ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2023
7 DE NOVEMBRO DE 2023 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do terceiro trimestre de 2023 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 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 terceiro trimestre de 2023, estão conosco hoje Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores da Companhia.

Agora, eu passo a palavra ao Takamori, para iniciar a apresentação. Pode prosseguir.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Somos quantos agora, Adri? 113 participantes?

SRA. ADRIANA WAGNER: Isso, isso mesmo.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Legal. Bom dia para vocês, boa tarde aqui. Estou falando direto da nossa sede em Paris dessa vez. Espero que a conexão nos ajude.

Indo para o nosso slide inicial, sem mais delongas, a gente começa comentando um pouco sobre o Ebitda ajustado. A gente teve um aumento bastante expressivo de Ebitda, de 23,5%, saindo de R$ 1,4 bi para R$ 1,8 bi, quase.

Vocês vão perceber que um dos principais *drivers* do resultado foi o resultado do segmento de transmissão, e aí já vale um primeiro esclarecimento: desses R$ 318 milhões, R$ 50 milhões foram por um aumento de RAP, efetivamente, porque, no mesmo período do ano passado, parte dos ativos ainda estava em fase final de construção e implantação, e agora a gente já tem todos os ativos em operação, de Gralha Azul e Novo Estado.

Então, a gente tem uma parcela desses R$ 318 milhões que é, efetivamente, aumento de receita; e o complementar, que é de aproximadamente R$ 270 milhões, advém de ajustes de IFRS, tanto do período passado…No terceiro trimestre do ano passado, a gente reconheceu um aumento de custo, que, em função do tratamento contábil, vai direto para resultado — diferente da geração, e na transmissão isso é um pouco diferente — e que não acontece novamente, porque os ativos já estão operacionais.

E, também, a gente teve um pequeno aumento de receita agora no terceiro trimestre desse ano, totalizando esses R$ 318 milhões, que é uma variação muito importante do nosso resultado.

Os R$ 118 milhões aqui do segundo item positivo da variação de Ebitda vêm da equivalência patrimonial da TAG, e a gente vai explorar esse ponto em detalhe. O lucro líquido que é atribuível à ENGIE Brasil Energia saltou de R$ 202 milhões para R$ 320 milhões — a gente vai explorar esse ponto, que foi muito positivo também.

E, por fim, o terceiro principal elemento aqui que justifica essa variação de Ebitda é o resultado da venda de Pampa Sul, totalmente em linha com a nossa estratégia de descarbonização, em linha com a política da nossa controladora, só que o lado ruim é que a gente perde a receita desse empreendimento também, que era importante — era uma receita de longo prazo, com um bom preço —, mas faz parte, e a gente está muito

confortável e confiante de que a gente está no caminho certo.

No lado direito do slide, a gente já passa para a variação do lucro líquido ajustado. A gente saltou de R$ 709 milhões para R$ 928 milhões, um aumento de mais de 30% trimestre contra trimestre.

Naturalmente, a gente tem também o efeito positivo de ter uma menor depreciação e amortização, naturalmente, pela venda de Pampa Sul — ou seja, não tem mais todo o ativo associado à termelétrica Pampa Sul — e uma combinação de aumento de custos financeiros que, primeiro, foi baseado pelo terceiro item ali, de despesa de concessões a pagar — a gente teve um aumento de R$ 83 milhões no trimestre, basicamente porque ela é corrigida a IPCA, e o IPCA teve uma variação importante entre trimestres — e o resultado líquido em despesas financeiras positivo em R$ 40 milhões.

A gente teve, então, uma redução em despesas financeiras e redução de receitas financeiras, onde o líquido foi de R$ 40 milhões. O resultado dessas duas rubricas de aumento de custo de UBP (Uso do Bem Público) e o resultado líquido da despesa financeira resultou nesses R$43 milhões aqui apresentados no slide.

E, por fim, como você tem uma maior base tributável, a gente também tem um maior pagamento de Imposto de Renda e Contribuição sobre o Lucro Líquido.

No próximo slide, a gente passa para os destaques do ponto de vista de negócio. O primeiro deles, que a gente já divulgou para o mercado, é a ampliação da diversificação do nosso portfólio, com a aquisição de cinco conjuntos fotovoltaicos — a gente denomina projeto Cruzeiro.

A gente já fez uma *call* específica muito boa na quarta-feira passada desse evento subsequente — ele não aconteceu dentro do terceiro trimestre, mas logo depois. A gente pôde divulgar detalhe da dívida — muito competitiva — e também reforçou que essa operação atende a todos os critérios de retorno e alocação de risco e cria muito valor para a Companhia. Esses ativos estão posicionados dentro da mesma região de operação dos nossos ativos atuais, com uma sinergia bastante importante.

Aqui nesse projeto, vale destacar ainda que os ativos são muito contratados no longo prazo: ele tem uma distribuição de dois terços da capacidade comercial alocada para o mercado regulado, já em contratos de longuíssimo prazo, e mesmo a parcela remanescente, o terço remanescente que é alocado para ACL, também tem contratos de longo prazo — até 2042. Então, apesar de ter essa alocação a mercado regulado e

livre, a parcela livre também, ela não sofre risco de recontratação ou risco de mercado.

Na parte de baixo do slide, vale mencionar que a gente fechou a operação de compra da parcela da CEEE Geração. A CEEE Geração se desfez da participação dela no Consórcio Machadinho, e os sócios exerceram suas opções de compra. Isso acrescentou um pouco mais de 5 MWm ao nosso portfólio, o que também é sempre bem-vindo — é fonte hidro, totalmente compatível com o nosso negócio. Lembrando que a gente opera integralmente Machadinho — a gente opera a usina.

E o último elemento de destaque nesse slide aqui é referente a Santo Agostinho. Apesar de, ao final de 2013, a gente ter 12 aerogeradores, do total de 70, em operação, depois do final do terceiro trimestre, a gente já acelerou, já passou para 19 aerogeradores em operação comercial — isso representa mais ou menos 30% do empreendimento de operação comercial —, e a gente já tem mais 30% em teste; ou seja, 60% já bem encaminhado, e a gente aqui mantém a previsão de operação comercial de todo o parque até o final do ano.

O próximo slide é de indicadores de ESG. Primeiro, também como reflexo da venda de Pampa Sul, a gente já percebe uma redução muito expressiva na intensidade de emissões da Companhia. Basicamente, o que resta é Escopo 3, e a gente vai endereçar de uma outra maneira. Isso faz, inclusive, que a gente mude a estrutura desse slide aqui a partir de agora.

Indo para a direita, a gente passa pela questão de saúde e segurança, que não é só uma questão importante para a gente; é uma licença para operar. A gente teve uma redução muito expressiva da taxa de frequência de acidentes, muito importante, e a gente fica muito feliz, porque é um esforço contínuo muito grande para que todos os nossos colaboradores próprios e prestadores de serviço voltem para casa da forma como chegaram ao trabalho.

Também, indo até o final da direita, a gente mostra que, ao longo desses trimestres, a gente conseguiu fazer um avanço muito importante no percentual de mulheres na nossa força de trabalho. Também é uma política muito efetiva, e a gente tem trabalhado fortemente para isso. E a gente consegue perceber essa evolução tanto em valores globais da Companhia, de 25% para 28% — quase 29% —, quanto em posições de liderança. Isso aqui representa um aumento de mais de 10% das mulheres… das que tinha no terceiro tri do ano passado para o tri atual.

Na parte de baixo, a gente fala um pouco sobre investimento em inovação e

responsabilidade social. O investimento em inovação teve um aumento muito expressivo também no acumulado de nove meses, apesar de ter se mantido no mesmo patamar trimestre contra trimestre do ano anterior.

E, em investimento em responsabilidade social, a gente manteve o mesmo patamar também de investimento acumulado de nove meses do ano passado versus esses primeiros nove meses aqui, cabendo uma observação de que os nossos recursos, as nossas obrigações, os nossos recursos incentivados, eles caíram um pouquinho, mas a gente compensou com recursos próprios nesse período.

Rafael, passo para você?

SR. RAFAEL BÓSIO: Pode passar para mim. Obrigado, Taka. Bom dia, pessoal. Obrigado pela audiência e pelo interesse na ENGIE Brasil Energia.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Já passamos de 200 agora. Obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Entrando aqui no slide de estratégia comercial, aquele nosso clássico slide onde a gente atualiza o nosso balanço de energia. Só lembrando, a gente tem o balanço de energia em mais detalhes nos anexos, lá no slide 35, mas aqui a gente faz a representação gráfica.

Então, quem segue mais de perto e acompanha a evolução trimestre a trimestre continua identificando que a gente tem mantido venda de energia, apesar de uma certa redução de apetite, o que é natural num cenário em que os preços estão pressionados para baixo, mas reforço: a gente continua no mercado, continua vendendo.

Nesse trimestre, a gente reduziu, em média, 74 MWm no saldo de descontratados nos anos de 25 a 28, sem identificar um impacto no preço médio de venda. Ele ficou estável em relação a o que a gente tinha divulgado no segundo tri para esses anos de 23, 24 e 25.

Então a gente continua firme na nossa estratégia, buscando acompanhar a abertura do Mercado Livre, para capturar esses consumidores que estão migrando. Acredito que, no próximo slide até, a gente pode verificar isso. O próximo slide, por favor, Adri.

Nesse slide, a gente identifica que continua um crescimento expressivo do número de clientes: em relação ao ano passado, foi mais 22%; em relação ao tri passado, ao segundo

tri, a gente cresceu em torno de 10% no número de clientes, o que vem confirmar tudo o que a gente tem dito, que nossa estratégia é capturar a expansão do Mercado Livre, especialmente em nichos onde o consumidor tem um apetite maior e, por nosso lado, a gente encontra preços melhores de contratação. Isso acaba sendo refletido na manutenção dos patamares de preço médio do nosso portfólio.

No próximo slide, a gente entra na seção de expansão, onde a gente presta contas para o mercado sobre o avanço das obras dos nossos projetos. O primeiro projeto é o Conjunto Eólico Santo Agostinho. O início da operação aconteceu no primeiro trimestre, os primeiros aerogeradores… O Takamori já deu uma atualizada aqui do número de aerogeradores que estão já gerando, em testes ou em operação comercial. 87,5% de avanço global, com 100% de obras de acesso, rede e subestação completas agora nesse terceiro trimestre. Então, esse é um projeto que está operacional, está com operação gradual: em 2023, nós temos Santo Agostinho.

No próximo slide, nós temos Serra do Assuruá, que é o maior projeto em implantação no Grupo Engie no mundo e que deve entrar em operação no final do ano que vem. Então estamos adicionando capacidade em 2023; em 2024, com Serra do Assuruá — como vocês podem ver pela foto aqui, a gente já começou inclusive a concretagem das fundações dos aerogeradores, e entra em operação no ano que vem; e, no próximo slide, slide 14, em 2025 continuamos agregando capacidade para o nosso portfólio. Dessa vez, com um projeto fotovoltaico, o Assú Sol, também no Rio Grande do Norte, também um projeto relevante — mais 750 MW de capacidade instalada — e que teve a implantação iniciada agora em julho.

Então esse combo de expansão em geração vai adicionar mais de 2GW de capacidade instalada ao nosso portfólio. Dá um crescimento, em três anos, de mais de 20% em geração que a gente vai estar entregando.

Saindo de geração — o próximo slide, por favor, Adri —, a gente tem também crescimento… está viabilizando crescimento no segmento de transmissão, onde a gente "estressa", a gente ressalta, que, em continuidade à diversificação da nossa receita, já temos dois projetos operacionais, como o Takamori mencionou: Gralha Azul e Novo Estado.

No primeiro tri de 2024, devemos entrar em operação com Gavião Real, que é um projeto pequeno que nós adquirimos num leilão do ano passado, mas, no slide seguinte, a gente tem o lote do leilão 5, que passamos a denominar Asa Branca, que é um projeto… sim, esse é um projeto grande: mais de 1 mil km de linha de transmissão que vamos agregar a esse portfólio para, justamente, ampliar a diversificação da nossa receita, que traz

estabilidade para o nosso resultado.

Finalmente, no próximo slide, nós temos o já conhecido slide da Usina Hidrelétrica Jirau, onde o nosso controlador possui uma participação de 40%. Existe a expectativa com a potencial transferência desse ativo para a ENGIE Brasil Energia.

Só para lembrar, Jirau é uma usina que já é operacional — em outubro, fez dez anos o início da operação. É uma usina que tem indicadores muito positivos. Podem notar que ela está com 100% de fator de disponibilidade e, inclusive, nesse trimestre, ela foi a primeira empresa no Brasil a receber a certificação do IHA e é a segunda usina no mundo a ter uma certificação como essa, o que comprova o elevado nível operacional da usina.

Partindo para o último slide — um slide em que, na verdade, não houve alteração em relação ao último trimestre —, que é onde a gente apresenta os projetos que estão em estágio mais avançado para desenvolvimento no nosso portfólio. Esses projetos não estão em construção, pessoal — só para deixar claro —, mas estão aguardando um momento melhor de condições de mercado para serem desenvolvidos.

A gente vê que hoje o custo marginal de expansão… o custo de implantação desses projetos, ele está acima do preço médio de longo prazo, mas é importante manter uma carteira diversificada de projetos a serem desenvolvidos, porque, quando houver uma virada positiva nas condições de mercado, a gente precisa estar preparada para retomar o crescimento, uma vez que desenvolver um projeto do início até o sinal verde para implantação pode levar de 4 a 5 anos. Então é importante você ter projetos já engatilhados para serem implantados quando as melhores condições voltarem.

Takamori, acho que encerro aí a minha breve fala e devolvo aí com o desempenho financeiro, para você comentar.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Excelente. Obrigado, Rafael. Aqui nesse slide de performance financeira, o primeiro ponto aqui é relembrar que, mesmo com uma série de investimentos e mesmo tendo comentado que a gente vai fazer a distribuição de 55% dos dividendos do primeiro semestre, vale relembrar a todos vocês que o nosso *Return on Equity* — retorno sobre o patrimônio líquido — é extremamente positivo.

A gente tem um retorno que tem superado o patamar de 30%, o que é muito acima da média do setor e, particularmente nesse ano, a gente tem se superado ainda, tendo batido, inclusive, 37% no terceiro tri de 23.

O retorno sobre o capital investido, que considera também dívida e todo o capital da empresa, ele naturalmente tem convergido para um patamar de 20%. Foi um pouco mais no passado já, mas isso naturalmente é em função da otimização da nossa estrutura de capital e, então, a gente está entregando mais valor para o acionista aqui.

Do lado direito do slide, a gente mostra todo o investimento que a gente fez dos últimos anos até agora, desde 2016: quase R$ 26 bilhões, e tem bastante pela frente ainda. Aqui mostra também que, ao longo do tempo, a gente saiu de uma empresa puramente de geração e adicionou o empreendimento de transmissão, muito conectado com o nosso negócio, transferindo energia elétrica — e agora renovável — de um lado para outro do país, atendendo aos nossos clientes também e contribuindo com a transição energética, e, mais recentemente, o investimento oportuno na TAG, que é um pouco distante do setor elétrico, mas que fez muito sentido também e que tem contribuído bastante para o nosso resultado.

Vale também notar que, ao longo desse período, a gente teve um crescimento de Ebitda ajustado de mais de 100%, mais que dobramos; um lucro líquido muito expressivo também, com aumento de 65%; e um acúmulo de dividendos e juros sobre capital próprio de quase R$ 14 bilhões, o que nos dá muito orgulho.

Podemos passar para o próximo slide? Aqui, a gente entra num slide que tem muitas barras, então sempre é um pouco desafiador explicar. Mas aqui, em resumo, a gente teve uma redução de 8,5% na nossa receita operacional líquida, e basta lembrar que só o fato de Pampa Sul — a saída de Pampa Sul do nosso portfólio — já representa uma redução de R$ 162 milhões, comparado com o terceiro trimestre do ano anterior, e isso representa, desses 8,5%… representa quase… 6% desses 8,5%, e, então, basicamente justifica todo esse resto aqui.

O segundo ponto relevante aqui é que a gente teve uma remuneração de ativo financeiro superior também, que é a primeira barra, de R$ 59 milhões, basicamente dos ativos de Jaguara e Miranda — São ativos de geração que têm uma parcela muito expressiva contratada como cotista — e, naturalmente, ela é marcada e a variação de IPCA provoca esse efeito na nossa receita operacional líquida.

Seguindo no slide aqui, temos R$ 39 milhões de redução basicamente em função de uma menor geração hidro trimestre contra o trimestre do ano anterior, mesmo tendo um impacto positivo de exportação, que não previsto nesse período do ano, mas a gente teve um vertimento turbinável que foi exportado. Vejam que esses R$ 39 milhões representam, mais ou menos também, 1,5% dessa variação de 8,5%.

E, na barra central, ressaltaria também uma redução de R$ 40 milhões trimestre contra trimestre, basicamente em função da redução do volume de vendas, mesmo descontando Pampa. O Rafael já comentou um pouco no slide em que a gente cobriu a parte comercial.

Entretanto, mesmo com a redução do volume de vendas, excluindo Pampa, a gente teve um aumento no preço médio de 0,6% — ressalto que o Rafael já falou também —, o que mostra que a gente tem sido muito bem-sucedida na gestão do nosso portfólio.

Por fim, eu ressalto aqui a barra azul-escura de -R$65 milhões, que é oriunda de uma redução da receita nas operações realizadas de *trading* — então, a gente vendeu menos —, mas essa redução aqui de ROL é menos importante porque a gente teve uma redução compatível com essa compra para fins de *trading*, e o resultado ficou basicamente neutro, e que gerou essa redução de R$ 2,7 bi para R$ 2,5 bi. Mais para a frente, eu falo um pouco de transmissão.

No resultado de participação societária, aqui a gente apresenta TAG. TAG não faz divulgação, mas a gente tenta fazer uma certa abertura aqui para que vocês possam entender. TAG, ela tem gerado um resultado importante — o lucro líquido que ela distribui para a gente é importante —, então a gente abre um pouco mais o resultado.

Eu chamo a atenção aqui primeiro para a última barra, que é o que interessa aqui para todos vocês. Ela teve um lucro líquido de praticamente R$ 1 bilhão nesse trimestre, o terceiro tri. Um terço disso, mais ou menos, 32,5%, vem para EBE como contribuição no Ebitda, por equivalência patrimonial, e aqui, então, o que nos cabe desses R$ 985 milhões são R$ 320 milhões.

Então, como é que a gente compara com o terceiro tri do ano anterior? Ele subiu R$ 202 milhões para R$ 320 milhões, e a variação foi de R$ 118 milhões trimestre contra trimestre, e esses R$ 118 milhões vão aparecer um pouco mais para a frente no slide de Ebitda.

Aqui, na primeira barra, R$ 2,37 bi de ROL, basicamente, o efeito mais importante foi a atualização de tarifa de transporte. Isso contribui nesses R$ 118 milhões de variação de Ebitda que a gente recebe… no lucro líquido que a gente recebe como Ebitda.

R$ 70 milhões vêm dessa atualização de tarifa de transporte. Um segundo elemento importante aqui é uma menor despesa financeira, da mesma ordem, R$ 88 milhões. A menor despesa financeira é tanto pela redução do CDI — dívida importante marcada a

CDI — e o impacto do refinanciamento também.

E um quarto elemento aqui é que, apesar de a gente ter todo esse benefício de atualização de tarifa de transporte e menor despesa financeira, a gente teve uma base tributável bem superior também e que, naturalmente, a gente paga mais impostos também, então a gente teve também um aumento do imposto a pagar.

O que eu gostaria que vocês retivessem aqui é essa variação de R$ 118 milhões, subindo de R$ 202 milhões para R$ 320 milhões, que é o que está nesse slide aqui — esses R$ 118 milhões vão conectar com o próximo slide.

Aqui, a gente faz esse link todo da receita operacional líquida também com o Ebitda. Então, a barra de que a gente acabou de falar, essa contribuição da TAG, aparece em azul-claro mais ou menos no meio do slide, um pouco para a direita, R$ 118 milhões.

O primeiro ponto que eu destaco nesse slide aqui é que o efeito… eu falo de TAG. O segundo elemento importante aqui: as barras verdes. O efeito da transmissão aqui, ele se distribui em três lugares diferentes do gráfico, e eu vou falar de uma vez só, para facilitar a compreensão.

Nas duas barras das extremidades, que é onde a gente faz os ajustes de IFRS, eles somam R$ 229 milhões mais R$ 39 milhões, que é uma marcação, é um tratamento contábil requerido pela regulamentação vigente.

E a barra central, de fato, essa é caixa. É aquele efeito de que falei no começo da apresentação que é, efetivamente, a variação dos empreendimentos em construção, parcialmente em construção, em reta final de construção no ano passado e agora integralmente em operação. Isso reflete num aumento efetivo de RAP de R$ 50 milhões.

Então, a gente cobre TAG, em azul-claro; os verdes são a alocação do resultado das nossas concessões de transmissão ao longo, aqui, do Ebitda — parte disso é ajustada para transmissão, ajustada para as barras centrais — e, nas barras centrais, em que a gente passou de R$ 1,66 bi para R$ 1,72 bi, basicamente é justificado pela venda de Pampa Sul, que é a barra mais expressiva, -R$ 162 milhões trimestre contra o trimestre do ano passado — a gente já falou um pouco sobre isso nos slides anteriores.

Outro elemento importante aqui é que a gente teve uma menor geração hidro nesse período, trimestre contra trimestre, de que a gente já falou também; teve o impacto positivo de exportação, mas, de fato, teve um efeito negativo aqui de redução em

relação ao período no ano anterior.

O último ponto que eu destaco dessas barras centrais aqui, do Ebitda ajustado, é a primeira barra azul, que é de R$ 101 milhões, que é uma redução do volume de compras de energia. Naturalmente, com esse momento — o Rafael já comentou um pouco sobre isso —, esse momento de preços muito baixos, a gente tem uma menor atividade tanto de compra de energia de terceiro quanto de revenda de energia de terceiro, o que faz com que a gente tenha essa redução aqui no volume de compras.

Aqui, Jaguara e Miranda, que é a barra de R$ 59 milhões — a gente já comentou também no slide anterior —, é decorrente da remuneração de ativo financeiro. E aqui é interessante notar também que a gente tem uma melhora do Ebitda em função de a gente não ter mais custo com combustível, também em função da alienação de Pampa.

O último ponto no slide que vale a pena notar é que, depois do nosso Ebitda ajustado, lá no final do slide, no canto direito, a gente nota R$ 61 milhões, não recorrentes. Isso aqui é basicamente o *impairment* da nossa Solar Paracatu. A gente teve um evento muito forte de ventos por lá que danificou parte dos equipamentos. Parte desses equipamentos danificados já foram lançados como perda, então a gente reconheceu o *impairment* disso — R$ 61 milhões.

Cabe notar também que, apesar de a gente ter reconhecido esse *impairment*, a gente tem o empreendimento segurado — ele é um empreendimento que já estava em operação — e o processo do seguro está em andamento. Disso, em algum momento, a gente vai trazer notícias para vocês também do desdobramento da regulação do sinistro.

É importante, só para fechar esse slide aqui…então, a gente teve um aumento muito expressivo, considerando esses ajustes do IFRS da transmissão, de 23%, e, mesmo excluindo os ajustes de IFRS, a gente teve um aumento de Ebitda aqui expressivo, de 4% trimestre contra trimestre.

Agora, sim, o próximo slide. Aqui, na evolução do lucro líquido, a gente mostra, evidencia, um crescimento muito expressivo de 31%, de R$ 709 milhões para R$ 928 milhões. O principal elemento aqui é o Ebitda; ele saltou de R$ 1,432 bi para R$ 1,768 bi e, então, teve essa variação de R$ 336 milhões, como a gente já explicou no slide anterior.

Seguindo aqui, teve a questão de depreciação e amortização que a gente deixou de ter, com a alienação de Pampa. O, próximo, de -R$ 43 milhões, basicamente, a gente já

explicou também, que é o equivalente tanto do aumento da despesa de concessões a pagar, em R$ 83 milhões, e o *net* positivo de receita menos despesa financeira também, em R$ 40 milhões — então o *net* daqui dá -R$43 milhões. E, por fim, o aumento de impostos em função da maior base tributária, e fecha no belo resultado de R$ 928 milhões para o trimestre de lucro líquido ajustado.

O próximo slide já sai um pouco dos números de Ebitda e lucro, e a gente passa agora para a parte mais de estrutura de capital. E aqui, começando com a barra do 3T23, de R$ 18,7 bi, essa dívida bruta era da mesma ordem de grandeza no segundo tri — era R$ 18,9 bi, quase R$ 19 bi —, teve uma pequena variação, e mesmo nível do final de 22.

O que teve de maior diferença aqui foi que a gente tinha uma posição mais robusta de caixa no segundo tri, que era R$ 4,7 bi — como vocês devem lembrar —, e, em função da distribuição, do pagamento de dividendos em setembro agora, em que a gente pagou R$ 1,5 bi, essa posição de caixa reduziu para R$ 3,1 bi aproximadamente.

Temos alguns depósitos vinculados ainda, de R$ 290 milhões, e a nossa dívida líquida aqui, que era próxima de R$ 14 bi — R$ 13,9 bi — no segundo trimestre, passou para R$ 15,3 bi.

Então, em questão de *ratios*, aqui a gente mantém um patamar de 2,5x em dívida total/Ebitda e 2,1… 2x a dívida líquida/Ebitda ajustado. Então é uma posição muito confortável e compatível com o nosso momento aqui tanto para preparar a Companhia para fazer todos os investimentos já comprometidos quanto para executar, realizar, a operação que a gente acabou de mencionar aqui, nas últimas semanas.

No slide seguinte, o perfil da dívida mostra que a gente tem uma posição de curto prazo de R$ 2,4 bi a pagar — dívida a vencer de R$ 2,4 bi. Parte dela é em CDI, e há uma parte mais expressiva em IPCA também no curto prazo. Até o final do ano que vem, depois da parte de 12 meses, a gente ainda tem mais R$ 600 milhões para quitar, então dá cerca de R$ 3 bi de agora até o final do ano que vem.

O perfil é bastante adequado para a nossa capacidade de geração de caixa — R$ 2,2 bi, R$ 2,3 bi nos próximos três anos —, então é… 25 e 26, e com uma composição predominantemente de IPCA (80%), 10% de CDI e 10% de TJLP na estrutura grosso modo do nosso perfil da dívida aqui, muito confortável. O custo nominal da dívida é 10,7% — muito bom também.

E, no próximo slide, a gente já conecta com o plano de investimentos. Então, até agora,

a gente mostra qual que era o perfil da dívida, a posição atual da nossa estrutura de capital, e aqui a gente passa para investimento.

Bastante coisa para acontecer nos próximos anos, então a gente certamente vai ter muitas novidades aqui nos investimentos. A gente fez um investimento de praticamente R$ 3,5 bi esse ano — está na reta final do ano, e a gente vai fechar esses R$ 3,5 bi —, basicamente na reta final de Santo Agostinho, mais de R$ 1 bi investido esse ano, e Serra do Assuruá também já tendo requerido mais de R$ 1 bilhão ao longo desse ano aqui.

E destaco aqui, para 2024, uma expectativa de R$ 6,9 bi de investimento. É um investimento muito expressivo, mas totalmente compatível também com o nosso nível de alavancagem, com a nossa geração de caixa e dentro de todo o nosso *track record* aqui de disciplina financeira e capacidade de investimento, totalmente compatível com nosso balanço. Tem perto de R$ 3,5 bi de Serra do Assuruá mais R$ 2 bi e alguma coisa de Assú Sol, então são investimentos muito expressivos, mas totalmente equacionados aqui dentro da nossa estrutura de capital.

No próximo slide, a gente segue para o final aqui. É meu último slide, que mostra só a nossa distribuição de dividendos ao longo do tempo. Na maioria dos anos, a gente distribuiu 100% do lucro líquido distribuível; e, naturalmente, em alguns momentos da nossa história, a gente fez uma redução, limitada a 55%, que era o *payout* mínimo, que é um compromisso da Administração aqui.

E aqui eu destaco que, apesar de a gente ter já mencionado no primeiro semestre um *payout* de 55%, eu queria compartilhar com vocês que todos vocês conhecem o nosso *track record* de disciplina financeira e de gestão, tanto de risco quanto de portfólio aqui, e é natural que essa distribuição de dividendos seja compatível com o momento de crescimento que a gente está vivendo.

Acabamos de passar aqui por um slide que mostra toda a nossa expansão já comprometida e, naturalmente, essa política de dividendos tem que ser compatível, sempre para buscar maximizar o retorno do capital do acionista — é sempre, no final das contas, o que a gente busca aqui.

Com isso, eu encerro a minha parte aqui dos comentários sobre os slides que estão sendo apresentados e registrados também na CVM. — Né, Rafa? — Podemos passar agora para a parte de Q&A?

SRA. ADRIANA WAGNER: Iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer

uma pergunta, basta enviá-la pela ferramenta do Q&A desta conferência.

A nossa primeira pergunta, Taka, vem da Julia Zaniolo, do Santander. Ela tem duas perguntas. Eu vou fazer a primeira e, depois, retorno com a segunda. A primeira é a seguinte: "O resultado da TAG, mesmo excluindo os efeitos não recorrentes, foi muito bom. Qual é a expectativa para os próximos trimestres? Deveríamos esperar uma continuidade desses níveis de resultado da TAG com o resultado financeiro pressionando menos o *bottom line*?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Olá, Julia. A pergunta é boa, porque sempre TAG surpreende no nosso resultado, assim, para baixo, então é um negócio diferente do que a gente está acostumada a lidar aqui. Vale lembrar que TAG é um investimento — tanto que vem a *equity method* para a gente aqui e tal —, e a gente não dá *guidance* da TAG, nem dos nossos resultados.

Então, assim, eu não posso te abrir. Seria palpite também, porque a gente tem uma participação de mais ou menos um terço na TAG aqui, e a TAG tem vida própria. Ela tem uma gestão, tem um time de gestão. Então essa eu vou ficar te devendo; a gente não tem como compartilhar nenhuma expectativa para os próximos trimestres. A gente espera que continue gerando bastante retorno do nosso investimento.

SRA. ADRIANA WAGNER: A segunda pergunta da Julia é a seguinte: "Vocês poderiam passar atualizações sobre o interesse e possibilidade da Engie em participar do próximo Leilão de Reserva?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: A Engie, naturalmente ela monitora todas as oportunidades de contratar em longo prazo energia, e não vai ser diferente. Reserva, capacidade, todos esses leilões aqui, a gente observa. Não tem nenhum tratamento específico aqui que valha a pena notar. A gente sempre está buscando maximizar o retorno para o acionista e reduzir o risco de recontratação — é um risco de longuíssimo prazo —, então a gente vai observar, sim.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do sr. Bandeira, que é investidor pessoa física, e ele pergunta: "A Companhia mantém inalterada a política de distribuição de dividendos? Quando será divulgada a data de pagamento dos dividendos já aprovados e provisionados e se teremos novos proventos divulgados ainda esse ano?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: A pergunta é boa, mas, dessa também, a gente tem pouco a

compartilhar nesse momento, porque ela depende de uma conjuntura grande de fatores: a evolução do negócio, outras oportunidades que apareçam de investimento, reciclagem de capital… então tem muita coisa que pode acontecer, e seria um pouco prematuro da nossa parte cravar datas, momentos, volumes ou percentual de *payout* aqui, tá?

Então, nessa também aqui, infelizmente, a gente não tem como antecipar muita coisa no momento.

SR. RAFAEL BÓSIO: Takamori, acho que o que a gente pode comentar aqui, para deixar bem claro para o investidor — talvez aquele que não nos acompanhe mais de perto —, é que a nossa política de distribuição de dividendos, ela se mantém inalterada. A política, ela prevê, como está no slide anterior, um pagamento mínimo de 55% do lucro líquido distribuível; ou seja, ao menos 55%. Então nós temos essa flexibilidade de pagar entre 55% e 100% dependendo aí de todos esses fatores que o Takamori já mencionou.

Então, isso é uma decisão que… há uma recomendação da Diretoria — né, Taka? — para o Conselho, e é o Conselho que aprova e leva para Assembleia, mas a política em si, ela é de pagar pelo menos 55%, e isso não deve se alterar.

SR. EDUARDO TAKAMORI: É. E, naturalmente, quando a gente estava numa posição menos alavancada, era mais fácil distribuir o tempo todo 100% dos dividendos, mas também vale relativizar aqui que mesmo os 55% que a gente já comunicou para o primeiro semestre já são muito acima do que o mercado em expansão distribui. Lembrando, então, que a gente faz mágica aqui.

SR. RAFAEL BÓSIO: É. — Bem por aí, né, Taka? — A gente acaba sendo um *player* de dividendo e crescimento também; afinal, a gente está pagando mais da metade do que a gente lucra e ainda crescendo num ritmo bem acelerado, especialmente nos últimos anos.

SRA. ADRIANA WAGNER: Continuando aqui, Taka, a próxima pergunta vem do Daniel Travitzky, do Safra. Ele tem duas perguntas. Eu faço a primeira e depois retorno com a segunda. A primeira é sobre a aquisição dos parques solares que a gente divulgou na semana passada. "Por que não desenvolver *greenfield* como vemos outras empresas e a própria Engie fazendo em outros projetos? O CAPEX/MW não está competitivo, ou são outros motivos?" — se podemos explorar.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente pode explorar, sim. Essa pergunta é muito boa. Aqui, basicamente, a gente continua desenvolvendo diversos projetos — o Rafael passou pelo

nosso portfólio de projetos de *pipeline*. A questão é que, ao começar do zero, ele requer contratação de energia de longo prazo também, para você conseguir reduzir o risco de mercado.

Não é um bom momento para você iniciar todo um processo de contratação, e a gente, como sempre, observa o mercado e vê boas oportunidades de alocação de capital — nesse caso específico, de projeto solar. É compatível com o nosso objetivo de longo prazo de contratar energia renovável, e estava num momento de sinergia enorme com os nossos ativos operacionais. Todos os ativos que a gente está incorporando estão presentes em estados em que a gente já está colocada, já tem empreendimentos operacionais, e, além disso, eles estão contratados em longuíssimo prazo.

Então, assim, a gente vai conseguir o melhor dos mundos: da sinergia; do empreendimento que faz sentido para a gente, contratado em bons níveis, em preços adequados — superinteressantes —; e possibilitando, ainda, uma parte de recontratação de longuíssimo prazo que faz sentido para a gente também, complementa o nosso portfólio de uma forma adequada. Então faz todo o sentido.

Então não tem "ou um ou outro", não. A gente só, de fato, alocou capital da maneira mais adequada nesse momento.

SRA. ADRIANA WAGNER: E a segunda pergunta também do Daniel é se a gente pode comentar em mais detalhes sobre os contratos de energia vendidos nesse trimestre "que vimos a preços interessantes, apesar de volume pequeno. Se puderem, falar sobre prazo e condições gerais e qual é a replicabilidade desses contratos".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Rafa, você puxa essa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Vamos ver. É que eu estava dando uma olhada nas perguntas aqui. Fiquei vendido.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Não, é que, basicamente, a pergunta é sobre a evolução dos contratos.

SR. RAFAEL BÓSIO: Ah, então… Certo. Não, é aquilo que eu comentei naquele slide de comercialização — né, Taka? —, que a gente diminui um pouco o apetite de venda nesses momentos em que o preço está pressionado, mas a gente tem buscado nichos de mercado na expansão do ambiente de contratação livre onde a gente tenha um ganha-ganha: nós conseguimos vender a um preço superior ao que é visto na média de mercado, mas o

consumidor, ele também está comprando a energia a um preço bem inferior ao que ele pagaria na distribuidora, então os dois lados saem ganhando.

E, com isso, a gente consegue reduzir o impacto no preço médio do portfólio. Nós temos um portfólio muito grande e totalmente indexado, então ele tem uma inércia, um momento muito forte, e precisa de um volume muito grande de energia sendo vendida a um preço mais baixo do que o preço médio para a gente ver um impacto significativo.

E a gente tem sido eficaz nessa questão de amenizar esses impactos, principalmente porque a gente está muito contratada no curto prazo — e até no médio prazo. Se vocês observarem o nosso balanço de energia, a gente tem um volume maior descontratado somente a partir de 27, até 28, que a gente poderia mencionar.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Rafael e Taka. A próxima pergunta é do Henrique Peretti, que é analista do J.P. Morgan. Ele pergunta sobre CAPEX. "No primeiro semestre, a Companhia investiu cerca de R$ 1,9 bi, e o guidance do ano é de R$ 3,5 bi", então ele gostaria de saber de onde está vindo essa grande aceleração no CAPEX que a gente tem para o quarto trimestre.

E, além disso, "dado o nível de alavancagem após a incorporação da Atlas Energy, podemos esperar uma pausa no ritmo de aquisições ou de novos projetos? Obrigado".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok. Henrique, apesar de ter investido só… — "só", né? — de ter investido R$ 2 bi no primeiro trimestre e ainda faltar R$ 1,5 bi, tem o terceiro tri também, em que a gente já investiu parte disso. Basicamente, o que tem mais exigido caixa nesse ano é Santo Agostinho. A gente está na reta final de Santo Agostinho, que vai, naturalmente, requerer mais uma parcela importante para finalizar o projeto.

E parte da diferença aqui — até mais que a metade da diferença aqui — vem de Serra do Assuruá, um projeto de que a gente já começou as obras e que tem um esforço de investimento já nesse quarto tri muito importante, para a aquisição de equipamentos. Então, basicamente, o que justifica esse salto agora na reta final do ano é Serra do Assuruá.

Ah, e sobre a segunda parte aqui da pergunta, sobre o nível de alavancagem: não, não dá para esperar uma pausa no ritmo de aquisição de novos projetos, não. A gente continua sendo ao mesmo tempo… tendo uma disciplina financeira, mas a Engie é uma empresa multinacional que tem um balanço gigantesco e, se tiver que fazer um novo projeto…

“Se tiver que fazer” é assim: se tiver um projeto adequado com retorno adequado e perfil de risco adequado que é compatível com a nossa estratégia de crescimento e de visão de longo prazo, a gente vai fazer, com a melhor estrutura de capital, respeitando todos os critérios de investimento. E essa é a vantagem de estar num grupo multinacional.

SRA. ADRIANA WAGNER: E, seguindo aqui, a nossa próxima pergunta é do…

SR. EDUARDO TAKAMORI: E lembrando, né?… — só para fechar esse ponto — Lembrando que dívida é só uma parte da equação de estrutura de capital. Lembrando, então: não é só com dívida que a gente faz negócio.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Seguindo aqui, a próxima pergunta é do Marcelo Sá, analista *sell side* do Itaú, e ele está perguntando: “O que vocês esperam de mudanças legislativas que podem acontecer no setor, dado que o PL 404 morreu e, em teoria”, segundo ele, “como o secretário Efrain falou, de um *reset* do setor?”.

SR. RAFAEL BÓSIO: A bola que estava quicando que você estava esperando…

SR. EDUARDO TAKAMORI: Fala, Marcelo!

SR. RAFAEL BÓSIO: Valeu, Marcelo!

SR. EDUARDO TAKAMORI: Eu tenho que tomar cuidado para não falar mais do que eu posso. Marcelo, a pergunta é muito boa.

Não. Não, a pergunta é muito boa e, assim, a gente sempre tem esperança e sempre está otimista, moderadamente otimista, com o Brasil — basta ver a quantidade de investimento que a gente está fazendo aqui. Então somos “compradores” de Brasil, fazemos investimentos no Brasil.

Assim, apesar de o 414 ter sofrido muito, ter ficado muito tempo no Congresso, a gente vê que esse *reset* do setor pode ser uma expressão muito genérica ainda, pode convergir com alguns temas que estavam no PL 414 que vão mesclar com… algumas coisas já foram implementadas no 414, então pode vir uma versão nova, e a gente está esperançosa que algo fruto de todas essas discussões legislativas avance.

Então a gente conta, por exemplo, com a abertura de mercado; com uma redução de

subsídio de geração distribuída; com a correção da questão de autoprodução de energia, que foi desvirtuada ao longo do tempo…

Então, sim, a gente conta com esse aprimoramento regulatório, que certamente vai fazer com que o Brasil consiga se apropriar da posição supercompetitiva e de geração renovável que tem aqui e consiga materializar isso em PIB, em criação de valor para a sociedade.

Então, assim, tem algumas coisas importantes que podem acontecer e que favorecem tanto o nosso negócio direto aqui na ENGIE Brasil Energia quanto o setor elétrico. Eu já comentei algumas delas aqui.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Outro complemento aqui, Taka, do Marcelo Sa também. Ele pede, sobre o Leilão de Capacidade, se nós temos projetos hídricos que poderiam participar, qual é essa capacidade potencial e se a gente tem ideia de qual seria a demanda desse leilão.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok. Ótima pergunta também. No Leilão de Capacidade, a gente tem dois projetos hidro aptos a participar — Ponte de Pedra e Salto Santiago. Em Salto Santiago, são máquinas muito grandes. A potência disponível lá: são dois poços disponíveis, e a potência supera 700 MW… Desculpe, Salto Santiago e Jaguara.

Então, em Jaguara, a gente tem também mais duas unidades, dois poços existentes, e a gente está constantemente avaliando os *economics* para viabilizar esses dois projetos — esses dois pares de poços existentes nessas duas usinas hidrelétricas. Deve totalizar perto de 1 mil MW, grosso modo — dá 700 MW de um lado e 200 MW e pouco do outro.

E, quanto à questão da demanda do leilão, gera sempre um questionamento do nosso lado, porque a gente vê que, de um lado você tem uma capacidade absurda de geração hídrica, mas, ao mesmo tempo, você viu recentemente o uso de geração termelétrica em algumas regiões para complementar em função de indisponibilidade de geração, de transmissão…enfim.

Então, assim, tem alguma necessidade de capacidade, mas a forma de calcular essa capacidade ainda está muito incipiente, e os modelos utilizados para calcular essa capacidade ainda também não estão suficientemente desenvolvidos, o que não dá uma segurança muito grande para a gente cravar ou fazer uma expectativa de quanto que é essa capacidade necessária em médio e longo prazo.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. E mais um complemento também do Marcelo Sa, sobre como nós estamos vendo a volatilidade do PLD entrando no verão. "A gente imagina que teremos muitas situações de descolamento de preço por restrições operativas e carga mais forte. Isso deve pressionar a curva mais longa de preço da energia também?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: Acho que é mais fácil acertar na loteria do que responder com precisão o que você está perguntando aqui, Marcelo. A gente já teve várias situações nos últimos anos onde o mercado todo tinha convicções, e essas convicções foram por terra, então, assim, a gente sabe que, nesse período do ano aqui, pode dar qualquer coisa: se atrasa um pouco a chuva, se antecipa um pouco a chuva, você tem um pouco mais de disponibilidade de ativo… Então, eventos macroclimáticos estão sendo cada vez mais difíceis de interpretar, então o risco é presente.

Naturalmente, a gente tem uma situação de sobreoferta estrutural, que reduz um pouco, pelo menos na maioria dos cenários, a chance de ter grandes descolamentos, mas pode acontecer, sim, assim como aconteceu há poucas semanas um descolamento muito importante de preço.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do sr. Tarcísio Ramos, que é investidor pessoa física, e ele pergunta: "Com a previsão de investimentos de R$ 3,5 bi para este ano e R$ 6,8 bi no próximo ano, até que nível a Empresa imagina chegar a relação dívida líquida/Ebitda no próximo ano?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: É uma boa pergunta. Conecta com o que eu comentei recentemente, que a dívida é só uma das formas de levantar recursos para fazer investimentos.

A gente tem historicamente mantido o nosso *rating* AAA — com a Fitch —, e a gente vai continuar perseguindo isso e, para tanto, a gente tem uma série de restrições aqui de alavancagem máxima. Então, a gente vai continuar perseguindo isso. Não tem nenhum elemento interno, nenhuma alteração de rota, que faça a gente desviar dessa ideia. Também temos todos os *covenants* aqui com as dívidas já contratadas e, então, vamos continuar na mesma gestão eficiente aqui da estrutura de capital.

SR. RAFAEL BÓSIO: Só lembrando — né, Takamori? —, a gente não divulga projeções, mas, como você bem disse, está tudo sob controle e não deve romper um nível que ameace o nosso *rating*.

SR. EDUARDO TAKAMORI: É, exatamente. A gente vai trabalhar para que isso não aconteça.

SRA. ADRIANA WAGNER: Seguindo aqui, nós temos uma pergunta do Diogo, do BBI, e ele fala: "Tendo em vista a perspectiva de preços baixos no curto e médio prazo, que prejudicam o preço-mix de venda e, naturalmente, as operações de *trading*, o que a Engie acredita que pode fazer para maximizar os resultados nesse momento de mercado?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Primeiro, continuar fazendo uma ótima gestão de portfólio — então, antecipar os movimentos de mercado e aproveitar esses descolamentos de preço, o que a gente já faz. Fazer uma boa gestão dos nossos clientes.

Se aproximar dos consumidores… também o que a gente já tem feito: se aproximar dos consumidores menores, onde a gente tem margens maiores também. Então, nada diferente do que a gente já tem feito. A gente investe muito tempo e energia na gestão eficiente tanto do nosso capital quanto do nosso portfólio de energia.

E, naturalmente, segurar um pouquinho o investimento em novos projetos descontratados, então nada que a gente tenha que suar demais para conseguir contratos, nesse momento, de longuíssimo prazo, para conseguir viabilizar novos projetos. Então é natural que a gente passe a olhar com um pouco mais de atenção transmissão do que geração, para fazer um bom uso do nosso capital, do nosso PL.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do sr. Tarcísio Ramos também, investidor pessoa física. Ele pergunta se a Engie avalia novas aquisições no setor de gás, tal qual a TAG, ou mesmo algum tipo de crescimento orgânico no setor via TAG.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Aqui, vale lembrar que a Engie, ela investe na TAG por dois veículos diferentes: o primeiro é a ENGIE Brasil Energia, que é essa empresa listada aqui em que a gente está conversando; e fez um investimento com o mesmo montante na controladora… via a controladora da ENGIE Brasil Energia. Então, assim, são dois veículos de investimento em redes de infraestrutura. Então, a gente não tem por que não fazer novos investimentos.

Acho que o crescimento orgânico via TAG também é natural, só que sempre tem uma discussão de onde é que vai fazer esse investimento — se é aqui na ENGIE Brasil Energia, se é na controladora —, lembrando que a nossa vocação aqui é setor de energia elétrica.

Não tenho nenhuma informação específica para compartilhar aqui, mas só queria relembrar que tem esses dois veículos de investimento.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A gente está com várias perguntas. Algumas, a gente vai endereçar depois diretamente aqui pela área de RI. E lembrando que quem fizer fazer perguntas pode encaminhar ali pela ferramenta do Q&A.

A próxima pergunta vem do Fábio, pessoa física. Ele pede, sobre o custo de manutenção e operacional das usinas solares e eólicas, se já existe uma estatística sobre isso em relação às hidrelétricas.

E, com relação à geração distribuída e à melhoria das tecnologias de baterias *off-grid* numa visão de longo prazo, se a gente considera isso um risco, já que as empresas podem ser autônomas na sua geração de energia.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Fábio, nessa primeira parte aqui, sobre custo de manutenção relativo de eólica e solar versus hidro, eu vou ter que fazer o meu dever de casa e estudar mais — eu não tenho essa resposta de bate-pronto para te responder. Rafa, se você tiver, você complementa, tá? — Sobre a… — Quer falar?

SR. RAFAEL BÓSIO: Não, acho que, assim, o que a gente pode falar é nível de margem Ebitda por fonte. Eles são maiores… a gente tem visto maiores em eólicas do que… mas também muito próximos de hidrelétricas, se a gente olhar na média — né, Takamori? É o que acho que a gente pode comentar agora, para dar um auxílio para ele.

SR. EDUARDO TAKAMORI: É.

SR. RAFAEL BÓSIO: Similares.

SR. EDUARDO TAKAMORI: É, mas não tem nada que chame muito a atenção, não.

Aqui, da segunda parte da questão — de geração distribuída —, a geração distribuída é um tema sempre complexo, porque, para começar, ela carrega um subsídio muito grande, então a geração distribuída, mesmo sem ter bateria, ela já está fazendo um dano enorme para o setor elétrico, desmobilizando cadeia de produção de eólica; tirando espaço de empreendimentos hidrelétricos novos também, que ainda tem espaço para fazer; PCH, biomassa...

Então, assim, tem uma carga de subsídio muito grande associada à geração distribuída que, por si só, já faz ela se viabilizar hoje. Ela já é um risco para empresas de geração, como a gente — e não só para a gente. Além de ser um risco para a empresa de geração, como a gente, ela joga uma conta gigantesca para uma parcela da população que não tem como não pagar; então, basicamente, quem paga a conta é aqui via encargo, é a pessoa física que não tem um teto para instalar uma geração distribuída. Então, assim, essa é a primeira parte da resposta.

A segunda é que, mesmo que a gente conseguisse ser bem-sucedida na evolução regulatória e cassasse o subsídio da geração distribuída — aí conecta com a sua pergunta —, se você faz um bem-bolado de geração distribuída com bateria, você teria que ter uma diferença de preço de algumas centenas de reais para que você conseguisse viabilizar a bateria e tirar, de fato, o conjunto de geração distribuída e bateria do sistema.

Isso acontece em alguns lugares do mundo — a Austrália já faz isso há algum tempo —, porque, de fato, você tem uma excursão de preço ao longo do dia que justifique você colocar uma bateria lá. O Chile está fazendo isso, a Califórnia…

Então, assim, mas você tem que ter condições de mercado para que isso aconteça. E, antes de chegar nesse momento, todos os agentes do setor elétrico vão se coordenar para despachar da forma mais adequada. Você vai usar, da maneira mais eficiente possível, todo o seu parque hidrelétrico, que é uma bateria gigante — uma bateria de energia potencial, ao invés de ser uma bateria química. Então você tem muito espaço para otimizar o nosso sistema antes de você fazer essa parceria de energia distribuída e bateria.

Precisa aparecer preço primeiro, em resumo, porque a gente não pode cair só na tentação de fazer uma política de subsídio para bateria, que é uma heresia quase: num momento em que você não consegue nem usar o recurso hídrico direito, você botar mais subsídio para uma outra tecnologia, que não gera energia — ela só complementa outra — , sendo que você não está usando todos os demais recursos de forma eficiente.

Então a gente nesse momento… Até que em alguns lugares do mundo faz sentido, mas a gente não vê fazer sentido aqui no Brasil no momento.

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, acho que se… Queria complementar. Por favor, me corrija se achar que eu estou errado, mas há um fator adicional ao forte subsídio que GD está

tendo no Brasil já há alguns anos. A questão é que ela está tendo uma certa reserva de mercado.

Nós não conseguimos concorrer diretamente com GD lá no pessoa física, então, quando houver uma ampla abertura do Mercado Livre, aí, sim, vai ter uma concorrência e nós vamos ver quão competitiva a GD é ou não. Porque, em geração convencional e geração centralizada, nós temos diversos ativos que estão já amortizados, depreciados, e, então, têm um custo de geração bastante competitivo para enfrentar a GD.

É por aí? Faz sentido essa minha observação, Taka?

SR. EDUARDO TAKAMORI: Superpertinente, total. É um antídoto para essa quantidade de subsídio que está em curso para a geração distribuída. Com certeza. E lembrando que, se você abre o mercado, você consegue otimizar os recursos existentes — não é, Rafael? —; então você consegue pegar toda essa capacidade ociosa, precificar da forma adequada e gerar valor para a sociedade, sem novos investimentos, o que é excelente para todo o mundo.

SR. RAFAEL BÓSIO: Exato.

A gente está numa situação muito complexa. A gente está tendo uma fonte subsidiada com reserva de mercado e, daí, pergunta-se sobre o risco para as outras… A gente não está conseguindo reagir, porque não está sendo permitido. Estão deixando "jogar sozinho" e com incentivo.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, obrigada. Nós já estamos chegando no nosso limite aqui. A gente tem mais algumas perguntas, que nós endereçaremos pela área de RI. E eu devolvo a palavra agora tanto para o Rafael quanto para o Takamori, para as considerações finais.

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, eu vou falar primeiro aqui e agradecer novamente a audiência e o interesse e repetir o que a Adri disse, que a gente aqui na área de RI continua à disposição para responder às perguntas que ou não foram respondidas ou venham a surgir. Tem bastante pergunta sobre *payout* e data de pagamento, Taka. A gente acho que vai "fazer a tarefa de casa" para conseguir ter uma data o quanto antes. E devolver a palavra para você, para encerrar a nossa *call*. Obrigado, pessoal.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Eu agradeço também a participação de todos. Acho que tem um último ponto aqui que acabei esquecendo de endereçar na sequência da pergunta do Marcelo. Ele perguntou de evoluções no Congresso — PL e tal —, mas eu acho que também tem um tema que talvez esteja passando desapercebido por muitos de nós, que é a

deliberação da Aneel sobre RBSE.

RBSE é uma expressão em que, comumente, a gente fala sobre todo o valor que foi pago a maior por todos os usuários da rede de transmissão ao longo dos últimos anos. O time da Aneel, tecnicamente, já percebeu isso, e, em função da complexidade do tema e dos impactos desse tema, o assunto ainda não foi deliberado; ele é pautado e sai de pauta, e isso tem sido constante. E o impacto é muito expressivo para todos os usuários.

Então, num momento em que está se falando em excesso de conta, excesso de subsídio, um nível de encargo muito grande para o setor, a gente vê que é natural que você comece pelos temas importantes, e um deles é a RBSE. Ela precisa ser instruída pela Aneel — já tem material técnico suficiente para a diretoria deliberar —, e a gente acredita que isso pode ter um impacto muito expressivo, da ordem de R$ 8 bilhões, para toda a sociedade aqui, de devolução de valores pagos a maior — claramente, a maior.

Então a gente está na esperança aqui também de que esse assunto seja deliberado em breve e que, naturalmente, a gente vá ter o reembolso proporcional à nossa participação também como usuária da rede de transmissão. Lembrando, usuário não é só geração; usuário é o gerador, é o consumidor livre, é a distribuidora… todos os usuários do sistema de transmissão de energia brasileiro.

Então, acho que esse era um tema também importante que eu queria endereçar, porque é um tema que é muito relevante para toda a sociedade: é um valor que pode bater talvez um terço do custo total da transmissão de um ano. É claro que essa devolução seria fatiada ao longo do tempo, mas é uma escala muito grande para a gente deixar de lado e protelar a decisão.

Com isso, acho que eu fecho as minhas palavras também, Rafa, para a gente não estourar o tempo dessa videoconferência aqui, e agradecendo novamente a participação de todos vocês.

SRA. ADRIANA WAGNER: A videoconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Tenham todos uma boa tarde.

SR. RAFAEL BÓSIO: Boa tarde. Obrigado, pessoal. Tchau tchau.