ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO SEGUNDO TRIMESTRE DO ANO DE 2025
8 DE AGOSTO DE 2025 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do segundo trimestre de 2025 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 e 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.

Para apresentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia no segundo trimestre de 2025, estão conosco hoje os senhores Eduardo Sattamini, Diretor-Presidente; Guilherme Ferrari, Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento; Gustavo Labanca, Diretor de Transmissão de Energia; Marcos Keller, Diretor de Gestão e Comercialização de Energia; e Leonardo Depiné, Gerente de Relações com Investidores da Companhia.

Eu passo agora a palavra ao Sattamini e ao Depiné, para iniciar a apresentação.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá, pessoal. É um prazer estar com vocês mais uma vez. Um bom dia para todos. E a gente continua navegando dentro desse ambiente extremamente desafiador que é o setor elétrico brasileiro, com ações regulatórias controversas, mas a gente segue o nosso caminho de crescimento, de confiança no futuro e de visão de longo prazo.

A gente passa para os destaques, que demonstram, o nosso compromisso com o crescimento e com o futuro. A gente tem hoje 100% do Conjunto Eólico Serra do Assuruá com avanço físico, sendo 88% já em operação comercial e 12% em operação em teste.

Então vem aí já um primeiro desafio: os requisitos para entrada em operação comercial foram alterados pelo ONS, e a gente tem levado um pouquinho mais de tempo para conseguir colocar os aerogeradores, que já estão em teste, em operação comercial. Então já é um primeiro desafio, uma primeira mudança que a gente observa, fruto do conservadorismo maior do ONS em entrada em operação da nova capacidade.

O Conjunto Fotovoltaico Assú Sol está com 96% do avanço físico, sendo que 25% da usina está em operação comercial, e 63% em testes. Ou seja, daqui para o final do terceiro trimestre, a gente deve estar com Assú Sol plenamente operacional, e aí é detalhe da declaração da operação comercial ser obtida junto ao operador.

Nós concluímos também, em julho, a 15ª emissão de debêntures, no valor de R$ 2,2 bilhões, classificadas como Debêntures Verdes, foi uma emissão abaixo do CDI. Depois, o Depiné vai falar um pouquinho, mas acho que foi 65 bips abaixo do CDI, mostrando a nossa capacidade de levantamento de recursos, a nossa competitividade em termos de custo de capital.

Nós tivemos também no último trimestre a reestruturação da Diretoria Executiva; e a gente vai falar um pouco mais com detalhes, mas a ideia foi alinhar a Diretoria e a estrutura da Diretoria aos principais negócios do Grupo aqui no Brasil. Nós vamos falar com detalhe no slide número 6.

E nós tivemos, agora na reunião do Conselho de Administração, a aprovação da distribuição de dividendos intercalares de R$ 719,2 milhões. A data-ex será o dia 22 de agosto, e a determinação da data de pagamento será feita pela Diretoria Executiva posteriormente, como é de praxe, dentro do fluxo de caixa da Companhia.

Passando para o próximo slide, a gente fala da composição da Diretoria Executiva. Qual é a ideia nossa aqui? É colocar as áreas de negócio à frente dos seus negócios. Então, o Guilherme Ferrari cuidando de Energias Renováveis e Armazenamento, com todo o

espectro, desde o desenvolvimento, construção e operação da área de renováveis. Da mesma forma, Gustavo Labanca, na área de transmissão de energia, cuidando, então, das três importantes fases; com isso, a gente tem uma fluidez maior nos nossos negócios. E o Keller cuidando da gestão e comercialização de energia, da parte de *trading*, do relacionamento com o cliente, da estratégia de portfólio.

E essas três áreas de negócios são apoiadas pela área financeira, pela área de regulação, estratégia e comunicação — Pierre Leblanc e Gabriel —, a Sophie da parte de recursos humanos, Felipe Batista na parte de jurídico e ética. E a gente tem um processo andando, já em breve vamos anunciar, para a Diretoria de Sustentabilidade. Esse é um novo cargo estatutário que está sendo criado e já está na pauta da Assembleia Geral Extraordinária que vai propor a criação dessa nona posição de diretoria estatutária no dia 15 de agosto próximo.

Seguindo, nos destaques financeiros, a gente traz os destaques principalmente no Ebitda; cabendo lembrar que a gente tem alguns não recorrentes aqui que fazem uma distorção, então parece que a gente tem um decréscimo no nosso Ebitda.

A primeira observação que a gente tem que ter é que, comparar trimestre a trimestre, sempre é muito difícil numa empresa geradora, e uma empresa geradora que tem estratégias de sazonalização dos seus recursos. Então, a primeira observação é essa.

E, quando a gente tira a questão dos não recorrentes, a gente observa que a nossa estratégia de crescimento, ela vem se configurando. Então, por exemplo, a gente tem aí um crescimento no Ebitda entre os trimestres de 2024 e 2025, mesmo a comparação não sendo a comparação mais adequada, da ordem de 10%, do segundo trimestre de 2024 para o segundo trimestre de 2025, e também de 11% quando a gente fala no acumulado do ano de 2024, até o final do primeiro semestre, e de 2025.

Então a gente reafirma o crescimento: um crescimento sustentável, lucrativo e gerador de caixa da Companhia, mas, obviamente, quando a gente passa para o lucro líquido, a gente, num momento de altas taxas de juros e num momento de investimento se concretizando, a gente tem um aumento de dívida e ainda não tem um aumento de Ebitda relativo a esse aumento de dívida. Ele vai acontecer com um pouco de atraso, e isso faz com que o resultado financeiro tenha uma queda.

Essa é a situação que a gente observa quando a gente passa para o lucro líquido; verificando, então, esses dois aspectos, aumento de taxa de juros e a parte da defasagem entre investimento e retorno, fazem com que a gente tenha essa queda no lucro líquido.

Passando para os destaques e indicadores de ESG no próximo slide, a gente pode perceber que a nossa intensidade de emissões é bastante baixa em relação ao SIN. Quando você vê ali a referência do SIN, ela é dez vezes maior do que a intensidade de emissões da ENGIE, então totalmente alinhada com ESG.

Os nossos indicadores de saúde e segurança, também demonstram um controle bastante grande da segurança dos nossos colaboradores. A gente tem evoluído na questão da diversidade dentro da nossa força de trabalho. Temos feito investimentos em inovação ao longo desses últimos anos, para, principalmente, orientar investimentos na eficiência operaciona. É o nosso principal foco de inovação.

Na questão de investimentos em responsabilidade social, obviamente tem aí uma questão de recursos incentivados, que variam de ano a ano, mas a nossa meta é de investir 100% dos recursos incentivados possíveis, e a gente tem alcançado isso de maneira consistente.

E a questão do engajamento junto às comunidades também é um elemento bastante importante e que a gente acompanha e preza para que a gente impacte positivamente o maior número possível de pessoas, que estejam ao redor das nossas operações.

Seguimos aí para o próximo slide, onde vamos falar dos destaques operacionais, e eu vou passar então a palavra ao Guilherme Ferrari para ele falar da geração de energia.

SR. GUILHERME FERRARI: Bom dia a todos. Então, só trazendo alguns *highlights* aqui do nosso parque gerador nesses primeiros seis meses. Em relação à geração hidrelétrica, teve uma redução, mas, como todos vocês já têm conhecimento, existe uma sazonalidade, e isso acaba não trazendo grandes impactos no resultado da Empresa. Mas é normal essa sazonalidade, ainda mais porque no ano passado nós tivemos um volume muito grande de chuvas na Região Sul, que nesse ano não tivemos.

Acho importante só ressaltar, em relação ao nosso parque hídrico, que a gente também começou já o projeto de modernização de uma das nossas usinas, da Usina Jaguara, que nós adquirimos lá no leilão de 2018 junto ao leilão com a Cemig. Então esse é um processo em que estamos começando agora a parte de projetos e devemos começar a executar a partir do próximo ano.

Em relação às energias renováveis, como o Sattamini já mencionou, nós temos aqui nesse trimestre, a entrada de Santo Agostinho, nosso projeto no Rio Grande do Norte, e também o Serra do Assuruá, que estamos no processo de entrada de todos os parques eólicos. A questão, como o Sattamini mencionou, da parte regulatória, que está

atrasando um pouco a operação comercial.

No caso do solar, a mesma coisa: a gente teve no ano passado o *closing* da aquisição dos projetos que nós adquirimos da Atlas, que aumenta o nosso volume de geração solar, e o projeto Assú Sol, que também está entrando. No ano passado, nós tivemos um problema em Paracatu, e também está retornando esse projeto, e com uma expansão.

Além dessa parte de novos projetos entrando, acho que vale a pena salientar também a melhora da disponibilidade e performance dos nossos ativos eólicos. Então, hoje, a gente tem uma área de performance trabalhando com a nossa engenharia, buscando sempre otimizar os nossos ativos, e a gente vem vendo ao longo dos últimos anos, principalmente nesse ano, uma melhora significativa de performance tanto nos nossos ativos eólicos quanto nos solares.

E, em relação aos projetos eólicos, também nesse primeiro semestre, a gente teve um perfil de vento um pouco mais favorável, o que também ajudou um pouco a nossa melhor geração na parte eólica.

Seguindo para o próximo slide, aqui acho que é uma informação de que todos têm conhecimento, mas só trazer um pouco mais de detalhamento em relação ao impacto aqui na ENGIE Brasil Energia, que hoje, realmente, para as energias renováveis, um dos grandes ofensores é o *curtailment*, que vem impactando consideravelmente todos os ativos de geração.

Reforçando que, para nós, dentro da nossa base de ativos renováveis, o *curtailment* no primeiro semestre impactou em 14%, divididos aqui em eólico e solar, 12% em eólico e 23% no solar, dentro dessa média de 14%. Claro que, como todos sabem, os horários solares são os mais impactados. Então, o impacto do *curtailment* muito alinhado em relação ao que acontece no Sistema Integrado Nacional — 15%.

E, claro, quando a gente faz a análise dentro do nosso portfólio, esse impacto reduz significativamente dentro da nossa estratégia de diversificação de tecnologias e diversificação regional. Isso faz com que o impacto final do *curtailment* dentro do nosso portfólio fique em 5%.

Então, acho que esses são os *highlights* em relação à parte de geração nesse primeiro semestre. Passo agora acho que para a parte comercial, com o Keller.

SR. MARCOS KELLER: Bom dia a todos, pessoal. Então, mostro aqui um resumo da nossa

atividade comercial ao longo do trimestre. Vocês podem ver ali no gráfico da esquerda que mantemos a nossa estratégia de venda gradativa do portfólio com bastante atenção aos riscos, principalmente à questão do risco hidrológico; não somente o *curtailment*, mas principalmente a questão do risco hidrológico.

Então, temos energia em pequena monta ainda disponível para vender em 2026, um pouco em 2027 e gradativamente aumentando a nossa disponibilidade, sempre com nossa estratégia de ir vendendo energia de maneira contínua, mas com ligeiras flutuações em termos de oportunidades de mercado. E isso se demonstra um pouco no gráfico da direita. Vocês veem ali a disponibilidade a cada trimestre, por ano de entrega, por ano calendário.

Então, não foi um trimestre onde tivemos vendas muito intensivas, por algumas razões: primeiro, porque houve uma tendência de queda de preço ao longo de todo o trimestre e hoje já está revertendo essa tendência mas, ao longo do segundo trimestre, houve essa tendência de queda de preço e, não era um momento muito adequado para a gente acelerar vendas.

Também houve a questão do risco de submercados, e nós tivemos que tomar bastante atenção às nossas posições de venda. E além disso, outro fator que eu destaco é também o time comercial bastante focado nas vendas de autoprodução, vendas mais longas, que não se materializaram no segundo trimestre e irão se materializar ao longo do tempo. Existem ainda algumas condições precedentes, mas há um foco bastante forte do time também em vendas mais longas de autoprodução.

No que foi efetivado, no que o gráfico mostra, um pouco mais de foco nos vértices mais longos, então vocês veem que vendemos um pouco mais em 2028 e 2029 do que em 2026 e 2027, até de acordo com a nossa estratégia, que mostra o gráfico ali da esquerda, das disponibilidades.

Em termos de número de clientes, um bom avanço: temos hoje, no fechamento do trimestre, 1960 clientes, uma alta de quase 22%, comparado com a mesma época do ano anterior, no número de clientes livres. Em termos de unidades consumidoras, já passamos de 4 mil, quase 4,1 mil unidades consumidoras, também um aumento de 15% em relação ao segundo trimestre de 2024.

Lembrando que esses números que nós apresentamos aqui, ainda não contemplam os ativos de Santo Antônio do Jari que estão em fechamento ao longo do trimestre. então esses números aqui não contemplam ainda os dois ativos hidrelétricos recentemente adquiridos.

Passo para continuar a apresentação.

SR. GUILHERME FERRARI: Eu volto aqui para falar um pouco das nossas expansões. Então, é como o Marcos Keller acabou de comentar: como já informado ao mercado, nós tivemos o *signing* dessa operação de aquisição dos dois ativos, Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, em março. E a gente espera nos próximos dias, semanas, informar ao mercado o *closing* dessa operação. As condições precedentes estão algumas ainda em curso, mas acreditamos que, no curto prazo, deveremos atingir todas as condições precedentes.

Como já informado, são ativos operacionais, 100% contratados no ACR; então, receitas seguras e de longo prazo. Para a ENGIE Brasil Energia, isso é extremamente importante, porque a gente alonga o prazo médio das nossas concessões. Além dessas questões, obviamente que devido ao nosso parque hídrico bastante robusto, a gente também espera agregar aqui expertise na operação desses ativos; obviamente, tentando extrair o máximo de valor possível. Então são dois ativos muito interessantes e que se incorporam muito bem ao nosso portfólio de projetos dentro da ENGIE Brasil Energia.

Acho que um ponto importante é salientar a parte estratégica, de sempre balancear ativos contratados e descontratados. E também termos as oportunidades que vão surgindo no mercado. Então a gente está sempre muito atento, às oportunidades que possam vir a agregar valor dentro da ENGIE Brasil Energia, e estaremos sempre analisando.

Seguindo para o outro projeto que está em implantação, o Sattamini já trouxe algumas informações iniciais do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Acho que o grande ponto hoje é em relação ao atraso na obtenção da declaração de atendimento aos procedimentos da rede, junto ao ONS. Ela está exigindo muito mais estudos do que exigia no passado, principalmente devido ao apagão que nós tivemos no ano passado, mas a gente acredita que todas as SPEs que compõem o Conjunto Eólico Serra do Assuruá devem ter a sua operação comercial em breve. Então a gente está avançando bem com todos esses estudos.

Então foi uma implantação, é claro, bastante desafiadora pelo tamanho. São 846 MW, 188 aerogeradores, mas foi uma obra que ocorreu super bem. Todos os indicadores foram atingidos, de CAPEX, de cronograma e de saúde e segurança, que é sempre a nossa licença para operar. Então fomos muito bem em todos os sentidos.

E eu acho que um ponto importante a trazer é que, como vocês sabem, são máquinas Vestas. A performance dessas máquinas está sendo muito boa, acima do que estava

previsto em contrato. São pontos bastante positivos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

E, indo para o próximo, o projeto fotovoltaico em implantação, que é o Assú Sol. Também estamos num processo onde já energizamos 14 das 16 SPEs — em operação comercial temos 4 —, mas acreditamos nesse processo junto ao ONS que a gente consiga, nos próximos meses, obter de todos os projetos as declarações, para que a gente entre em operação comercial.

Também é um projeto que está performando super bem: dentro do CAPEX previsto, dentro do cronograma previsto, com índices de *health and safety* bastante interessantes — dentro das nossas expectativas. E, na parte técnica, também são ativos com qualidade, de performance muito boa em relação aos fornecedores, painéis solares, *trackers* e inversores. Então a performance do ativo vem se mostrando bastante positiva em relação ao *business plan* que foi considerado. Então esses são alguns *highlights* do projeto Assú Sol.

Agora pulo para o Gustavo Labanca, que vai falar aqui do projeto de transmissão.

SR. GUSTAVO LABANCA: Obrigado, Guilherme, e bom dia a todos e todas. É um prazer aqui estar tendo essa oportunidade de estar falando com vocês e trazer um pouco de atualização dos projetos em implantação na parte de transmissão de energia elétrica.

A gente tem o projeto de Asa Branca, e é um projeto muito importante para o país, e estamos falando aqui de 1.000 kms de linha escoando energia mais ou menos do centro-sul da Bahia até o centro do Espírito Santo. Um projeto chave para toda essa expansão de renováveis no Nordeste que a gente vem vendo, e um projeto que tem uma RAP já atualizada nesse novo ciclo de cerca de R$ 283 milhões.

Eu acho que os principais *highlights* aqui para a gente passar são que: estamos avançando muito bem no primeiro trecho, que é um trecho de 334 quilômetros e representa mais ou menos um terço da RAP, que a gente está prevendo o comissionamento e a operação comercial no último trimestre desse ano. Então, é muito importante a gente estar avançando nessas obras. Nós estamos falando de uma RAP aí de em torno de R$ 9 milhões anuais.

Também temos os outros três trechos, em que a gente teve a emissão da Licença Prévia Ambiental agora no final de junho, e estamos com as equipes trabalhando para podermos ter a emissão da LI e iniciar as obras assim que possível, com previsão para o início do ano que vem. Lembrando que a gente está falando de um projeto com CAPEX de cerca de R$ 2,7 bilhões.

O nosso próximo projeto em implantação é o projeto de Graúna, também um projeto muito importante, — que a gente tem bastante sinergia com o nosso projeto de Gralha Azul, — localizado ali em Santa Catarina e no Paraná, mas que também tem uma parte *brownfield*, que era um ativo da ISA que fica no Espírito Santo e já estava em operação, com a concessão vencendo, e fez parte desse lote no leilão do ano passado.

Então aqui também a gente tem uma notícia muito importante, que é o fato de que a gente já estar operando o ativo, 100% equipe própria da ENGIE Brasil Energia, desde 18 de julho. É uma notícia bem bacana e, em termos de receita, representa 5% da receita total de Graúna; nós estamos falando de alguma coisa perto de R$ 14 milhões. Se a gente somar com mais ou menos R$ 90 milhões do primeiro trecho de Asa Branca, a gente vai ter já a partir de 2026, ano cheio, R$ 100 milhões de receita adicional dos nossos ativos de transmissão, o que é muito importante.

Algumas atualizações importantes: a gente tem mais ou menos R$ 270 milhões de RAP já atualizada no novo ciclo, para o projeto total. Um CAPEX em torno de R$ 2,9 bi, e para a parte *greenfield*, a gente está fazendo todo o trabalho fundiário, da parte de servidão e toda a parte de licenciamento ambiental. Estamos avançando bem para que possamos cumprir com o cronograma e antecipar em relação ao cronograma da Aneel, que está previsto para dezembro de 2029.

Eu vou passar para o Guilherme, para falar das expansões. Antes, só fazer um *highlight*, que estamos com um time trabalhando também para o leilão de outubro — o leilão do dia 31. É um leilão de médio para grande — estamos falando de R$ 8 bi de CAPEX, mais de 1 mil quilômetros de linha —, e a gente está analisando quais os lotes que a gente deveria estar olhando com mais profundidade e, eventualmente, participando lá no dia 31.

Guilherme, obrigado.

SR. GUILHERME FERRARI: Retornando aqui para falar das expansões, então, em relação a Jirau, vocês todos sabem que é um ativo importante para a ENGIE — para o Grupo —, mas hoje é fora da ENGIE Brasil Energia.

Nos últimos anos, Jirau vem superando vários desafios técnicos e regulatórios. Nesse ano, ela conseguiu o êxito de ter a aprovação da sua cota ampliada e depois, em 2028, a cota constante.

Então, é um ativo em que uma eventual transferência para a ENGIE Brasil Energia vai depender da sinalização do Grupo. Hoje, na estrutura societária que vocês conhecem,

ENGIE, Eletrobras e Mitsui, a gestão é toda feita dentro dessa estrutura acionária, mas, se o Grupo em algum determinado momento informar a necessidade de a gente estar incorporando a participação dentro da EBE, a gente vai analisar e vai avisar o mercado posteriormente.

Passando para o próximo slide, em relação à nossa capacidade de expansão, como a gente já mencionou, temos os dois projetos em construção, Assuruá e Assú Sol; o Gustavo já mencionou também os dois de transmissão; e os projetos que nós temos em desenvolvimento ainda na nossa carteira. São opções que nós temos ou alguns que já nos pertencem: o Santo Agostinho, na Fase 2; também o próprio projeto solar dentro do próprio Santo Agostinho, para fazermos um projeto híbrido. Em Umburanas e em Campo Largo, também nós temos a possibilidade de fazer algumas expansões e alguns outros projetos solares.

O ponto que acho importante e que não é novidade para mim e nem para vocês, é o da sobreoferta da energia. Então a gente vai manter esse *pipeline* para expansões futuras, não vislumbramos hoje, na situação atual, possibilidade da implantação de novos parques devido à situação de sobreoferta de energia nos próximos anos.

E aí, como o Keller e o Sattamini já mencionaram, algumas ações regulatórias têm que ser feitas para propiciar novamente que a geração descentralizada possa fazer novos investimentos sem continuar prejudicando o setor como um todo.

Então, eu passo para o próximo, que acho que é o Depiné que vai… para a parte do desempenho financeiro. Obrigado.

SR. LEONARDO DEPINÉ: Oi. Obrigado, Guilherme, e bom dia, pessoal. Aqui, entrando, então, no desempenho financeiro, acho que tem dois destaques aqui nesse slide. O primeiro, aqui nos gráficos da esquerda: uma queda no ROE e também no ROIC. Uma parte disso é explicada por questões contábeis e até matemáticas. A gente tinha uma base de ativos mais antiga que estava precificada a preços muito antigos e receitas inflacionadas, então, à medida que a gente vai adicionando ativos novos, eles vão trazendo esse ROIC para um patamar mais normal.

E o segundo ponto também: como são ativos novos, nem todos ainda entraram em operação e ainda não estão entregando todo o resultado esperado, tanto eólico e solar como nas transmissoras em construção.

No gráfico da direita, naquelas pizzas ali embaixo, a gente vê que, alguns anos atrás — em 2016 —, a gente era 100% geração. Hoje, já temos 25% fora de geração: cerca de 16%

nas duas transmissoras que a gente tem e 9% representando o transporte de gás com a TAG.

Indo para o slide seguinte, então a gente vê a variação da nossa receita operacional. Ela teve um crescimento de 10%, mesmo com a redução por conta da indenização de Santo Agostinho, que é essa primeira barra, de R$ 261 milhões. Teve um grande efeito positivo também, que foi a receita de construção dos ativos de transmissão. Então, olhando trimestre contra trimestre, a gente tem essa variação expressiva de 10%.

No slide seguinte, a gente vê o resultado de participações societárias. Nesse caso aqui, é a contribuição da TAG. Então, esse aqui é o segundo trimestre isolado da TAG. TAG 100% teve um lucro de R$ 1,137 bi, e a nossa participação dentro desse lucro, de 17,5%, correspondeu a R$ 199 milhões. Isso foi um pouco… quase R$ 50 milhões acima do mesmo trimestre do ano passado — foi um resultado forte. Teve um efeito não recorrente no resultado financeiro positivo, mas, ainda assim, foi um resultado forte.

Indo para a evolução do Ebitda — esse é um gráfico um pouco mais complexo, digamos assim —, nas pontas de fora, a gente tem o Ebitda societário como ele é publicado pela contabilidade. Depois, a gente vem avançando para o meio, no Ebitda ajustado — então a gente tira os não recorrentes. Em seguida, a gente ainda tira todos os efeitos de IFRS, de IFRIC 12, efeitos principalmente de transmissão e de ativos financeiros e ativos de contratos de Jaguara e Miranda.

Então a gente chega nas barras centrais, que são o nosso resultado mais próximo do que a gente chamaria de regulatório. Então a gente vê aqui um Ebitda caindo por volta de 8%, mas, de novo, tem um efeito ali de R$ 261 milhões da questão de Santo Agostinho. Desconsiderando esse efeito na base, daria um resultado ajustado ali crescendo cerca de 7%, o que representa um pouco mais essa variação orgânica do período. E, lá no fundo, também os R$ 47 milhões, o último “slidezinho” azul, é a melhora da TAG frente ao mesmo trimestre do ano passado.

Seguindo, então, para a variação do lucro, aqui a gente vê o não recorrente caindo 35% e o recorrente, então, caindo 34%. Apesar de a gente chamar de recorrente, aqui também teve um efeito forte pela questão de Santo Agostinho, que está dentro do Ebitda ajustado; e também teve um efeito pontual no resultado financeiro que machucou um pouco, mas não deve afetar os próximos trimestres, que diz respeito à marcação a mercado. Então é um efeito não caixa nesse trimestre que impactou um pouco mais o resultado financeiro. Ajustando esses dois efeitos, o resultado seria muito parecido com o do trimestre passado, mas o contábil aqui acabou demonstrando essa queda de 34%.

Indo, então, para a questão do endividamento, por conta do ciclo de CAPEX que a gente vem executando, o nosso endividamento naturalmente está subindo. Então a gente tem hoje a dívida líquida por volta de 2,9x Ebitda — é um nível saudável ainda —, a dívida bruta já atingindo 3,7x. Temos uma posição de caixa relevante — R$ 5,6 bi ao final do trimestre —, também por conta do CAPEX, principalmente de transmissão, que temos para executar no futuro; e da aquisição de Jari e Cachoeira, que deve ocorrer nos próximos dias, nas próximas semanas, então isso vai se ajustando no Q3.

O perfil da dívida segue saudável: amortização ali por volta de R$ 2 bi por ano — em 2031 a 2035 também, se você fizer a conta anual —, então ela tem um desembolso saudável; o prazo médio continua por volta de 7 anos; o custo nominal da dívida obviamente subiu — a gente está hoje com uma Selic de 15% e uma inflação rodando ali na faixa de 5%, 5,5%, então o custo nominal passou de 9,4% a.a. para 11,8% a.a.

E, na composição dessa dívida, dois terços ainda "linkados" ao IPCA — que é o nosso indexador principal de receitas, então, faz sentido — e uma parcela um pouco maior em CDI, visto que nas últimas emissões a gente evitou travar taxas tão altas de IPCA — como a gente viu, rodando por volta de 7,5% —, então ficamos um pouco mais alocados em CDI, também protegidos pelo caixa; então o nosso caixa de R$ 5 bi, R$ 6 bi protege um pouco desse passivo em CDI. Era isso para esse slide.

Vamos ver o próximo. O próximo, então, reflete o que eu comentei do nosso plano de investimentos: 2024 foi muito forte — R$ 10 bi. Esse ano, por volta de R$ 6,5 bi, sendo R$ 3 bi na aquisição de Cachoeira e Jari, a finalização de Assuruá e Assú Sol, e a rampa principal ali de Asa Branca. E, para 2026 e 2027, então, a conclusão de Asa Branca e Graúna, finalizando esse ciclo de CAPEX que a gente tem contratado hoje nesse horizonte.

Na parte de dividendos, mantemos os 55%, como esperado. Com a alavancagem subindo, é saudável que a gente segure um pouco de resultado para manter essa alavancagem num patamar saudável. Então, nesse trimestre, como já comentado, 55% de *payout* — R$ 0,88 por ação.

E era isso. Passo de volta para a Adriana, porque a gente vai começar o Q&A.

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

A nossa primeira pergunta vem do Victor Cunha, analista *sell side* do Itaú, e ele tem dois

pontos aqui. Eu vou ler para vocês. “Conseguem dar um pouco mais de visibilidade em relação ao aumento do PMSO no trimestre e, principalmente, na linha de materiais e serviços de terceiros?” E o segundo ponto é: “Dada a desalavancagem contratada a partir do ano que vem, qual é a estratégia da Companhia em relação a crescimento? Podemos esperar alocações de capital em transmissão ou geração, ou a Companhia não descarta um aumento de *payout*?”.

SR. LEONARDO DEPINÉ: Ok. Na questão do PMSO, o que a gente observou é principalmente por conta dos novos ativos que entraram em operação nos últimos 12-18 meses. Então lembrando que no ano passado, nessa época, a gente não tinha ainda Santo Agostinho totalmente em operação. Também os ativos que adquirimos da Atlas foram entrando ali no Q2 também do ano passado. E, de lá para cá, Asssuruá e Assú Sol também foram adicionando PMSO à medida que eles foram entrando em operação.

Então foi principalmente por uma variação de escopo. Tirando isso, a variação orgânica foi muito baixa, muito em linha com o esperado e com a variação do período; não teve nenhum destaque de PMSO.

SR. EDUARDO SATTAMINI: E a tendência — né, Depiné? — é que, quando a gente adquire ativos, a gente tem melhorias operacionais a serem feitas, então, acabam demandando aí no primeiro e no segundo ano de operação, investimentos em melhorias operacionais e em eficiência operacional. Isso é o valor agregado quando a gente faz uma aquisição de ativos.

Com relação a alocação de capital, a tendência nossa, com o excesso de oferta de renováveis nesse momento, é não investir em *greenfield* em renováveis, até que a gente tenha uma visibilidade maior.

Em renováveis, eventualmente, a gente poderia fazer investimentos através de M&As contratados, como é o caso das duas usinas que a gente adquiriu da EDP, fazendo o *closing* financeiro nas próximas semanas; e continuar investindo em *greenfield* na parte de transmissão. Temos tido bastante sucesso, crescendo pouco a pouco o nosso portfólio de linhas de transmissão. O Gustavo está encabeçando esse time aí e vai olhar leilões agora no segundo semestre.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, obrigada. Seguindo aqui nas perguntas, nós temos a próxima pergunta, que veio da Maria Carolina Carneiro, analista do Safra, e ela tem dois pontos. O primeiro: “A pressão do *curtailment* continua forte no setor. Isso muda de alguma forma a visão de vocês sobre alocação de recursos nesse segmento e sobre os ativos que hoje vocês têm no portfólio, e se acham que tem como resolver o problema

no curto prazo?". E o segundo ponto: "Vimos que aparentemente venderam alguma energia para vértices mais longos. Como está o mercado e a liquidez?".

SR. EDUARDO SATTAMINI: Guilherme, você quer responder à primeira e eu complemento? E, depois, a segunda, eu acho que o Keller poderia assumir, né?

SR. GUILHERME FERRARI: Sim, sim. Em relação ao *curtailment*, acho que é o que o Sattamini e eu já tínhamos mencionado: acho que o ambiente hoje para novos investimentos certamente não é propício. O *curtailment* realmente está maltratando muito os geradores de renováveis. A gente tem essa proteção de ter um portfólio com as hidros, mas o impacto realmente é significativo com a questão do *curtailment*.

Ações para reduzir, a gente está pensando a todo momento. Acho que o Keller pode explicar um pouco mais a parte regulatória, mas a gente está tentando achar algumas outras soluções para que a gente tenha uma redução ou um menor impacto do *curtailment* nos nossos ativos.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu acho que talvez uma mensagem que pode ficar e é muito importante, a gente já vem dando isso há alguns anos, é a contenção do crescimento da geração distribuída.

A geração distribuída realmente é um grande problema para o setor elétrico. Aí, eu diria que é um problema para o setor elétrico no desenvolvimento da capacidade de geração, na administração da rede de distribuição, no bolso do consumidor, acaba gerando distorções e problemas para todos os agentes. Eu acho que, a não ser aqueles próprios que se beneficiam da geração distribuída, a contenção de geração distribuída é importante.

A gente vem falando isso, a gente vem tentando criar o convencimento… Eu acho que já existe um convencimento no setor, mas é uma questão que precisa ser movimentada dentro do Congresso e precisa ter uma conscientização maior do Legislativo.

Então é uma expectativa, a gente continua batendo na mesma tecla, e isso vai ser muito importante para que a gente possa reduzir o *curtailment* daqui para a frente. Se continuar crescendo GD do jeito que está, o *curtailment* vai acabar com a indústria de geração centralizada no país e criar um nível de complexidade e um custo para a sociedade absurdamente elevado.

Acho que é por aí, né? Tem agora outra parte da pergunta, Depiné?

SRA. ADRIANA WAGNER: O segundo ponto é: "Vimos que vocês aparentemente venderam alguma energia para vértices mais longos. E como está o mercado e a liquidez?".

SR. EDUARDO SATTAMINI: Keller.

SR. MARCOS KELLER: Eu vou responder a essa. Deixa eu só fazer também um comentário na parte anterior, do *curtailment*. Além do que foi dito, há também, do ponto de vista de efeito de portfólio, uma pequena compensação — parcial — dos efeitos dentro do próprio dia entre a geração eólica, a solar e a geração hidrelétrica.

Então aquilo que o Guilherme mostrou nos primeiros slides — de que, olhando o portfólio como um todo, obviamente o impacto do *curtailment* é menor para um agente mais diversificado, tanto do ponto de vista de tecnologia quanto geográfico — é fato.

E, além disso, há também um efeito dentro das horas do dia com preços diferentes, porque há operação entre as diversas fontes que o ONS faz — ele fica trocando entre uma e outra —, então há também essa compensação. É uma outra questão de gestão de portfólio que é considerada por nós.

Em relação à questão das vendas, sim, focamos um pouco mais nos vértices mais longos, que é onde a gente tem um pouco mais de disponibilidade. Os vértices mais curtos, já expliquei na minha fala de que temos pouca energia para vender, então podemos ser um pouco mais criteriosos em preço. O segundo trimestre foi um momento de preço mais baixo, focamos um pouco mais nas pernas mais longas.

Sim, tem liquidez. Claro que não é uma liquidez tão grande quanto a dos vértices mais curtos, mas há liquidez. Principalmente para aqueles agentes como nós, que têm uma mesa de clientes bastante grande e bastante abrangente, tá? Então conseguimos, sim, ter um pouco de vendas nos anos de 2028 e 2029.

SR. EDUARDO SATTAMINI: E, Keller, talvez só para completar com relação à venda, a gente sente um movimento dos consumidores de buscar geradores que tenham um portfólio mais resiliente e que tenham competência e capacidade para entregar. Na hora que o gerador também se frustra da geração, ele acaba tendo problemas para entregar a energia prometida para o seu consumidor.

Então isso também é reflexo, nos vértices mais longos, da busca do consumidor que tem uma preocupação… é um eletrointensivo e tem uma preocupação em garantir

fornecimento futuro de buscar geradores da qualidade da ENGIE e com um portfólio equilibrado.

SR. MARCOS KELLER: Perfeito, Sattamini. Perfeito.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada. Seguindo aqui, vou juntar algumas perguntas que são correlatas, com relação a *payout* e dividendos. A primeira delas é do Felipe, e depois a do Will Ramos, que são investidores pessoa física. "A Empresa poderia viabilizar o aumento do *payout* para o próximo ano ou focará a desalavancagem? Além disso, vocês pretendem mudar a política de de pagamento de proventos?"

SR. EDUARDO SATTAMINI: Depiné, quer pegar essa, representando o financeiro aí?

SR. LEONARDO DEPINÉ: Posso fazer, sim. Desculpa, Adri, quem fez a pergunta?

SRA. ADRIANA WAGNER: O Felipe Favretto e o Will Ramos, que são investidores pessoa física.

SR. LEONARDO DEPINÉ: Felipe e Will, a gente deve, até o final do ano ainda, ter a finalização desse ciclo de renováveis, com Assuruá e Assú Sol. No ano que vem, a gente ainda tem bastante CAPEX nas transmissoras. Então a nossa alavancagem, que hoje está um pouco abaixo de 3x, ela vai superar 3x assim que a gente fechar a compra dos ativos de Jari e Cachoeira e deve continuar subindo um pouco ainda pelo menos no primeiro semestre do ano que vem.

Então, assim, visto tudo que a gente tem hoje, acho que não é prudente aumentar dividendo enquanto eu estou muito próximo do pico da minha alavancagem — acima de 3x — e nesse ambiente também de juros altos pressionando um pouco a nossa alavancagem. Então acho que, para manter essa alavancagem controlada ali entre 3x e 3,5x, o nível de 55% por enquanto parece ser um bom nível.

Era isso, Adri, ou mais alguma pergunta de dividendos?

SRA. ADRIANA WAGNER: Acho que tem mais uma também que a gente já conseguiu endereçar com a sua resposta, Depiné. Obrigada.

Seguindo aqui, a próxima pergunta é do João Pimentel, analista *sell side* do Citi, e ele coloca: "A conclusão do aumento da garantia física de Jirau seria o último marco

pendente para se pensar na transferência desse ativo para a ENGIE Brasil? E, considerando o volume relevante de recursos necessários para a aquisição, como comportar isso dentro de um balanço que ainda parece restritivo?".

SR. GUILHERME FERRARI: Satta, eu começo e depois você finaliza ali. Mas, em relação, obviamente, à questão da cota ampliada, é um fator importante. Como eu mencionei, nos últimos anos Jirau vem também resolvendo algumas questões regulatórias adicionais, questões ambientais e tal. O ativo está cada vez com menos risco. Mas esse fator não é a condição precedente para tal.

Então, tem outros fatores e, quanto a isso, a gente tem que ter um alinhamento com o Grupo. O Grupo vai se posicionar e, assim que ele se posicionar — como eu comentei —, a gente já vai comunicar ao mercado. Mas, a princípio, não é a condição precedente para tal.

SR. EDUARDO SATTAMINI: É, é isso aí. Na verdade, o que a gente vê é Jirau tendo uma evolução no seu desempenho e solucionando os seus problemas ao longo do tempo; e, com isso, a gente ficando cada vez mais próximo, sim, de uma transação.

E a questão de pressionar o balanço, ela realmente é uma preocupação. A gente já está com um balanço mais cheio — eu diria assim —; a gente não está totalmente ocupado, não está *full*, a lotação cheia, mas a gente já está com um balanço já um pouco mais pressionado do que se a gente olhar alguns anos atrás.

Mas existe, obviamente, uma forma de você lidar com isso. Então esse aspecto vai ser levado em consideração, muito provavelmente, pelo Grupo, pelo Comitê de Partes Relacionadas, quando for decisão do Controlador de trazer o ativo para transferência.

Concordo, existe uma possibilidade, e uma possibilidade cada vez maior, de isso acontecer, mas a questão do tratamento do balanço é um dos elementos que vai definir a forma de fazê-lo e o momento, também, de fazê-lo, né?

SRA. ADRIANA WAGNER: Perfeito, obrigada. A próxima pergunta também é do João Pimentel, do Citi. Ele pergunta: "Em relação à TAG, como vocês estão vendo essas discussões em relação ao LRCAP e à questão do *pass-through* do gás?".

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu vou aproveitar que o Gustavo, recém-egresso da TAG, estava tocando esse negócio até pouco tempo — e continua acompanhando também, como nosso representante hoje no *board* da TAG — e tem um pouco mais de cores aí

para dar a vocês sobre isso. Gustavo.

SR. GUSTAVO LABANCA: Obrigado. Obrigado, Satta. Excelente pergunta, João. Assim, esse é um tema que precisaria de mais tempo para a gente conversar, então, quando você estiver com a Adriana e o Depiné, eu posso me juntar e a gente falar um pouco mais detalhado. Mas, em linhas gerais, acho que o adiamento em si do LRCAP é muito ruim para o setor como um todo.

A gente sabe que o ONS está preocupado e com necessidade de atender à ponta, então acho que a gente tem bastantes térmicas que têm contratos vencendo e que precisavam renovar esses contratos e estar disponíveis aí para atender ao setor elétrico quando necessário. Nós estamos falando aqui de térmicas flexíveis.

O adiamento não foi por conta dessa questão do *pass-through*, e não é do transporte, mas ele é um adiamento por conta do Fator A, que — para quem não está acompanhando — é a questão da flexibilidade operacional das térmicas. O ONS hoje precisa de despacho rápido, e ele valorizou isso nas regras do Leilão. Então, a judicialização foi nesse Fator A.

Na questão do *pass-through*, o que eu posso falar é que não vai existir segurança de suprimento se não houver uma integração de todas essas térmicas na malha de transporte. Quando você tem fontes isoladas — terminais de GNL isolados da malha de transporte — "linkadas" direto a uma térmica, você não tem garantia de suprimento, porque você pode ter qualquer indisponibilidade do terminal, seja por motivo climático ou de maré, seja por indisponibilidade do navio, preço mais alto em outros países — e a gente já viu isso —, se o navio não estiver lá, você não tem essa segurança de despacho para o setor elétrico.

Mas eu volto, tá, João? E a gente pode marcar com a Adriana e com o Depiné de a gente conversar um pouco mais sobre esse assunto, porque realmente ele é bem longo. Obrigado.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Gustavo. A próxima pergunta vem do Marcos Andrade, investidor pessoa física. Ele pergunta: "Recentemente ocorreu o Leilão do GSF, no qual eu imaginei que a participação faria bastante sentido para a ENGIE. Poderiam compartilhar os motivos pelos quais optaram por não participar?".

SR. GUILHERME FERRARI: Posso começar. Satta e Keller, sintam-se à vontade depois para complementar; mas, basicamente, realmente analisamos, mas, nas últimas semanas, dias antes do Leilão, várias incertezas começaram a ser afloradas.

Então, teve o questionamento de um dos diretores da Aneel em relação ao WACC, e também algumas questões do próprio Leilão, tinham algumas margens de interpretação que trariam muito risco, principalmente a quem fosse marginal.

Então, assim, tinha elementos que agregavam muito risco ao processo, e eu acho que a nossa decisão foi correta, porque a gente viu que agora, logo depois do Leilão, o TCU está se movimentando e, então, eu acho que, infelizmente, as incertezas pode ser que se materializem. Obviamente, nós não gostaríamos que isso acontecesse, mas a nossa percepção acho que foi bastante correta. Nossa leitura foi bastante correta em não participar, por causa de todas as incertezas que acabaram sendo trazidas alguns dias antes do Leilão.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Guilherme, sem complementação; acho que você cobriu os pontos importantes. A definição, em função do risco regulatório, foi não participar.

SRA. ADRIANA WAGNER: Perfeito, obrigada. A próxima pergunta é do Ricardo Setton, investidor pessoa física. Ele pergunta: qual é a razão de os pagamentos dos dividendos não serem divulgados junto com o anúncio da data com. Eu acho que aqui a gente pode só complementar que a data com é sempre divulgada junto com os avisos aos acionistas — tanto a data com quanto a data ex —, e normalmente a data de pagamento é divulgada posteriormente. Nesse sentido eu acredito que seja esse o direcionamento da pergunta do Ricardo.

SR. LEONARDO DEPINÉ: Isso. Vou responder a essa. Como a gente tem ainda um dividendo já programado para pagar por volta do dia 20 de dezembro, eu não vou lembrar a data agora, então, esse próximo agora do primeiro semestre, deve ficar no Q1 de 2026. A gente preferiu não colocar data mais porque está muito longe e a gente vai aguardar chegar um pouco mais perto para fazer essa programação mais precisa de qual é a melhor data, se é em fevereiro, se é em março…

Então, tem muito fluxo ali na frente — tem JCP, tem outros fluxos possíveis de serem pagos ali no Q1. Então a gente encaixa melhor isso quando chegar mais perto. É basicamente por isso.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada. A nossa última pergunta vem do Renan, investidor do Clube de Investimentos Infinity, e ele pergunta se cogitam vender o restante da participação da TAG para fazer frente aos investimentos programados e/ou desalavancar o balanço.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, eu posso responder a essa. É uma possibilidade, não é uma vontade no momento. Isso vai ser feito dentro do contexto da gestão da estrutura de capital da Companhia.

Por enquanto, a gente participa com o Grupo, com 50% do capital da TAG. Permanece um entendimento de que a gente deve ter uma participação de co-controle com o CDPQ lá e não existe nenhum plano de fazê-lo no curto prazo. Mas é uma possibilidade de aproveitamento e rotação de ativos, sim.

SRA. ADRIANA WAGNER: Perfeito, obrigada. Nós encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas, e eu gostaria de passar a palavra ao Sattamini para as considerações finais.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu queria agradecer a todos a presença aqui nessa nova configuração. Acho que cria um dinamismo também e acesso dos investidores aos demais executivos do Grupo, né?

A gente está inaugurando uma nova fase, uma nova estrutura, e a gente quer dar mais transparência às nossas operações e buscar, obviamente, uma competitividade e uma eficiência operacional cada vez maior com essa estrutura. A gente sabe que os mercados são difíceis, cada vez mais competitivos, e nós temos que liderar essa competição.

Então esse é o propósito nosso de estar aqui. Gerar transparência e informação para os nossos investidores.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada pela participação na videoconferência da ENGIE Brasil Energia, todos os Diretores e todo o pessoal que participou aqui hoje. Tenham todos uma boa tarde.