil desenvolver novos projetos de geração de energia, então naturalmente a gente foi aonde estava a criação de valor.

Nesse momento aqui, mesmo com o desinvestimento parcial em TAG, a gente continua com uma faixa superior a 20% de contribuição do segmento de transmissão — a gente chama de "*networks*" aqui —, tanto de transmissão de energia quanto de transporte de gás. Então você tem um macronúmero aqui: Cerca de 80% da nossa contribuição de Ebitda é de geração, e 20% do segmento de transmissão e contribuição da TAG.

Do lado esquerdo do gráfico, talvez a parte mais relevante do gráfico seja mostrar que, mesmo com toda a turbulência e mesmo passando exatamente no momento de transição de investimento aqui, onde a gente está colocando quase R$ 10 bilhões de CAPEX esse ano, o nosso retorno *on equity* aqui ainda é absurdamente elevado — 26,5% —, muito acima de média de mercado e de outros segmentos também. Então mostra que, mesmo andando de lado o Ebitda, nós somos uma empresa muito eficiente tanto do ponto de vista de capital próprio quanto do ponto de vista do capital empregado.

O ROIC aqui, ele saiu, naturalmente, de um patamar que era mais alto ainda: era de 21% no terceiro tri de 2023, caiu para cerca de 17% no terceiro tri de 2024, naturalmente, em função do maior capital alocado na Empresa com novos projetos, como era esperado.

No próximo slide, a gente passa para a evolução da receita operacional líquida, a ROL. Como eu comentei, basicamente andou de lado trimestre contra trimestre do ano anterior, de R$ 2,5 bi para R$ 2,5 bi.

Se você soma as três primeiras colunas de variação, que são referentes a geração e comercialização do nosso próprio portfólio, é basicamente neutro. Então você teve uma melhor remuneração dos ativos financeiros, você teve um melhor também preço e volume de vendas — mais volume do que preço; a gente colocou vários ativos novos em operação comercial e fizemos aquisição de novos também — e uma posição um pouco inferior da CCEE aqui trimestre contra trimestre. Mas, basicamente, geração e

comercialização andando de lado, o que é bom, então — nesse cenário adverso aqui, é bom.

Trading: A gente teve uma redução de receita importante nas operações realizadas, mas isso também é de certa forma neutralizado por um menor custo de aquisição de energia para *trading*, então o resultado de *trading* é praticamente zero também no trimestre.

E aqui, a contribuição mais importante da transmissão, mas lembrando que isso aqui é um efeito não *cash*, porque ele basicamente é um aumento da receita de construção, que é de cerca R$ 60 milhões e que justifica até mais do que esse valor de R$ 52 milhões aqui desse *build-up*.

No próximo slide, a gente já passa para o resultado das participações societárias. Aqui, em resumo, a gente mostra como TAG contribui para o nosso resultado. A TAG, ela tem um lucro líquido de R$ 1 bilhão nesse trimestre, sendo que, com a nossa nova participação, de 17,5%, a contribuição de TAG para o nosso resultado é de R$ 182 milhões — a contribuição para o nosso Ebitda.

Aqui é o nosso gráfico talvez mais desafiador de explicar, mas talvez o mais interessante. Indo das barras das extremidades para as barras centrais, a gente parte do nosso Ebitda societário contábil clássico. Então a gente sai de R$ 1,7 bi para R$ 1,65 bi, uma variação razoavelmente pequena, de só 3% negativa.

Depois de fazer os ajustes, os não recorrentes, a gente passa para as barras grandes centrais, intermediárias: R$ 1,77 bi para R$ 1,67 bi, uma variação de cerca de R$ 100 milhões, ou 5,8% — a gente abriu a nossa *call* com esse valor.

E daí, se a gente faz todos os ajustes IFRS aqui tanto dos efeitos de Jaguara e Miranda, que são cotistas, quanto dos efeitos de transmissão, entramos nas barras centrais, onde a gente mostra a evolução do nosso Ebitda do terceiro tri de 2023 — R$ 1,72 bi — para o nosso Ebitda do terceiro tri desse ano — R$ 1,6 bi —, uma variação de pouco mais de R$ 100 milhões — R$ 110 milhões — entre trimestres.

Aqui, aí sim, quando a gente faz uma análise um pouco mais atenta, a gente pode somar basicamente as nossas três primeiras barras, que mostram os efeitos do nosso novo portfólio, do nosso novo desenho da Empresa. Temos mais os ativos que a gente comprou no primeiro trimestre, temos a entrada em operação de novos empreendimentos de eólica, que, naturalmente, resultam numa menor compra de energia para o nosso portfólio.

A gente continua sendo um *player* bastante expressivo em comercialização de energia — como o Rafael mencionou —, mas a gente precisa cada vez menos comprar energia, porque a gente tem expandido o nosso portfólio de uma forma acelerada também.

Na CCEE, tivemos um resultado R$ 20 milhões acima do período comparativo do ano passado, principalmente pelas hidrelétricas aqui. Em preço e volume — a gente já mencionou —, uma variação positiva também. E, naturalmente, quando você tem mais ativos, você passa a ter mais encargos de conexão e, como você gerou também muito mais hidrelétrica, você passa a ter mais pagamento de *royalties*; então são dentro do esperado — são mecânicas — essas variações. E, naturalmente também, a gente tem um maior aumento de pessoal e serviços gerais aqui, o que resulta num maior SG&A — R$ 15 milhões —, também dentro do esperado.

Em material, serviços de terceiros e outros — talvez seja a rubrica que mais chame atenção —, basicamente você tem materiais e serviços, que aumentaram de forma significativa também; teve alguma PDD também que foi considerada nesse terceiro trimestre; e alguns outros ajustes menores aqui, mas dentro do esperado e nada significativo que valha a pena ressaltar aqui.

Transmissão, ela teve uma performance bastante similar à do trimestre comparativo e, aí sim, a equivalência patrimonial da TAG tem uma contribuição menor do que no ano passado, em função da nossa redução de participação, em R$ 138 milhões, que foi destaque, um dos principais *drivers* de variação aqui do nosso Ebitda, o que resulta nesse Ebitda ajustado aqui de R$ 1,6 bi.

No próximo slide — Evolução do Lucro Líquido —, temos aqui um *shape* bastante parecido: Temos, do ponto de vista de lucro líquido absoluto aqui, de R$ 867 milhões para R$ 658 milhões, uma redução expressiva de 24%. Excluindo os efeitos não recorrentes, passamos para as barras centrais: R$ 928 milhões para, agora, R$ 666 milhões, uma redução ainda mais expressiva — de quase 30% — aqui. Como mencionamos no primeiro slide, de destaques, parte disso é justificada pela variação de escopo — a nossa menor participação em TAG —, que foi até superior a esses R$ 3 milhões, então a perda da parte da TAG foi compensada por transmissão e geração.

Como temos mais ativos, naturalmente temos mais depreciação e amortização — é mecânico também. E, como a gente tinha já mencionado no slide de abertura, tivemos uma maior despesa financeira, tanto por variação monetária aqui quanto por juros e outros efeitos; então resultando num resultado financeiro líquido de R$ 160 milhões a mais do que o do período comparativo. E pagamos um pouco menos de impostos, naturalmente, sobre o lucro.

Próximo slide. Passamos para o endividamento. Conforme já tínhamos antecipado ao longo do ano, a gente saiu de uma posição bastante desalavancada aqui, 2x *Net Debt/Ebitda*, que são os pontos verdes do slide. Saltamos de 2,1x, estávamos em 2,4x no segundo tri e agora estamos em 2,7x *Net Debt/Ebitda*, o que é bastante confortável e, naturalmente, ainda vamos aumentar esse nível de endividamento, em função dos nossos compromissos de investimento em projetos de geração e transmissão já comprometidos.

A nossa posição de dívida hoje, bruta, é de R$ 23,5 bi, um acréscimo em relação ao trimestre anterior e ao ano anterior, mas é totalmente dentro do esperado e dentro dos planos aqui.

A nossa posição de caixa reduziu um pouco, mas não significativamente, resultando numa dívida líquida de R$ 19 bilhões, *versus* R$ 17 bi e pouco do segundo trimestre desse ano. Então ainda tem espaço para alavancar mais, de forma a, naturalmente, manter algum pagamento de dividendos aqui — a gente tem o compromisso de manter o pagamento de dividendos em pelo menos 55%.

Na composição da dívida, que é o slide seguinte, continuamos com um *rating* AAA. Isso é uma vantagem competitiva da nossa Companhia, permite que a gente consiga tomar dívida de forma bastante competitiva mesmo num momento desafiador de mercado. Um cronograma de vencimento de dívida bastante perfilado, um perfil muito confortável de repagar, então não tem nenhum destaque para o perfil.

Entretanto, tivemos uma variação da composição de indexador do endividamento. A gente tinha uma escala de 80%, 80%+ do nosso endividamento indexado a IPCA+ e, naturalmente, isso gerava alguma preocupação ou uma necessidade de atuação do nosso lado, de forma que a gente pudesse se proteger em caso de variações mais importantes de inflação.

E, com isso, as emissões mais recentes, na medida do possível e sempre que faz sentido econômico, a gente tem tomado ou "*swapado*" para CDI, o que faz com que esse peso da componente de IPCA tenha reduzido — agora já está em 75%. Então isso aqui não foi só mecânico, isso aqui foi parte da estratégia da Companhia também para fazer uma diversificação de cesta aqui.

Próximo slide. Quanto ao plano de investimentos, ressalto o nosso investimento praticamente de R$ 10 bilhões estimado para 2024; já investimos R$ 7,5 bi, então é

bastante linear o investimento ao longo desse ano.

Naturalmente, dentro desses R$ 9,95 bi aqui, teve o *equity* da aquisição dos parques solares no começo do ano; teve um investimento bastante expressivo, praticamente todo o CAPEX de Serra do Assuruá aqui — uma parte muito expressiva de Serra do Assuruá — foi empenhado esse ano; e a partir do ano que vem, temos cerca de R$ 4 bilhões em 2025 e R$ 2 bilhões em 2026, predominantemente alocados para os projetos de transmissão. Tem a finalização dos projetos Serra do Assuruá e Assú Sol, mas aí já começa a ter uma participação bem mais expressiva dos projetos de transmissão nos próximos dois anos.

Quanto a dividendos, já indo para a parte final dos slides, aqui a gente mostra o nosso *track record* de pagamento, o nosso histórico de distribuição de dividendos. Sempre que possível, a gente distribui 100% dos dividendos ajustados e, naturalmente, como a gente está passando por um período bastante desafiador, tanto de mercado quanto de expansão, a gente tomou a decisão de manter o pagamento no compromisso mínimo da administração aqui, que é de 55% e não deve se alterar nem nesse ano nem no ano que vem. Essa é a expectativa.

Finalizamos a parte de apresentação aqui, para dar um contexto geral para vocês, e entramos agora na sessão de perguntas e respostas.

SRA. ADRIANA WAGNER: Correto. Agora a gente vai começar a sessão de perguntas e respostas. Só lembrando que, para fazer uma pergunta, basta enviá-la pela ferramenta de Q&A do Zoom.

A nossa primeira pergunta vem do Marcelo Gonçalves, analista *buy side* da Versa, e ele pergunta: “Vocês têm alguns projetos grandes de solar e eólica para entrar em operação no ano que vem. O que esperam de *constrained-off* para esses ativos numa base anual? E como estão lidando com essa incerteza?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ótima pergunta, Marcelo. A gente espera um nível equivalente ou na mesma escala que esse ano. Apesar de a gente imaginar que vai ter a entrada em operação de novas linhas… que já entrou em operação nesse mês, vai ter também, eventualmente… já está em efeito a nova operação do operador do sistema; também já ajuda, mas, no final das contas, a gente ainda tem uma sobreoferta muito expressiva, cuja carga, cuja demanda, não acompanhou. Então é esperado, sim, que se continue em um nível bastante elevado de *curtailment* para o ano que vem.

E depende, naturalmente, de outros fatores: depende do crescimento da demanda, depende da aversão a risco da operação do sistema pelo ONS — depende de muitos fatores. Depende também da entrada de novos ativos, depende de quanto seremos eficientes em cortar também, por exemplo, GD, fazer com que a GD contribua nesses cortes aqui; então você passa a ter um *curtailment* distribuído por outros segmentos também, o que seria bastante razoável, considerando que a GD do país é responsável por parte expressiva desse *constrained-off* no nível de geração centralizada.

Então é difícil ter uma bola de cristal para imaginar quanto que vai ser exatamente esse nível de *curtailment*, depende de muitos fatores, mas, sim, estamos preparados, com a vantagem de a gente ter um portfólio diversificado tanto geograficamente quanto por tecnologia — temos uma participação muito expressiva de hidro, que de certa forma compensa também esse corte não desejado aqui das eólicas e solares.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A nossa próxima pergunta vem do Paulo Sérgio Miranda, que é nosso investidor. São duas perguntas. Ele fala: "Qual é a expectativa da Empresa para os dois leilões de transmissão que estão previstos para 2025, em março e setembro?". E ainda dentro do mesmo assunto, ele pergunta qual que é a participação ideal do setor de transmissão no nosso Ebitda e se é possível compartilhar qual seria esse *target*.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tá. Eu tinha a impressão, Paulo, que… está desenhado só um leilão no ano que vem. Mas, de qualquer maneira, a gente vai continuar olhando todos os leilões. A gente não tem um *target* máximo para transmissão; o que a gente busca é retorno e retorno para o acionista.

Então a gente vai participar. A gente tem um time dedicado aqui para análise e desenvolvimento de projetos de transmissão e, naturalmente, acabando um leilão, o time é bifurcado tanto em garantir a execução dos contratos e garantir o *business plan* que a gente considerou no leilão… e uma outra parte do time passa a estudar os próximos leilões, então a gente vai com afinco nos próximos leilões também.

Para reforçar o meu comentário, a gente não tem uma participação-alvo nem uma meta estratégica de percentual de transmissão do nosso portfólio; se for bom projeto, cabe.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Hiury Sant Ana, que é analista *buy side* da Trilha. Ele pergunta: "Qual é a expectativa de antecipação de entrega *versus* o prazo da Aneel para o projeto de transmissão de Graúna, que é o lote 1

arrematado no último leilão?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente considera uma antecipação significativa, acima do prazo estabelecido no edital.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A próxima pergunta também é do Paulo Sérgio. Ele gostaria de saber, na perspectiva atual da Companhia, qual é a previsão de retorno do *payout* para 100%.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ah, essa pergunta é boa! É boa, mas é difícil de responder, Paulo. O retorno do *payout*, ele vai vir quando, de fato, a gente não tiver no horizonte novos projetos de *greenfield* e de M&A que criem mais valor para o acionista do que a distribuição do resultado.

Então é difícil de prever, mas, assim que possível, a gente vai subir de novo esse valor para 100%. A gente não tem nenhum interesse em manter supercapitalizado ou desalavancar super-rápido também mantendo o *payout* mais baixo, tá? A gente vai aumentar assim que possível.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta vem do Vitor Alves, e ele gostaria de falar um pouco sobre as expectativas e o planejamento para o relacionamento com a investida TAG, dado que é uma companhia que possui altíssima margem e poderia contribuir ainda mais com o resultado da Engie.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A TAG foi um investimento oportunístico que fizemos há cerca de 5 anos. A gente achou que naquele momento, no começo do ano, fazia sentido desinvestir parcialmente, reciclar o capital. Essa reciclagem de capital representou um retorno bastante expressivo para a gente em relação ao capital que a gente investiu e fazia todo o sentido para dar combate ao CAPEX que a gente tem para o ano — que foi decidido também há muito tempo, tá?

A gente não tem expectativa de aumentar a nossa participação da TAG, porque não é nosso negócio, não é nosso *core business* aqui; a gente é uma empresa de geração e transmissão de energia.

Então fez sentido naquele momento, compôs a participação com o nosso controlador para manter uma participação majoritária lá, mas, de fato, não é o nosso *core business*, e eu não vejo razão para aumentar a participação lá. A gente vai continuar buscando boas oportunidades no segmento de geração e transmissão.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Vinicius Santini, nosso investidor pessoa física, e ele pergunta se já tem data definida para pagar os dividendos anunciados em agosto deste ano.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tem, Rafa? Não, né?

SR. RAFAEL BÓSIO: Ainda não. A gente está aguardando a gestão do fluxo de caixa frente ao CAPEX que a gente tem comprometido tanto para esse ano como para o ano que vem, né, Taka? Mas a gente deve ter condições de anunciar a data — de fazer a definição da data e anunciar oportunamente.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Isso aí.

SR. RAFAEL BÓSIO: Lembrando que essa gestão do pagamento dos dividendos, ela também conversa com a gestão — como falei — do fluxo de caixa frente aos compromissos que a gente tem. Então o dinheiro está aqui com a gente, não está com o acionista; mas, estando aqui com a gente, ele está gerando valor de alguma maneira também.

SRA. ADRIANA WAGNER: Seguindo aqui com as perguntas, a gente tem uma pergunta do Daniel Travitzky, analista do Safra, e ele pede se a gente pode comentar um pouco mais

sobre a dinâmica de comercialização de energia olhando para o quarto trimestre: “Conseguiram fechar contratos a preços mais elevados? E como enxergam o cenário para a frente?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Quer puxar essa, Rafa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Posso. Vamos lá! O que a gente tem visto do terceiro para o quarto é uma melhora da hidrologia, né, Taka? O período chuvoso, ele chegou. Havia muita expectativa, dada a baixa afluência que a gente teve por todo o ano de 2024. O Takamori comentou, a gente comentou e vem comentando desde o início do ano que 2024 estava se desenhando, se não o pior ano da série histórica, um dos piores — vai ser o primeiro ou o segundo. Então havia muita dúvida e expectativa sobre o próximo período chuvoso, que está se configurando. Então chegou, efetivamente, o período chuvoso e está se comportando até agora — tudo pode mudar, né? — dentro da média.

E, naturalmente, isso já traz um impacto nos preços — né, Takamori? —. Já teve um impacto pressionando os preços de médio e longo prazo um pouco para baixo, o que faz com que o nosso apetite para venda reduza um pouco. Então a gente vai continuar com a nossa estratégia de vender sempre, mas de forma gradual, não concentrada — para também não deixar dinheiro na mesa, não contratar inadequadamente, com preço muito baixo —, e com isso, eliminando a disponibilidade de energia que a gente tem no nosso portfólio.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Se eu puder só complementar. Só para complementar, é bem importante notar que “*no news is good news*” nesse caso. A gente não tem nenhuma urgência para vender grandes blocos de energia, a gente não está desesperado com a posição de curto prazo aqui. Não vai afetar nada do nosso resultado de curto prazo aqui, tanto do Q4 quanto do ano que vem, porque a gente tem uma exposição muito baixa, muito limitada. Então a gente não tem uma posição nem *long* e nem *short* que justifique uma mudança brutal do nosso Ebitda esperado, tá? É porque está tudo contratado já.

Então, naturalmente, quando você pergunta qual que é a nossa estratégia, a nossa estratégia é para comercializar a energia de 2026, 2027… principalmente 2027 e 2028. Então é o *cherry picking*: A gente vai escolher os momentos de mercado.

A gente tem percebido uma certa exacerbação dos movimentos de mercado de curto prazo: quando uma nuvem passa um pouco para o lado, o preço explode; daí, quando a nuvem passa em cima do reservatório, o preço despenca. Então, assim, a gente tem visto com uma certa atenção os movimentos de mercado, mas, sempre que tem uma oportunidade, a gente vai vender.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Bruno Oliveira, analista *sell side* da VDA, e ele tem dois pontos. A primeira: "Considerando os investimentos e a entrada de novos ativos ao longo de 2025, qual é o comportamento que podemos esperar em relação ao nível de alavancagem da Companhia?".

E o segundo ponto que ele nos pergunta: "Apenas para dar um norte nos nossos cálculos, qual intervalo de rentabilidade podemos esperar com os novos investimentos em transmissão?" "Apenas uma referência", ele comenta, "já ajudaria bastante".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tá. Primeiro, o nosso racional aqui, primeiro, acho que vale a pena aí: das restrições. A nossa restrição hoje — *hard*, os nossos *covenants* aqui — são 4,5x *total debt*/Ebitda, que se tem tanto em debêntures quanto em alguns outros financiamentos que a gente tem. Então esse é o *hard covenant*. Tem um *soft covenant*, que é de fato a gente garantir a manutenção do nosso *rating* AAA pela Fitch, e isso deve ser da ordem de 3,5x *net debt*/Ebitda. Então, a rigor, a gente poderia excursionar até esse nível sem grandes preocupações, com boa capacidade de pagamento, com bom perfil, sem prejudicar a nossa capacidade de tomar novas dívidas a preço supercompetitivo e de maneira também a maximizar a distribuição de dividendos. Então a gente não teria nenhum problema em chegar nesse nível de 3,5x.

Com base nos nossos compromissos de investimento, a gente não vê necessidade de chegar nesse nível. O que a gente imagina é que possivelmente, no quarto tri, vá subir um pouco mais, mas também nada que chame atenção — dentro do esperado.

Mas, se você quiser uma referência mais conceitual seria 3,5x, mais prático; você vai poder fazer a conta de quanto que a gente tem de investimento e de quanto que a gente precisa de novas dívidas para honrar esses investimentos, e não deve passar muito de 3x, tá? Esta é a referência: 3x *net debt*/Ebitda, só para deixar claro.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do Joao Pedro Herrero, analista *sell side* do Santander. Ele gostaria de perguntar se a gente pode falar um pouco sobre a expectativa para o leilão de capacidade do ano que vem.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente queria é que o edital saísse quanto antes, para a gente conseguir ter uma visão um pouco mais clara para passar para vocês. Então, naturalmente, a gente depende das condições do edital para saber se a gente é mais ou menos competitivo, para saber com quais ativos a gente consegue contribuir.

Temos dois ativos em condições de contribuir, tanto Salto Santiago quanto Jaguara, mas de fato, depende muito das condições do edital. Então a expectativa é de que saia quanto antes o edital.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta vem do André Reijers, nosso investidor pessoa física, e ele pergunta: “Dada a complexidade de solução das deficiências em transmissão de energia, o que torna o *curtailment* um componente persistente, qual é o apetite por iniciar novos projetos de geração de renováveis?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: André, é uma ótima pergunta. O *curtailment* não é um problema em si, porque, no final das contas, quando você vai fazer uma decisão de

investimento, você vai olhar, em linhas gerais, o seu custo de capital, quanto que é o CAPEX, a sua capacidade de execução, a qualidade do ativo, quanto que ele vai conseguir gerar e quanto que ele vai conseguir monetizar — por quanto você vai conseguir vender a energia.

O *curtailment*, ele, naturalmente, reduz a energia, mas você tem uma energia a ser vendida ainda a um preço remanescente, não necessariamente ao preço de uma entrega *flat* de energia; mas isso acontece em todos os países, não é exclusividade do Brasil.

Agora, naturalmente, com esse nível de sobreoferta, com esse desenho de mercado que a gente tem, que não estimula uma competição um pouco mais clara, e uma série de subsídios também injetando dinheiro por fora do ambiente de mercado, é naturalmente, mais desafiador viabilizar novos projetos. Mas a gente não tem um problema técnico ou conceitual de conviver com o *curtailment*. Isso acontece em todos os países em que a Engie atua; não é só aqui, tá? Aqui, o problema é que ele foi atenuado por fatores externos ao mercado clássico, à competição.

SRA. ADRIANA WAGNER: Seguindo aqui nas perguntas, Taka, a próxima pergunta vem do Antonio Moraes, nosso investidor pessoa física, e ele pergunta se é possível, lá na frente, a Engie vender a sua participação na TAG.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ah, é possível; lá na frente é possível qualquer coisa. Vale ressaltar meu comentário de que a TAG não é um ativo *core* de uma empresa de geração e transmissão de energia, então, sim, isso pode acontecer. Não está no nosso horizonte de curto prazo; é um ativo que contribui, que está bem alocado, que tem uma boa gestão. Tem seus desafios de revisão tarifária e tal, mas é uma empresa bem administrada e que não tem por que a gente se desfazer dessa posição agora.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do

Vinicius Santini, nosso investidor pessoa física. Ele pergunta se a Engie tem interesse de entrar em leilão de armazenamento de energia em bateria.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Sim. A gente já tem essa operação de bateria em outras regiões, tanto dando suporte para sistema quanto *standalone*, complementando ativos de geração solar, como no Chile; ou operando com bateria *standalone* — ou seja, arbitrando preço diário —, como nos Estados Unidos. Então a gente sabe operar, conhece a tecnologia, e vamos olhar, sim. Na medida em que o governo e os órgãos de planejamento indicarem com mais clareza quais são as condições do edital, a gente vai poder ter uma visão um pouco mais clara também da nossa participação.

E, é claro, quando a gente detém esse conhecimento, detém a tecnologia também — já implementamos uma capacidade bastante expressiva de baterias no mundo já —, a gente pode contribuir, naturalmente, com o desenho desse edital de forma que ele seja competitivo e que traga valor para a sociedade.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. Nós encerramos nesse momento a sessão de perguntas e respostas. Agradecemos a participação de todos, e eu gostaria de devolver agora a palavra ao Rafael e ao Takamori para as considerações finais.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Do meu lado, só ressaltar que é sempre um prazer está com vocês aqui e responder a essas perguntas que são superinteressantes e desafiadoras. Obrigado por elas!

SR. RAFAEL BÓSIO: Isso. Obrigado, pessoal. Acredito que ficaram algumas perguntas que na verdade eram um pouco repetidas com relação a outras que foram feitas, mas a gente vai endereçar todas aqui diretamente da área de RI. E também passando aqui para deixar o recado de que, caso tenham dúvidas adicionais, a gente continua à disposição — né, Takamori? —. Estamos aqui para isso.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Correto.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, pessoal. Até a próxima.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ótimo dia a todos.

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