ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO SEGUNDO TRIMESTRE DO ANO DE 2023
9 DE AGOSTO DE 2023 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do segundo trimestre de 2023 da ENGIE Brasil Energia. Eu 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 fatores de destaque 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 2023, estão conosco hoje Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores da Companhia.

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

SR. EDUARDO TAKAMORI: Bom dia. Conseguem me escutar? Perfeito. Bom dia a todos. Primeiramente, obrigado pela presença de todos. Eu estou muito feliz de estar aqui com vocês hoje. Vai ser a primeira vez que eu vou falar como CFO aqui da ENGIE Brasil Energia, sucedendo o Marcelo Malta, que nos acompanhou até o trimestre passado. Indo direto para esse slide de destaques, eu acho que, primeiro, vale uma nota de que esse trimestre foi muito animado aqui na ENGIE Brasil Energia. A gente teve diversos eventos relevantes, muitos deles não caixa. Destacando aqui o Ebitda, vale notar que a gente teve um Ebitda ajustado de R$ 1,8 bi, comparado com R$ 1,9 bi no segundo trimestre do ano passado, o que representa uma queda de 5,2%. Mas já vale um primeiro *disclaimer* aqui, de que vale notar que esse Ebitda ajustado do tratamento contábil do ativo de transmissão aumentou mais de 10%, aumentou 10,9%, como nós vamos ver lá nos slides finais, da parte financeira e, quando a gente pega a base semestral, os seis meses de 2022 contra os seis meses de 2023, a gente percebe esse aumento de 2,3% no Ebitda entre períodos.

Quanto aos principais *drivers*, eu já tinha antecipado aqui que muitos deles foram de efeito não caixa, e os três principais *drivers* desse trimestre são não caixa. O primeiro deles, R$ 239 milhões de efeito positivo, foi a título de reconhecimento de valor justo da usina de Estreito. Esse foi um processo iniciado já há algum tempo pela Engie, mas que teve uma movimentação no segundo trimestre, que entregou esse reconhecimento. Em resumo, a concessão de Estreito vai ser estendida em dois anos e quatro meses, mais ou menos, com o reconhecimento do excludente de responsabilidade que gerou o atraso no período de construção da usina.

Quanto aos efeitos negativos, a gente teve, em resumo, um efeito importante do IPCA desse segundo trimestre comparado com o IPCA do mesmo período do ano passado, e isso naturalmente faz com que você tenha uma remuneração menor tanto do ativo financeiro das usinas de geração de Jaguara e Miranda — que a parte regulada dela é marcada em IFRS, no ativo financeiro — e também uma remuneração menor de ativos de contrato, que são os ativos de transmissão.

E, naturalmente, além disso, a gente teve uma revisão tarifária periódica dos ativos de transmissão que impactou negativamente em R$ 64 milhões, também não caixa. A revisão se deu agora na virada do semestre, mas também, por questão contábil, a gente tem que fazer esse reconhecimento dos valores futuros.

A parte boa é que, quando a gente vê o lucro líquido ajustado entre trimestres, tivemos um aumento muito expressivo — isso é, no slide, do lado direito — muito expressivo, de R$ 514 milhões para R$ 806 milhões, um aumento de 57%, aproximadamente, basicamente pelo mesmo efeito, que é o IPCA. O IPCA, também tem benefício quando o IPCA cai. Nós temos um custo financeiro muito inferior também. A gente vai explorar isso mais para a frente, mas é um resultado financeiro líquido muito positivo para a

Engie, com uma redução do custo financeiro entre os trimestres de comparação. Quando a gente compara semestre contra semestre, tivemos um aumento do lucro líquido ajustado de R$ 1,15 bi para R$ 1,69 bi, um aumento muito expressivo, batendo quase 50% também.

Vou passar a palavra para o Rafael, para dar continuidade nos nossos destaques. Rafael, bom dia.

SR. RAFAEL BÓSIO: Bom dia e obrigado, Takamori. Bom dia a todos, e obrigado pela audiência e pelo interesse na ENGIE Brasil Energia.

Aqui no slide 6, continuamos com os destaques não operacionais. Como o Takamori falou, foi um trimestre bastante especial, com vários eventos importantes. Acho que vou iniciar aqui pelo sucesso que tivemos no leilão de transmissão da ANEEL que foi realizado em 30 de junho, onde nós fizemos o lance vitorioso do Lote 5. É um projeto, então, que já estamos desenvolvendo e já estamos implantando. É um projeto que irá contar com cerca de 1 mil km de linha de transmissão, cruzando os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, de maneira a ajudar a escoar a energia gerada no Nordeste até o centro de carga no Sudeste. Mais à frente, a gente tem um novo slide sobre o projeto e entra um pouco mais no detalhe.

O segundo item, que foi na verdade um marco e é resultado de um trabalho de longo prazo, foi a conclusão do processo de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul. Quem acompanha a Empresa há mais tempo vai lembrar: nós mudamos a nossa estratégia, o Grupo definiu a saída de geração a carvão lá em 2015, e finalizamos esse processo agora com a saída, com a venda desse ativo, em 31 de maio, então, nos habilitando a tornar a ENGIE Brasil Energia a maior empresa de geração 100% renovável do país, com cerca de 8.200 MW de capacidade instalada.

O terceiro evento, acredito que o Takamori já cobriu muito bem. É a questão do reconhecimento dos valores referentes ao direito de extensão de concessão de Estreito. Lembrando que, como o Takamori afirmou, isso foi algo que a gente já havia comunicado ao mercado em Fato Relevante divulgado em janeiro desse ano e que estamos agora contabilizando os efeitos nas nossas demonstrações.

O quarto item desse slide tem relação, naturalmente, com a venda do ativo da Usina Termelétrica Pampa Sul. Portanto, nós aprovamos no Conselho de Administração, as novas metas para a nossa jornada do clima, que entra em uma nova fase. Entre essas metas, nós temos a meta de reduzir em 30% a intensidade de emissões até 2025 e em 56% até 2030, em relação ao que tínhamos de intensidade em 2021; a continuidade da ampliação em energia renovável, que estamos fazendo, com a implantação de novos

projetos; ter 100% dos nossos ativos com planos de adaptação climática. Estamos cientes também, e é algo que vale mencionar, que, com a venda do Pampa Sul, o nosso maior desafio passa a ser a redução da intensidade de emissões no escopo 3, ou seja, aqueles vindos de terceira parte. Por isso, nós temos uma meta, que é engajar 100% dos principais fornecedores da Companhia a definirem metas alinhadas à ciência, (SBTi) até 2030. Então isso é um novo avanço: a gente entra numa nova fase da nossa jornada do clima.

Próximo slide, por favor, Ivani. Isso. No slide 7, nós destacamos a assinatura do contrato para a modernização das unidades geradoras da usina hidrelétrica de Jaguara, um contrato num valor de entorno de R$ 515 milhões. Só para lembrar, Jaguara, assim como Miranda… foram dois ativos que foram adquiridos pela Engie em 2017, e a usina Jaguara, ela iniciou sua operação em 1971; então, há mais de 50 anos. Chegou o momento de fazer uma modernização, e nós estamos buscando com isso ampliar a vida útil, a confiabilidade da usina e também a sua disponibilidade. Esse é um projeto que vai levar alguns anos, com expectativa de encerramento em 2028.

Outro destaque do trimestre foi a elevação dos nossos *ratings* pela Fitch Ratings, passando de BB para BB+, isso em decorrência da elevação também do *rating* soberano. Então agora nós continuamos com nosso *rating* um degrau acima do *rating* soberano e estamos a um degrau do grau de investimento. Ou seja, se o *rating* soberano sofrer um novo *uplift*, a gente naturalmente vai ter a oportunidade de ter um *rating* de grau de investimento aqui na ENGIE Brasil Energia, voltar a ter um *rating* de grau de investimento aqui na ENGIE Brasil Energia.

E, finalizando, o nosso conselho aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 767 milhões, o que representa um *payout* de 55%, as ações ficando ex-dividendos agora em 22 de agosto. Aqui, é importante ressaltar que esse *payout*, ele respeita a nossa política de dividendos, é o piso, e isso é uma decorrência do planejamento de caixa da Companhia, da gestão da Companhia, que permite continuar a busca de novas oportunidades, procurar capturar novas oportunidades de curto prazo que estão surgindo, além de fazer frente ao nosso plano de investimentos, como a gente vai ver na sequência — eu vou apresentar o nosso plano de expansão —, e também aos demais compromissos que temos acordados.

Podemos seguir. Ivani, por favor. Indicadores ESG, que trimestralmente nós atualizamos. Muitos deles, naturalmente já refletindo a nossa estratégia de saída de geração a carvão, se compararmos principalmente com o ano de 2021. Então, como os senhores podem observar aqui, tanto intensidade como emissões totais e captação de água tiveram uma queda significativa, muito em decorrência da alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e, agora, também da venda de Pampa Sul. É algo que também se reflete no percentual de mulheres na força de trabalho, uma vez que há uma concentração maior

de homens nos nossos ativos.

Próximo slide, por favor. Vamos entrar agora na seção de Comercialização de Energia. Creio que aqui a gente está mostrando bons resultados no trimestre. Se vocês analisarem o gráfico do lado esquerdo, que é na verdade um resumo do nosso balanço de energia, vão constatar que nós continuamos com um alto índice de contratação no curto e médio prazo e continuamos a reduzir a descontratação para os anos mais à frente. Nós vendemos, em média, em torno de 64 MWm de 2023 a 2028, e a notícia boa é que o preço médio líquido de venda continua em patamares elevados. Isso é natural. Nós temos, como eu disse, um nível alto de contratação — cerca de um terço da nossa contratação no mercado regulado, com contratos indexados de longo prazo —, o que nos garantem essa estabilidade na receita, estabilidade na geração de resultado e uma consistência também. Então isso é uma segurança que a Empresa acaba oferecendo ao ter essa estratégia de venda gradual da energia e venda antecipada da energia, para que não seja pega de surpresa em momentos, como o que a gente está experimentando agora, de um nível mais baixo do preço seja por uma boa hidrologia, seja por um excesso de oferta; qualquer que seja o motivo, a gente acaba ficando protegido.

Próximo slide, por favor. Ainda em estratégia de comercialização, outra boa notícia são os resultados que a gente tem colhido na captura da migração daqueles consumidores que estão saindo do Ambiente de Contratação Regulada para o Mercado Livre. O nosso número de consumidores livres aumentou 23% em relação ao segundo trimestre de 2022, o número de unidades consumidoras aumentou 16% e a gente tem mantido o nosso *market share* em torno de 9%. Então a gente está indo mais para o varejo, onde a gente identifica um retorno mais competitivo, podendo ainda oferecer produtos renováveis para os nossos clientes com um custo mais baixo do que ele acaba encontrando na sua distribuidora.

Próximo slide e próxima seção, Ivani, por favor. Agora fazendo uma atualização dos projetos que estão em implantação. Nós estamos com diversas frentes de trabalho, o que comprova a nossa capacidade de entrega. Somente em geração, estamos com três projetos que vão adicionar mais de 2 GW de capacidade instalada nos próximos anos.

O primeiro deles, que está entrando em operação agora em 2023 é o Conjunto Eólico Santo Agostinho. Santo Agostinho já está com 73% do avanço físico das obras e, apesar de termos enfrentado um desafio, alguns incidentes… dois incidentes, na verdade, com pás de aerogeradores, um no dia 4 de julho e outro agora na última sexta-feira, as avaliações que foram feitas e o resultado das investigações, até o momento, nos dão conforto para manter a previsão de operação comercial integral até o final desse ano, então tudo continua conforme o cronograma físico-financeiro. Ao final do segundo trimestre, tínhamos 21 aerogeradores em operação comercial e em testes, e agora, até ontem, nós adicionamos mais 6 aerogeradores. O comissionamento continua.

Próximo slide, por favor. Agora vamos para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Esse é um dos maiores projetos eólicos do Grupo Engie no mundo em implantação. É um projeto bastante grande, de 846 MW de capacidade instalada, que vai demandar em torno de R$ 6 bilhões em investimentos. Nós iniciamos a implantação em Serra do Assuruá agora em 2023, com estimativa de início da operação gradual — tem um *ramp-up* — para o segundo semestre do ano que vem, que vai garantir o direito ao desconto da tarifa de transmissão durante toda a sua autorização de operação, o que vai ser um diferencial competitivo no futuro. Esse produto, ou seja, a energia desse parque, ela vai ser bastante competitiva e vai ser direcionada… está sendo já direcionada ao Ambiente de Contratação Livre, como pode ser verificado na análise do nosso balanço de energia, como eu falei lá atrás. A gente continua vendendo aos poucos energia para 25, 26 e 27, e muito dessa energia sai do nosso portfólio, mas também sai do aumento de recursos próprios. As obras já estão em andamento, e vamos continuar avançando.

Próximo slide, por favor. Agora a gente vai para o último projeto de geração em implantação. Desta vez, um projeto de energia solar: o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Assim como Assuruá vai direcionar, já está direcionando a energia para o Mercado Livre. No segundo trimestre de 2023, nós obtivemos as licenças de instalação, assinamos os contratos dos módulos, inversores, *trackers*, o que acabou nos permitindo iniciar as obras agora no terceiro trimestre de 2023 lá no estado do Rio Grande do Norte, onde nós já temos outros dois projetos de geração solar, que são Floresta e Assú V. Serão cerca de 750 MW de capacidade instalada e mais de 230 MW de capacidade comercial, com capex de cerca de R$ 3,3 bilhões.

Próximo slide, por favor. Agora, saindo um pouco de geração. Saindo de geração e entrando nos projetos em implantação no segmento de transmissão. O primeiro deles, que é Gavião Real, foi um projeto que nós adquirimos no ano passado e prevê a implantação… a ampliação, na verdade, da Subestação Itacaiúnas, que faz parte de Novo Estado, um dos nossos outros dois sistemas de transmissão que já temos em operação. Ele irá demandar R$ 81 milhões, devendo entrar em operação no início do próximo ano, com uma antecipação bastante significativa em relação ao prazo-limite da ANEEL.

E agora, um novo slide, o slide 17, se não me engano. É um novo slide do projeto de transmissão Asa Branca. Estamos agora nominando o Lote 5 do leilão agora de 30 de junho e Asa Branca Transmissora de Energia. Esse será o nosso quarto ativo no segmento de transmissão. Ele irá se beneficiar de sinergias geradas por outro projeto que está em implantação na mesma região; ou seja, poderemos acelerar e conseguir uma antecipação da operação comercial, e uma operação comercial antecipada de forma gradual, assim como tivemos em Novo Estado e em Gralha Azul, por meio de aproveitamento de toda a expertise que foi desenvolvida tanto por fornecedores, negociação fundiária,

licenciamento ambiental e qualificação de mão de obra na região. Inclusive, já assinamos os primeiros contratos e já estamos iniciando a implantação agora nesse terceiro trimestre de 2023. É um projeto que vai demandar cerca de R$ 2,7 bilhões de capex.

No próximo slide, slide 18, temos o já tradicional slide da Usina Hidrelétrica Jirau, onde o nosso controlador, a Engie Brasil Participações, possui 40%. Jirau alcançou um fator de disponibilidade de 100% no segundo trimestre, o que comprova o excelente desempenho do ativo. Como já é do conhecimento do mercado, estamos aguardando a sinalização do controlador para o início do processo de transferência da sua participação nesse ativo, que vai contar com a análise de um comitê independente de transações com partes relacionadas que será liderado pelos minoritários. Até o momento, não temos nenhuma novidade quanto ao início do processo de transferência, mas mantemos o interesse no ativo.

O último slide agora é o último slide dessa seção de expansão, onde nós apresentamos o potencial que temos ainda de crescimento, com um *pipeline* ainda vigoroso de projetos em estágio mais avançado de implantação: quase 1,8 GW de projetos eólicos e fotovoltaicos a serem implantados quando encontrarmos as melhores condições tanto comerciais como de alavancagem e, portanto, estamos preparados para continuar a crescer.

Bom, encerro a minha fala nesse momento, volto com vocês no Q&A, e passo a palavra para Eduardo Takamori apresentar o nosso desempenho financeiro no segundo tri.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado, Rafael. Ótimo *review* dos projetos, do que a gente tem pela frente. Tem bastante coisa pela frente. Eu gostaria de ressaltar nesse slide algumas métricas de performance muito importantes da ENGIE Brasil Energia.

A primeira delas, na parte central do slide, é que a gente manteve um retorno sobre o capital investido superior a 20%, bastante em linha com os anos de 21 e 22, o que é uma marca muito boa. Além disso, a gente já alcançou um retorno sobre o *equity*, que é o gráfico da esquerda, de 35%, que também é excepcional e é, inclusive, superior aos anos anteriores. Essa criação de valor para o acionista, ela é fruto de uma gestão naturalmente muito eficiente. Ela é estratégica, ela é antecipativa; tanto que a gente conseguiu antecipar a contratação do nosso portfólio de forma significativa, já antecipando um movimento de queda de preços. E, além disso, a gente teve ao longo desses últimos anos uma diversificação de portfólio, também fruto dessa decisão estratégica, que permite que a gente tenha uma receita e um Ebitda também diversificados e muito sólidos.

No lado direito desse gráfico, vocês podem ter alguns números, mas o que eu queria destacar aqui é que a gente investiu mais de R$ 25 bi nesses últimos sete anos, no período

de 16 a 22, tanto buscando diversificação do portfólio — tanto que a gente entrou em gás e transmissão de energia nesse período — quanto em crescimento de energias renováveis, também nos indicadores que vocês conseguem observar no slide.

Na parte de baixo, notem que o efeito dessa decisão estratégica executada ao longo dos últimos anos permitiu que a gente saísse de um portfólio basicamente de geração em 2016 e, agora, já tivesse no dia de hoje um portfólio 80% representado por geração, sendo que parte desse Ebitda, ele é regulado e tem contratos de longuíssimo prazo, então ele já te dá bastante previsibilidade de fluxos. Além disso, a gente tem 12% da TAG, de transporte de gás, e 9% dos ativos já operacionais de transmissão.

Naturalmente, esses números devem flutuar ao redor desses indicadores ao longo dos próximos anos. Temos a entrada de diversos projetos renováveis também nos próximos anos. Temos também a entrada de um empreendimento importante de transmissão dentro de alguns anos. Então é fruto de uma estratégia muito planejada, pensada para garantir esses indicadores fantásticos de retorno sobre *equity* e capital investido.

No próximo slide, a gente tem a evolução da receita operacional líquida. E daí, partindo dos extremos, a gente saiu de uma ROL de cerca de R$ 3 bilhões no segundo trimestre de 2022 para uma ROL de R$ 2,6 bi neste último trimestre; isso é uma variação de 12,9%. Desses R$ 400 milhões de variação, a gente tem quatro elementos relevantes aqui. Começando pelos R$ 57 milhões de redução, isso é basicamente em relação a preço e volume de vendas. Isso é *top line*, né? Receita operacional líquida. Então, a gente teve uma redução de cerca de 4% no volume de vendas nesse trimestre, fato naturalmente impactado pela saída dos contratos regulados de Pampa mas também com uma redução da energia fornecida para consumidores livres. Esse efeito foi parcialmente mitigado pelo aumento do preço médio de venda, que, mesmo nessa conjuntura desafiadora de preços baixos, nós tivemos um aumento do preço médio em 1,5%. Isso mitiga em parte a questão da redução do volume contratado.

No segundo elemento de destaque, de -R$ 60 milhões, isso é um efeito não caixa, basicamente da redução da remuneração dos ativos de concessão de Jaguara e Miranda. Isso aqui é especificamente geração: a marcação dos ativos de geração Jaguara e Miranda, que tem um tratamento contábil diferenciado.

O terceiro elemento é uma redução na receita de operação de *trading*. Isso porque ela é de -R$ 57 milhões, mas não é que o *trading* deu prejuízo; é porque a gente reduziu o volume de vendas de R$ 160 milhões para R$ 100 milhões entre os trimestres de comparação.

E o último, de -R$ 214 milhões, também é um efeito não caixa, que é basicamente…

tanto que a gente já falou no começo: é a redução da remuneração do ativo de transmissão, Gralha Azul e Novo Estado, pela redução do IPCA, como a gente já tinha comentado anteriormente. Isso representa R$ 154 milhões desses R$ 214 milhões. A gente ainda teve também uma queda da receita de construção de quase R$ 70 milhões, porque, como a gente cessa a construção, a gente deixa de auferir uma receita de construção também que estava contribuindo para o Ebitda ao longo dos últimos anos, mas vale notar que a RAP recebida finalmente é uma RAP muito próxima da integral — mais de 99% da RAP total dos ativos de transmissão. Então os ativos estão totalmente comissionados e liberados para operação comercial.

No próximo slide… Obrigado. A gente, antes de falar do Ebitda, do *bridge* do Ebitda, vale falar um pouco de resultado da TAG. A TAG, ela parte de uma receita operacional líquida para o trimestre de R$ 2,3 bi. Teve diversas evoluções; teve um ganho de eficiência com o ingresso da Esom também, na parte de substituição do prestador de serviços de O&M; uma série de eventos também internos, mas que culminaram com um lucro líquido de R$ 640 milhões da TAG nesse segundo trimestre. Como nós temos uma participação de aproximadamente um terço da TAG — de participação acionária —, desses R$ 640 milhões, R$ 208 milhões contribuem no Ebitda da Companhia por equivalência patrimonial.

E acho que a gente já pode ir para o slide seguinte, Ivani, que mostra… Este, sim, é um slide mais desafiador, porque tem muitos elementos para conversarmos. Ele mostra a evolução do Ebitda entre trimestres e, aí, eu começaria pelos extremos.

Se a gente faz o Ebitda ajustado do segundo trimestre de 2022 versus o segundo trimestre de 2023, você tem o que mencionamos no começo: -5,2% de variação — cai de R$ 1,9 bilhão para R$ 1,8 bi. Mas, quando a gente faz os ajustes de marcação dos ativos de transmissão, Novo Estado e Gralha Azul, que são não caixa, você vai para as barras mais centrais, saindo de R$ 1,72 bi para R$ 1,91 bi — de R$ 1,7 bi para R$ 1,9 bi. Ou seja, se a gente tira esses efeitos, a gente tem um aumento de Ebitda de mais de 10%, de 10,9%.

E o que justifica esse aumento tão expressivo? Esse é um aumento de praticamente R$ 200 milhões de Ebitda. Praticamente a totalidade dessa variação, ela é justificada pela primeira barra, de R$ 239 milhões, que é o reconhecimento da extensão da concessão de Estreito. Dentre as barras sequentes, R$ 83 milhões de compra de energia, -R$ 57 milhões de preço e volume de vendas e -R$ 63 milhões da CCEE, é um conjunto que a gente pode entender que são efeitos comerciais do segmento de geração. Ou seja, eu tenho menos compras, o que é bom; eu tenho menos vendas, o que é ruim; e tenho menos resultado na CCEE, provocado por menor geração hidro e parcialmente mitigado por exportação do primeiro semestre, do primeiro e segundo trimestres. Então esse pacote praticamente devolve esses R$ 39 milhões… Os R$ 239 milhões mais esses três efeitos, eles basicamente jogam para os R$ 200 milhões de variação.

No meio deles, tem um bloco de -R$60 milhões, que é remuneração dos ativos financeiros de Jaguara e Miranda, ativos de geração. Já falamos que é em função da redução do IPCA, que reduz a remuneração desses ativos e que é um efeito não caixa. Tem uma barra de R$ 71 milhões que é um compêndio de diversas rubricas diferentes, desde um reconhecimento de uma evolução desfavorável de uma autuação do Fisco, que acaba culminando com o pagamento de ICMS sobre carvão que a gente adquiriu lá em Pampa Sul desde o início da operação comercial. Isso justifica mais da metade dessa rubrica de R$ 71 milhões, é -R$ 36 milhões. Com a saída de Pampa Sul de nosso portfólio, naturalmente isso cessa. É um evento que não tem recorrência aqui, no caso.

Outra rubrica importante disso aqui é o pagamento de encargo de conexão com o início de operação de Santo Agostinho, que é um crescimento orgânico, então é natural. E tem também uma variação importante de pessoal que devem ter percebido pelo nosso *release*. E aqui vale notar que não é um trimestre típico; porque, é um trimestre onde você faz reversão de bônus, provisão de bônus, PLR, teve variação da saída de Pampa, tem o ganho de escala da empresa em preparação… o aumento de *headcount* para nos prepararmos para leilões de transmissão, por exemplo. Naturalmente, esse aumento de *headcount* é que permitiu sermos bem-sucedidos no último leilão de transmissão. Então talvez não seja o trimestre mais fácil de justificar. Não dá para saber se é replicável isso para os trimestres seguintes, ou que é um novo normal, mas, de qualquer maneira, a soma de todos esses elementos resulta numa variação de R$ 71 milhões.

E há outros dois, que dão certo alívio e que neutralizam os efeitos dessas rubricas anteriores, é uma variação positiva de R$ 68 milhões da transmissão. Isso, sim, é uma variação direta de aumento da RAP com relação ao ano passado — lembrando que todos os ativos agora estão operacionais já, tirando Asa Branca, que está começando agora. Para ser mais preciso: Novo Estado e Gralha Azul estão totalmente operacionais; tem um pequeno lote de Gavião Real que está sendo finalizado em breve; e o lote Asa Branca, ainda no seu início.

E tivemos a contribuição também… a variação da contribuição de TAG. No ano passado, ela teve uma contribuição um pouco menor no segundo trimestre. Agora, fazendo um aumento de R$ 48 milhões de variação aqui.

Acho que gostaria apenas de destacar aqui, na última barra, do Ebitda não ajustado para o Ebitda, que é uma reversão de *impairment* tanto do resultado da alienação de Pampa quanto o *impairment* adicional de Paracatu, porque a gente teve um evento climático lá que teve um certo dano em alguns painéis, e a gente já considera aqui como não recorrente, mas que justifica esses -R$ 88 milhões.

Se a gente puder passar para o próximo slide, Ivani. Quanto ao lucro líquido, partindo

das barras centrais, a gente sai de R$ 514 milhões para R$ 806 milhões, como a gente já mencionou no destaque. É um aumento muito expressivo de quase 57% de lucro líquido.

O principal deles, a barra de R$ 489 milhões, o contribuidor aqui foi a redução de despesa financeira — dívida mesmo. Cerca de R$ 200 milhões foi por variação monetária de inflação e R$ 157 milhões de juros e outros elementos.

O que justifica a parcela adicional é uma variação positiva também das concessões a pagar. A gente sofreu ano passado um IPCA mais alto, e essa rubrica de concessões a pagar aumentou de forma mais significativa, e agora a gente tem um efeito positivo aqui de alívio, porque agora a gente tem um valor com a marcação dessas concessões a pagar que foi reajustado de maneira mais leve pelo IPCA também, em função de sua desaceleração. E a gente teve também um efeito terciário aqui de uma menor receita financeira basicamente provocada por uma menor posição de caixa no período.

Evolução pouco material de depreciação e amortização, que é a barra que contribuiu R$ 28 milhões para o lucro líquido. A gente faz a transferência do Ebitda ajustado, que reduziu cerca de R$ 100 milhões aqui.

E, naturalmente, como você tem uma base tributável superior, a gente paga também mais Imposto de Renda e Contribuição Social, o que gera esse aumento de custos de pagamento de impostos aqui, gerando esse lucro líquido muito expressivo, muito robusto, de R$ 806 milhões para o segundo trimestre.

No próximo slide, por favor, a gente fala de endividamento. Aqui, vale notar que a gente fechou o segundo trimestre com uma dívida total muito próxima de R$ 19 bi. Se a gente considera esses quase R$ 5 bi de caixa e de depósitos vinculados, que são as barras intermediárias, isso gera uma dívida líquida no segundo tri de praticamente R$ 13,9 bilhões, e isso resulta na linha verde-clara… verde ali, que é uma alavancagem bastante confortável de 2x a dívida líquida/Ebitda.

Mas notem: é uma posição de caixa muito expressiva. A gente tem compromisso também de distribuição dos dividendos — que ainda não tem data, mas a gente deve comunicar em breve. É um compromisso nosso assumido no ano passado já e que a gente vai realizar, naturalmente. Mas a gente sabe que esse nível de alavancagem também é temporário. A gente está em um nível muito confortável que nos permitiu tomar uma série de decisões de investimento, que a gente vai apresentar daqui a pouco, mas que gera naturalmente uma trajetória crescente de alavancagem, o que é esperado e que vai na linha de uma estrutura ótima de capital da Empresa e valorização do *equity*. Acho que, para esse slide, a principal informação é essa.

Aqui, no perfil e composição da dívida, vale lembrar que o nosso *rating* é AAA. Tem uma geração de caixa muito forte. O custo de dívida é competitivo: se vocês observarem no canto direito inferior, o nosso custo nominal está em 9,1% ao ano. Isso é equivalente a praticamente IPCA + 6% — abaixo disso, na verdade —, então é muito eficiente, e isso permite ter uma criação de valor para o acionista. Uma parte muito importante da composição do endividamento é IPCA, tanto em função de debêntures quanto a tomar as dívidas de bancos de desenvolvimento. O perfil de vencimento da dívida também é muito confortável, compatível com o nosso desembolso, com a nossa geração de caixa. O prazo médio de dívida é bastante elevado também, 7 anos, e naturalmente vamos…

Acho que vale a pena passar para o próximo slide, para comentar um pouco os desafios dos próximos anos. Nesse slide do plano de investimentos, a gente nota que, além do esforço já realizado para trás, de R$ 25 bi, nós temos esforços importantes nestes anos de 2023, 2024 e 2025 já comprometidos. Se somarmos as três barras, isso totaliza R$ 14 bilhões, fortemente concentrados no ano que vem, e isso justifica, em parte, por que nós estamos fazendo um pagamento de 55% dos dividendos ajustados do primeiro semestre. Aqui, vale destacar que, desses R$ 3,8 bi de 2023, a gente já fez uma parte significativa desse investimento, mas ainda no segundo semestre, ele ainda vai ser dominado por Santo Agostinho, que está em fase final de construção, e ele já requer também investimentos tanto para Assú Sol quanto para Assuruá.

Em 2024, Assuruá continua avançando, tem uma previsão de estar muito próximo da conclusão de Assú Sol, e a gente começa Asa Branca — são investimentos importantes já em Asa Branca, nosso projeto de transmissão. E 2025, ele fecha Assuruá e vai estar em carga total Asa Branca — vai estar no auge da sua construção entre 2024 e 2025.

Isso faz com que, no slide seguinte, a gente materialize isso tudo na decisão da Companhia de… é uma decisão estratégica distribuir 55% dos dividendos intercalares referentes ao primeiro semestre de 2023. Isso aí, como o Rafael já comentou no começo, é uma decisão estratégica. Ela é até um pouco conservadora nesse momento mas, além de todos os compromissos de capex, de desembolso que a gente tem daqui para a frente — isso pode chegar a ultrapassar R$ 500 milhões por mês no ano que vem, então a gente tem que ser diligente e tem que estar muito atenta para isso —, a gente tem também, como o Rafael também já mencionou *en passant*… que a gente quer manter um balanço robusto neste segundo semestre, para aproveitar oportunidade de curto prazo. Naturalmente, tem operações, tem coisas acontecendo, e a gente está observando atentamente aqui e, se nada der certo, a gente vai, naturalmente, rever, sempre buscando maximizar o retorno para o acionista. A gente pode rever e fazer distribuição complementar, mas o que a gente pode afirmar hoje é que a gente sempre busca maximizar o retorno para o acionista no longo prazo. E, naturalmente, esse momento de mercado é desafiador, mas isso também gera oportunidade. Então a gente tomou a decisão de não ficar engessada nesse momento e tomou essa decisão de distribuir 55% de dividendos.

Rafael, devolvo a palavra para você?

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

A nossa primeira pergunta vem do Eduardo Bomfiglio, nosso investidor, e ele pergunta qual será a abordagem da Companhia nos próximos leilões de transmissão.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Posso puxar, Rafa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Fica à vontade, Takamori.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Vocês viram que a gente já tem uma série de compromissos financeiros já comprometidos nos próximos anos, R$ 14 bi, e isso tende a aumentar um pouco mais, com investimentos internos e tudo, e, naturalmente, isso não vai impedir a gente de participar dos próximos leilões de transmissão. O próximo leilão é um leilão muito específico, com uma série de inter-relações entre lotes, e o leilão foi desmembrado, e talvez a gente tenha menos apetite do que no leilão seguinte. Mas, assim, a gente vai continuar observando. A gente tem um time supercapacitado. Naturalmente, a nossa prioridade agora é garantir todas as premissas que… todas as considerações que a gente fez para o leilão de transmissão de que a gente saiu vencedor — a gente quer materializar e começar com o pé direito Asa Branca. Talvez a gente tenha um pouco menos de apetite para o próximo leilão, mas a gente vai continuar olhando com muita atenção, sim. Faz todo sentido continuar investindo no segmento de transmissão, tanto para conseguir melhorar o escoamento de energia renovável do Nordeste para o centro de carga quanto para diversificar o nosso portfólio. Então faz todo sentido na estratégia da ENGIE Brasil Energia.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Takamori. As nossas próximas duas perguntas vêm do Guilherme Lima, que é analista *sell side* do Santander. Eu vou fazer a primeira, e depois eu retorno com a segunda. "Poderiam comentar as perspectivas de distribuição de dividendos com o ciclo de capex que a Empresa tem para fazer e o potencial crescimento? Podemos esperar 100% de *payout* em 2023 ou 2024 ainda?"

SR. RAFAEL BÓSIO: Olha, Taka, acho que você já comentou sobre isso, mas se quiser reforçar…

SR. EDUARDO TAKAMORI: Eu acho, assim, que, naturalmente, gerar expectativa é muito

prematuro, mas a gente tem o objetivo sempre de maximizar a distribuição de dividendos. Nesse momento, a gente tomou uma decisão conservadora, mas vocês observaram que a gente tem uma posição de alavancagem bastante confortável, e a gente vai utilizar a alavancagem para não prejudicar a execução de dividendo. Então, na medida do possível, a gente vai maximizar a distribuição de dividendos, sim. Acho que, por uma questão conjuntural, é imaturo dizer quanto tempo vai durar, mas a gente está acompanhando isso muito de perto. A gente vai usar diferentes instrumentos para alavancagem ao longo do próximo ano. A gente está avaliando várias opções. O mercado melhorou bastante nesses últimos meses, o que vai dar flexibilidade para a gente tomar decisões boas e, no final das contas, sempre buscando otimizar a performance da ação e do retorno para o acionista.

SR. RAFAEL BÓSIO: Takamori, se eu puder complementar, também chama atenção algo que você já comentou, que é a questão de deixar uma flexibilidade na nossa estrutura de capital. Já há um bom tempo, a gente tem comentado no mercado que se esperava que oportunidades iriam surgir com um excesso de oferta, excesso de projetos. Alguns projetos podem estar vindo a mercado no mercado secundário, empreendedores precisando realizar, fazer a saída dos seus ativos, dos seus investimentos. Isso pode apresentar… como a gente falou, poderia apresentar oportunidades, e é algo que está ocorrendo. A gente não tem nada firmado no momento, mas a gente não quer perder a flexibilidade de caso surja um bom projeto para continuar o crescimento do nosso parque, a gente não quer perder essa oportunidade, né, Takamori?

SR. EDUARDO TAKAMORI: É isso. São muitos elementos acontecendo em paralelo: nosso compromisso de maximizar a distribuição; nosso compromisso e nosso interesse em crescer e diversificar portfólio; e, também, um acompanhamento muito atento às condições de mercado para não tomar novas dívidas num momento ruim.

Então tem vários elementos na mesa que se precisa observar em paralelo. E, também, não engessar nosso balanço… que impeça a gente de tomar uma ação, de fazer um crescimento inorgânico nos próximos meses.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Com relação à segunda pergunta, também do Guilherme do Santander, ele fala: “Em relação à exportação de energia, como estão as conversas com o governo e o setor em relação à perspectiva de exportar de hídricas que ainda não estão vertendo? Poderiam atualizar este ponto?”

SR. EDUARDO TAKAMORI: Guilherme, é uma pergunta muito boa. Isso é um dinheiro na mesa muito grande para o setor elétrico brasileiro, para as hidrelétricas. Dada a condição de contorno com uma sobreoferta muito grande, é natural que haja um vertimento turbinável no próximo período úmido, e a gente tem avançado bastante nessas discussões. A gente está bastante esperançoso de que isso seja bem-acolhido pelo

governo. Então, assim, é difícil dar detalhes — tem bastante gente envolvida —, mas as coisas estão se alinhando para que, sim, haja uma evolução da regra que permita essa antecipação da exportação de vertimento turbinável. Então, sim, a gente está esperançoso. E, como eu disse, é muito dinheiro na mesa e é uma forma muito eficiente de melhorar a balança brasileira, trazer divisas para o Brasil, e também ajudar os países vizinhos a reduzirem o seu custo de energia para o consumidor final. Então ela é uma operação ganha-ganha muito clara e a gente está trabalhando para isso acontecer.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigado, Taka. Nossa próxima pergunta vem do Mario Wobeto, analista do Banco Safra, e ele pergunta: "Notamos no balanço energético preços mais altos de venda de energia versus os preços praticados hoje e, do lado da compra, preços menores em 2025. Poderiam comentar sobre a estratégia de comercialização da Companhia?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Aqui, a gente sempre busca fazer uma otimização do portfólio, de forma que a gente consiga maximizar resultado, mas sem tomar risco adicional. Então, o que acontece? A gente já antecipou boa parte da nossa estratégia de contratação e, naturalmente, agora o que você vê com preço muito baixo é uma avaliação contínua de se vale a pena ou não continuar vendendo.

Então, naturalmente, a gente continua buscando fazer operações que façam sentido para os consumidores finais também. Aliás, é uma parceria, não tem como ser diferente disso. Mas, naturalmente, a gente não vai assumir compromissos que possam trazer arrependimento no longo prazo. Então a gente acaba sendo um pouco mais seletiva nas operações a partir de agora, mas não quer dizer que a gente esteja parado. O time está bastante ativo ainda para buscar operações que façam sentido para os clientes, mas não é mais agora um processo de antecipação e corrida desenfreada para vender energia. Já passamos dessa etapa.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, obrigado. Seguindo aqui, nós temos a pergunta do Antonio Rizzo, analista da Inter-Ação, e ele pergunta o seguinte: "Dá para evoluir em investimentos em geração, aqueles investimentos que estão sem PPA, considerando os preços atuais de energia no Mercado Livre?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Antonio, é muito difícil continuar investindo. A gente já tem compromissos bastante significativos, e a gente conseguiu já estabelecer contratos de longo prazo e está dentro do plano, e a gente quando tomou a decisão de investimento já tinha essa percepção de que o preço ficaria baixo nos primeiros anos de operação, mas a gente vê um contexto onde faz pouco sentido dar mais um passo sem que haja uma sinalização muito efetiva de recuperação da demanda, uma visão um pouco mais racional do governo de limitar subsídios. Então, assim, a gente vê com cautela e, nesse momento, a gente tem menos apetite para investir em geração além dos compromissos

que a gente já tem dentro de casa. Não quer dizer que a gente não vá continuar analisando as oportunidades de M&A, por exemplo, que tenham de empreendimentos já contratados, porque aí ele não aumenta o nosso risco do portfólio; mas, assim, ações que aumentem a parcela descontratada, parece que é pouco provável.

SRA. ADRIANA WAGNER: Na segunda pergunta também do Antonio Rizzo, ele coloca se a gente consegue dar um pouco mais de cor sobre a expectativa da Companhia sobre o preço da energia no Mercado Livre nos próximos três anos. Acho que você já comentou sobre isso.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Se eu puder complementar, Adri, a pergunta é boa. Esse lote de Asa Branca, ele é paralelo a um lote que foi licitado no ano passado e, naturalmente, isso guarda uma série de sinergias. É praticamente aproveitar uma onda de toda a cadeia que já foi desenvolvida para o outro lote, do outro empreendedor. Apesar de não ser do mesmo empreendedor, não é uma sinergia societária, num acordo específico, você pode usar toda a cadeia de subcontratados para acelerar o processo. Então isso dá, de fato, um nível de antecipação superior ao que se espera de um lote desse tamanho, de um lote de 1 mil km.

Por outro lado, capex não é o diferencial desse projeto. A gente deve ver algum capex em linha com o que foi estabelecido por leilão. Não é o diferencial desse lote, até porque a gente não vai fazer nenhuma maluquice também e ser irresponsável no capex.

Mas acho que o grande diferencial aqui é a otimização da operação, a otimização da implantação, o time muito capacitado e que trabalhou muito nesse lote ao longo do tempo e conseguiu fazer um *bid* muito competitivo; é um desenho muito eficiente e muito lúcido do projeto.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Nossa próxima pergunta vem de investidor pessoa física, o Rodrigo. Ele gostaria de saber qual é a política atual vigente e a visão de futuro para as possíveis recompras de ações da Empresa, visando a maximizar o retorno para os acionistas.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Rafa, você quer cobrir essa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Sim, podemos falar. Na verdade, nós não temos uma política de recompra de ações. Correto, Takamori? O que nós fizemos no passado foi uma bonificação — nós fizemos um *split*. Mas é algo que sempre está no nosso radar quando o momento for mais oportuno. Naturalmente, a gente entende que, com os desafios, com as oportunidades que temos dentro do setor, talvez seja mais… não vou falar "mais

conveniente", mas "dê mais retorno", a gente continuar investindo, usar esses valores investindo no crescimento da Companhia, seja em geração, transmissão ou em ativos de gás. Então acredito que, até o momento, não foi a melhor opção entre as opções que a gente tinha para aplicação dos recursos.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta vem do Ronaldo Oliveira, também investidor pessoa física, e ele quer saber quais são as razões que levam a Companhia a não divulgar as datas de pagamento dos dividendos, considerando os dois em aberto no momento.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Isso aí é fortemente influenciado pela imprevisibilidade e pela quantidade de elementos que estão na mesa no momento, Ronaldo. Imagino que deve ser angustiante. O que a gente pode mencionar aqui é que a gente vai divulgar em breve a data de pagamento do dividendo do ano passado. Isso aí, de fato, vai ser feito em breve — essa divulgação. A desse primeiro semestre já é uma segunda discussão. E o que acontece? Vou recuperar um pouco do que falei. Tem muitas coisas na mesa. Tinha um mercado de capitais fechado até muito pouco tempo atrás; agora tem uma série de emissões que aconteceram em paralelo que vão pagar um prêmio por isso, então a gente está vendo o melhor momento para fazer esse acesso ao mercado sem prejudicar o acionista. Então, naturalmente, nosso objetivo é sempre distribuir o máximo de dividendos e quanto antes mas, nesse momento, acho que é necessária alguma cautela. Mas vocês terão notícias em breve aqui sobre a data de pagamento da distribuição complementar do ano passado.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta vem do Giuliano Ajeje, analista *sell side* do UBS, e ele pergunta: "Qual é a expectativa de vocês para o preço-piso do PLD em 2024. Ainda há possibilidade de regulatoriamente aumentar o piso do PLD para um valor mais próximo do valor das cotas?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: Oi, Giuliano. Isso aqui é outra pergunta muito boa. O que acontece é que a gente teve uma evolução muito importante da matriz energética, uma entrada de uma série de empreendimentos com custo variável zero. Isso tem que estar na literatura, como tratar uma sociedade que evolui, ou um segmento que evolui para um custo variável de recuperação próximo a zero. Então, assim, o custo marginal talvez já não reflita mais adequadamente e, naturalmente, a gente continua em discussões, identificando outros interessados na discussão desse tema, encontrando parcerias e discutindo onde é que dói o assunto do outro lado, com essas questões do regulador, do formulador de política. A gente continua atuando nesse tema mas, naturalmente, é um tema muito sensível, porque envolve alteração de piso e teto e, por mais que seja justo — a gente entende que isso seja justo —, talvez estejamos num momento um pouco menos avançado do que o da discussão que a gente teve agora há pouco sobre antecipação de exportação de energia de vertida turbinável. Então talvez a gente tenha

que só… Está no radar, mas talvez a gente teria que… só sequenciando aqui isso aos termos para a gente conseguir entregar aos poucos. Mas, sim. É um tema importante, e a gente acha que faz sentido alterar o piso de forma a ter um certo nível mínimo de remuneração para os ativos que de fato dão suporte, os ativos hídricos, que de fato dão suporte para toda a penetração de fontes renováveis não despacháveis no Brasil. É uma fortaleza do setor elétrico brasileiro. Só que quem gera essa fortaleza, que são as hídricas, não estão sendo remuneradas por isso. Na verdade, é o contrário: estão sendo penalizadas.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigado, Taka. A nossa próxima pergunta vem da Nayane Mendes, que é nossa investidora, e ela gostaria de saber se a empresa tem alguma novidade sobre o Hidrogênio Verde.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Rafa, temos alguma coisa? A gente tem avançado muito nos estudos. Temos uma área estruturada já para isso.

SR. RAFAEL BÓSIO: Isso.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Estamos buscando parcerias e estabelecendo parcerias. É óbvio que algumas delas não sejam públicas ainda mas, sim, estamos avançando.

SR. RAFAEL BÓSIO: Exatamente, Takamori. Existem algumas oportunidades, e é por isso que, como você mencionou, nós criamos uma área e estamos estruturando uma área para o desenvolvimento desses projetos. Já existem bons projetos em análise, mas há de se lembrar que o hidrogênio deve ser algo que vá se materializar não no curtíssimo prazo. Tem alguns projetos que podem ter um avanço mais imediato, mas a gente, como investidor de longo prazo, está pensando nisso num horizonte mais longo — mas investindo desde já. Então, é importante estar bem-posicionado, estruturado, ter uma equipe que tem boa capacitação para poder desenvolver projetos que gerem valor também.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Nós estamos com várias perguntas, e aqui a gente vai conseguir endereçá-las posteriormente pela própria área de RI. A gente gostaria de encaminhar a próxima pergunta, que é do Giuliano Ajeje, do UBS: “Há possibilidade de a Engie participar do próximo leilão de reserva? Como se daria essa participação?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Há, sim, Giuliano, claramente interesse. A Engie… Acho que a forma predominante de participação é por meio da contribuição dos poços existentes nas usinas hidrelétricas de Salto Santiago e Jaguara. Tem dois poços em cada uma das duas usinas, e isso totaliza quase 1 mil MW de capacidade instalada. Não é a única forma de monetizar esses poços, então a gente está vendo outras alternativas também, de

forma que a gente contribua com a segurança de suprimento, adequação de suprimento e gere valor para o nosso acionista. Mas, naturalmente, o leilão do ano que vem vai ser uma oportunidade também que a gente vai observar. Já iniciamos internamente aqui diversos estudos e precificações para nos prepararmos para o leilão. Mas, sim, há possibilidade. Tem outras formas de participar do leilão de potência, mas o nosso principal cavalo aqui é: poços existentes das usinas hidrelétricas.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigado, Taka. A próxima pergunta vem do Pedro Machado, também nosso investidor, e ele pergunta: "Como anda o desenvolvimento e as estratégias do comercializador varejista para atender à abertura de mercado?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Pedro, abertura de mercado não é só necessária, ela é fundamental. Talvez seja a forma mais eficiente também de conter de uma maneira eficiente os subsídios dados para a GD, enxugar um pouco o excesso de energia do momento atual e, naturalmente, criar valor para o consumidor final, que hoje não tem acesso à energia. Então, assim, é uma forma justa. A abertura de mercado é uma forma fundamental de dar espaço para todos nós — CPFs também —, podermos nos beneficiar do preço baixo de energia que hoje só o atacado enxerga, então é uma forma muito inteligente e econômica de trazer mais eficiência para o país.

E a Engie, ela tem se preparado ao longo do tempo para esse movimento. Mesmo antes de o final da abertura de mercado da alta-tensão ser anunciado, a Engie já tinha iniciado um processo muito importante de reestruturação interna em sistemas, em pessoas e em processos, de forma a reduzir custo de transação, automatizar, simplificar contrato, de forma a reduzir o custo percebido e ser mais eficiente. Então a Engie não vai começar a tomar ações agora com a abertura de mercado; ela já vem tomando. E, naturalmente, o que o mercado vê é a ponta do *iceberg*: é um canal de comunicação diferente, é um plano de marketing muito mais eficaz e muito mais visual, mais claro, mas isso é a ponta do *iceberg*. A gente tem se preparado ao longo do tempo, e tem muita coisa que já foi feita e já está operacional dentro de casa. Então a gente está atento, e isso reflete inclusive no aumento do número de consumidores que já tivemos neste último trimestre, comparado com o trimestre do ano passado.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigado, Takamori.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Tem que abrir. Tem que abrir urgente. Em resumo, né? Tem que abrir o mercado urgente, sim!

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigado, Takamori. A gente tem várias outras perguntas, e, devido ao avançar da hora, a gente vai respondê-las diretamente aqui pela área de RI. E, com isso, nós encerramos a sessão de Q&A. Eu gostaria de devolver a palavra ao Rafael

Bósio e ao Eduardo Takamori para as considerações finais. Podem prosseguir.

SR. RAFAEL BÓSIO: Vou falar primeiro aqui, Taka, e só reforçar que a área de RI aqui da Engie está à disposição. Nós vamos responder as perguntas que a gente não conseguiu endereçar agora no *call* e outras que possam vir a surgir. Por favor, entrem no nosso site. Tem lá o Fale Conosco da área de RI, e a gente está à disposição.

Takamori, a palavra é sua.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Foi um prazer participar oficialmente agora após a nomeação como CFO. É sempre um prazer e muito bom interagir com todos vocês. Vejo pela qualidade e pelo número das perguntas aqui que é uma interação muito boa e muito rica. A gente vai internalizar também as que a gente não conseguiu responder e responder em breve, e vamos torcer todos para que o próximo trimestre tenha menos eventos… menos elementos aqui que tumultuem ou poluam um pouco o resultado, né? Talvez, essa série de questões não caixa e não recorrentes, elas poluam um pouco e não permitam que a gente consiga mostrar o excelente trabalho e o excelente resultado que a gente apresentou neste trimestre, o "raiz". O resultado "raiz" aqui.

Obrigado a todos pela participação.

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