ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO QUARTO TRIMESTRE EDO ANO DE 2022
17 DE FEVEREIRO DE 2023 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SR. RAFAEL BÓSIO: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados da ENGIE Brasil Energia relativos ao quarto trimestre de 2022 e ao acumulado do ano. Eu sou Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores da Companhia, e gostaria de fazer alguns avisos antes de iniciarmos a *call*.

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

Disponibilizamos em nosso *site* www.engie.com.br/investidores os arquivos da Apresentação e do *Release* de Resultados, além da DFP e demais documentos arquivados ontem à noite na CVM, onde são divulgadas em detalhes as análises das demonstrações financeiras, dos resultados operacionais, dos avanços na implantação de novos projetos, entre outros fatores de destaque dos períodos.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência, relativas às perspectivas do negócio 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.

Me acompanham hoje os Srs. Eduardo Sattamini, Diretor-Presidente e de Relações com Investidores, e Marcelo Malta, Diretor Financeiro da Companhia, para comentarem sobre o desempenho da ENGIE Brasil Energia no quarto trimestre e ano de 2022. Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-las por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Sattamini, por favor, a palavra é sua.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado, Rafael, e bom dia a todos. Mais uma vez, é um

prazer estar aqui com vocês falando sobre os bons resultados da Companhia, no quarto trimestre e no ano de 2022.

A gente gosta muito de, neste momento, falar muito mais do resultado anual do que do resultado especificamente do trimestre. Como a gente fala, dependendo da nossa estratégia, dependendo da hidrologia e de uma série de fatores, o trimestre a trimestre não é representativo, mas a gente pode dar alguns elementos importantes.

Falando do ano, a gente começa no slide cinco, onde a gente verifica que a estratégia da Companhia, de crescimento, vem se configurando à medida que os projetos vão entrando em operação. E quando a gente olha nosso Ebitda ajustado, parece que ele tem um decréscimo, e isso poderia mostrar que a estratégia de crescimento não estaria sendo executada de forma adequada, mas a gente tem um componente importante, que é o GFOM, que afetou o resultado em 2021, da ordem de R$ 1.591 milhões a nível de Ebitda. Mas, se a gente excluir esse fator, a gente teria um crescimento de 23,4% na geração de caixa, representada através do Ebitda.

A gente tem vários fatores que influenciaram nisso, do lado direito do slide, vocês podem ver, por exemplo, aumento de preço, aumento de volume e melhor resultado na CCEE, mas são detalhes que vocês podem encontrar de forma muito prática e muito bem explicada no nosso *Release*.

Quando a gente vai para o lucro líquido, a gente tem um efeito ainda maior, com um crescimento da ordem de 109% em relação ao ano passado, mas isso é devido à aceleração inflacionária que a gente vivenciou no ano de 2021. E, em 2022, a gente teve uma redução do crescimento dos preços de maneira significativa.

Então a gente tem dívidas atreladas à inflação, a gente tem obrigações de concessão atreladas à inflação e, quando a gente tem uma aceleração inflacionária, a gente tem um impacto maior, que se reflete depois num reajuste dos nossos preços e dos nossos contratos, mas quando também a inflação cai, a gente acaba tendo um comparativo bastante favorável. Por isso esse aumento no ano a ano no lucro, extraindo o efeito do GFOM, da ordem de 110%.

Vamos para o próximo slide, onde a gente fala dos destaques. A gente aprovou no trimestre passado um investimento no Conjunto Fotovoltaico Assú da ordem de R$ 3,3 bilhões. Esse empreendimento vai ter aproximadamente 752 MW de capacidade instalada, desenvolvido no Rio Grande do Norte.

Outro destaque nosso é a nossa plataforma Energy Place, a primeira plataforma digital para comercialização de energia. Ela completou dois anos de existência, e isso com bastante sucesso, e é a nossa preparação para atuar nesse mercado cada vez mais pulverizado que teremos a partir do ano que vem, com a abertura total da alta-tensão.

Nós assinamos, também no trimestre passado, um financiamento com o BNDES no valor de R$ 1,5 bilhão para a implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado em Gentio do Ouro, na Bahia, com 846 MW de capacidade instalada.

A próxima página de destaques, por favor. Nós aprovamos na reunião de ontem dividendos complementares no valor de R$ 1.455 milhões. Isso deverá ser ratificado na Assembleia Geral Ordinária, mas isso totaliza um dividendo para o ano de 2022 de R$ 2,7 bilhões, atingindo 100% de *payout*, com um *dividend yield* de aproximadamente 8,1%.

Outro destaque importante é que a gente, pela primeira vez, entrou no Carbon Disclosure Project, no CDP, em função da necessidade de tê-lo para o ISE. Antes a gente tinha o CDP e o *rating* do CDP para o Grupo Engie como um todo, mas agora temos a nossa própria qualificação, o nosso próprio *rating*, e nós tivemos neste primeiro ano um *score* B. Estamos trabalhando agora, fazendo uma *gap analysis* para procurar melhorias para que a gente possa subir ainda nesse *rating*.

Em dezembro passado, no trimestre passado, nós aprovamos também Juros Sobre Capital Próprio de R$ 200 milhões, e a data de pagamento será definida pela Diretoria.

Mais um destaque nesta página é a nossa participação no ISE pelo décimo oitavo ano consecutivo. Nós somos uma das poucas empresas que têm participado do índice desde sua criação, a 18 anos atrás. E, também, pelo terceiro ano consecutivo, estamos no Índice Carbono Eficiente, da B3.

Um último destaque, e um importante destaque: em função dos nossos pleitos junto com a ANEEL, obtivemos uma extensão no prazo da outorga da Usina Hidrelétrica Estreito de 852 dias. Isso afeta a nossa participação de 40% na Usina de Estreito e também beneficia nossos parceiros e sócios, que detêm os demais 60%, mas agrega valor para a gente e isso é um pleito em função de atrasos e excludentes do atraso de entrada em operação da usina lá no início da sua construção.

Seguindo, a gente traz aqui nesse slide, o slide nove, os indicadores anuais de ESG. Alguns deles são bastante importantes. Nós continuamos crescendo no percentual da capacidade instalada da nossa geração em renováveis. Esperamos que em 2023, com o *closing* da operação de venda de Pampa, a gente alcance 100% de renovável.

Isso também contribui para a redução da intensidade de emissões. Esse ano de 2022, nós tivemos uma redução muito grande, mas isso devido a um problema com o boiler de Pampa Sul. Já seria uma redução em função da venda de Jorge Lacerda, que ocorreu em 2021, mas ela teve uma queda bastante acentuada em função do problema do boiler, que tirou a Usina de Pampa de operação.

A usina voltou já à normalidade desde agosto deste ano. Hoje ela não está despachada, porque o preço no mercado *spot* está no piso e o Custo Variável Unitário dela, o CVU dela, é um pouco acima do PLD.

Com isso, também, nós tivemos uma redução nas emissões de 2022. A gente hoje, diria que é gerador líquido de crédito. Se a gente pegasse a nossa quantidade de crédito gerado menos a emissão que a gente considera, as emissões na Companhia, a gente seria um gerador de benefícios de carbono para a sociedade.

A captação de água é muito ligada à operação da termelétrica. Em função da redução da atividade termelétrica no ano de 2022, a gente também teve uma redução no consumo de água significativa.

Em outro *front* do ESG, a diversidade, a gente traz esse indicador de mulheres na força de trabalho. Estamos trabalhando bastante com políticas afirmativas para trazer mulheres, principalmente na nossa área operacional.

Temos dois programas de destaque que a gente implementou nos últimos anos. Um que é a formação e treinamento de operadoras para as nossas eólicas. E agora também estamos fazendo o mesmo trabalho para a operação das nossas hidrelétricas e nas áreas próximas às nossas usinas. E o nosso programa nacional de *trainees* do sexo feminino, engenheiras que já se agregaram ao nosso time de operações.

Hoje, quando a gente olha a nossa força administrativa, ela já é 50/50, mas a gente ainda tem, na área de operação, uma carência de talentos femininos. Mas não basta se resignar com essa situação. A gente tem que buscar maneiras de introduzir a mão de obra feminina também na área de operação.

Com relação aos nossos investimentos sociais, a gente tem uma métrica que é o percentual de recursos investidos em responsabilidade social dentro dos nossos recursos incentivados e a gente, em 2022 também, alcançou 100%. Essa é a nossa meta: gastar os recursos incentivados, sejam eles da lei da cultura, sejam eles da lei do esporte, do PRONON e do PRONAS, da acessibilidade. Então, esses recursos, a gente tem o objetivo de utilizar em projetos que também vocês podem encontrar informações em nosso relatório de sustentabilidade, no nosso site e no YouTube, projetos muito, muito bacanas e inspiradores.

Vamos para o próximo slide. Mais um. Falando um pouco da estratégia de comercialização. Vocês já conhecem bem: a gente busca a diversidade nos vários segmentos da indústria e do comércio. Temos hoje uma concentração num ramo bastante diversificado, que é alimentos e siderurgia, até pela importância dessa atividade no consumo. É uma atividade eletrointensiva, de grande consumo. Mas a gente busca diversificação de risco, sempre mantendo um limite máximo de exposição a um determinado segmento.

Também dentro da visão de diluição de risco, a gente tem um sistema de comercialização onde a gente está sempre no mercado vendendo energia e buscando aos poucos ir aumentando o nosso percentual de contratação, e é isso o que a gente vê no slide, na parte esquerda, onde nosso balanço de energia para 23 é totalmente vendido. Estamos com exposição muito baixa, ou zero — residual só —, em relação ao baixo preço no mercado *spot*.

Em 24, nós temos 6% da energia disponível para venda, ainda sem estar contratada, mas é um percentual bastante pequeno. Aos poucos ela vai crescendo, porque, à medida que os anos vão seguindo, a gente tem contratos que vão vencendo. Lembrando que a gente tem no Mercado Livre contratos sendo feitos numa média de cinco anos, 4 ou 5 anos, de duração. Então é natural que aos poucos os nossos contratos no Mercado Livre estejam vencendo e a gente tenha que recontratar.

Temos uma situação confortável durante este período que a gente está vendo de excesso de oferta e um alto nível de contratação a bons preços, mas preocupa olhar para a frente e ver preços hoje no mercado, já foi anunciado várias vezes na mídia, abaixo do custo marginal de expansão. É uma situação que a gente está vivendo hoje, mas a gente espera que, com crescimento industrial e com a frustração de alguns projetos que a gente entende que não vão se viabilizar com preços baixos, esses preços tendem no médio e longo prazo ao custo marginal de expansão, que a gente entende ser, para energias renováveis não convencionais, da ordem de R$ 200/KWh.

Vamos seguindo para o próximo slide: Estratégia de Comercialização. A gente tem focado bastante na preparação da Companhia para a abertura de mercado. Tivemos uma redução no número de clientes em 2021, numa condição de 2021 com uma hidrologia muito ruim. Então a gente acabou buscando mais segurança e, como a gente fala, *flight to quality* nos nossos clientes. Então, em 2022, o ambiente de comercialização, ele segue normal, mas a gente está se preparando e vai enfrentar um crescimento bastante grande no número de clientes em função da abertura do mercado a partir de 2024.

Já estamos fechando vários contratos para esses consumidores que se tornam livres em 2024 e por isso a importância das nossas plataformas digitais e *low touch*, para que a gente tenha um custo de transação muito baixo e seja bastante competitivo.

Vamos seguir para o próximo slide, da expansão. Falando de expansão, a gente traz o relatório de Santo Agostinho. Santo Agostinho, a primeira máquina entra em operação agora, no primeiro trimestre de 2023, e a gente vai, gradualmente, entrando em operação. É um projeto de 434 MW no Rio Grande do Norte, e o projeto vai agregar, até o final do ano ou o início do ano que vem, essa capacidade instalada total.

Vamos seguindo. Em transmissão, Novo Estado. Nós temos uma informação bastante importante. Hoje, a construção está totalmente executada. A gente tem 99,2% executados até o final do ano passado e agora, na data de hoje, a gente tem 100% da obra executada e estamos programando a operação, a energização da última parte da linha, que vai efetivar 49% da RAP do projeto agora, no dia 25 de fevereiro. Então, no final de semana sem ser esse do carnaval, o próximo, a energização da última parte da linha acontece, e aí a gente passa para ter a linha totalmente operacional.

É um marco bastante importante para a gente, porque permite que a gente demonstre a nossa capacidade de execução e a capacidade de entrega da estratégia nossa de levar energia sustentável e limpa para os mercados consumidores. A transmissão tem esse papel para nós.

Mais um projeto. Esse projeto é um projeto marginal ali na subestação Itacaiúnas, uma expansão que a gente ganhou em um leilão no ano passado, e ele encontra-se já na sua fase de contratação de fornecedores. Com, aliás, os fornecedores já contratados, e o início de implantação está ocorrendo agora, nesse primeiro trimestre de 2023, a mobilização das equipes. É um projeto em que o CAPEX da ANEEL foi de R$ 110 milhões, mas a gente teve uma redução significativa na contratação.

Vamos lá. Mais um projeto eólico em implantação, o Assuruá. A gente já mencionou isso:

ele encontra-se na fase de assinatura dos contratos e a gente assinou um financiamento com o BNDES, e a ideia é a previsão da licença de instalação para agora, no início de 2023. Vamos dar mais notícias sobre a instalação desse projeto à medida que a gente evolua com essa licença e com a mobilização das equipes no *site*.

No projeto fotovoltaico de Assú Sol, a gente tem a Licença Prévia e os contratos fundiários já firmados, os contratos de fornecimento estão em processo de execução e a previsão é, no segundo trimestre de 2023 a gente tenha condições para iniciar a contratação, a construção desse projeto.

Quando a gente fala em expansão, a expansão na Engie Brasil Energia, a gente sempre traz Jirau. Jirau, vocês lembram, é um projeto que foi iniciado e construído pela controladora, a Engie, aqui no Brasil, e, em algum momento, ele deve ser transferido, essa participação de 40% no projeto, para a Engie Brasil Energia. A gente teve um evento bastante importante no ano passado, que foi a revisão da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Caiu da ordem de 35%. Com isso, o projeto, na verdade, a usina, a SPE, passou a ter uma geração de caixa e isso, na minha percepção, é um sinal de que o projeto começa a atingir um nível de maturidade que possa permitir uma discussão da internalização desse projeto.

Nada ainda sinalizado pelo controlador, mas a gente traz essa informação de que, a qualquer momento, isso pode ser trazido para que a gente possa discutir e, dentro da nossa governança de ativos, vai passar pelo Comitê de Partes Relacionadas, formado pela maioria dos minoritários, com assessoria de empresas de renome e bancos de investimento, para nos ajudar a definir o valor justo da transação.

Lembrando, nós tivemos no ano retrasado, uma transação feita com dois ativos solares que tinham sido construídos por uma empresa que o Grupo adquiriu a nível global. A gente teve uma boa transação, trazendo retornos bastante condizentes com os riscos da operação, para a aquisição de Floresta e Paracatu. A gente espera a mesma abordagem, como sempre, dando segurança aos minoritários, que as transações são feitas de forma justa.

Próximo slide. Em projetos em desenvolvimento, a gente tem hoje um *pipeline* de 1,8 GW, em muitos projetos que seriam complementares aos nossos projetos já existentes, tornando-os híbridos. Eles têm uma vantagem comercial futura, mas, em um ambiente de baixos preços, a gente deve provavelmente retardar um pouco as tomadas de decisão. Vamos esperar que o mercado se regularize para que a gente possa executar esses projetos que a gente chama de *greenfield*.

Nesse meio-tempo, muito provavelmente, se a gente quiser continuar crescendo e usando o capital de geração de caixa, o capital que a gente tem disponível, a gente deve buscar algum tipo de aquisição contratada, que a gente possa gerar valor, que a gente possa, de alguma maneira, utilizar sinergias com os nossos ativos, a nossa competência operacional e a nossa excelência técnica.

Vamos seguir. Aí a gente passa para o desempenho financeiro. Vou passar para o Malta a partir daí, e a gente volta a falar daqui a pouco.

SR. MARCELO MALTA: Obrigado, Sattamini, e bom dia a todos. Esse slide mostra alguns dos indicadores da nossa performance financeira. Como pode ser visto, temos apresentado altos níveis de retorno sobre o patrimônio líquido e sobre o capital investido. 2021 foi um ano de exceção, visto a redução do nosso lucro, motivada principalmente pelos impactos financeiros negativos sobre a nossa dívida.

No quadro à direita, a gente relaciona alguns indicadores de performance de 2016 a 2022. Investimos cerca de R$ 25,7 bilhões, com a alavancagem de 75% desses investimentos. A nossa capacidade própria foi elevada em 21%; destacando renováveis, um crescimento de 36%. No período, adquirimos uma participação na TAG, entramos em transmissão. Como o Sattamini mencionou, na próxima semana atingiremos a totalidade da implantação desses ativos, o que vai nos gerar uma RAP em 2023 de algo em torno de R$ 620 milhões.

Nosso Ebitda no período cresceu 108%, e o nosso lucro 65%. Pagamos entre dividendos e juros sobre capital próprio R$ 13,8 bilhões.

Esse slide mostra a evolução da nossa receita operacional. Alguns impactos significativos. O primeiro foi a elevação de preço em 11,5% e do volume de venda de energia de 4,3%.

Na CCEE, tivemos um impacto negativo na nossa receita, mas, por outro lado, também tivemos uma redução de custos no valor de R$ 461 milhões, o que nos levou a uma elevação do nosso Ebitda, de cerca de R$ 250 milhões. Isso deve-se principalmente à combinação de aumento do GSF — ele passou de 0,73 para 0,85 em 2022 — e também a redução do PLD, que, em média, ficou em R$ 60 no ano de 2022.

Na operação de *trading*, também tivemos redução na nossa receita, mas também tivemos um decréscimo do nosso custo com operações de *trading*, o que gerou um impacto

negativo de somente R$ 2 milhões no nosso Ebitda. Isso deve-se principalmente à marcação a mercado dos nossos contratos de *trading*.

Quanto à transmissão, nós temos uma regra contábil específica para o registro da receita e custo de transmissão. A nossa receita, ela corresponde ao nosso CAPEX mais uma margem, além da remuneração do ativo financeiro vinculado à transmissão. Nós tivemos também uma redução de custos de transmissão, de R$ 1.424 milhões, o que nos levou a uma variação positiva no nosso Ebitda, de R$ 291 milhões. Só ressaltando que, à medida que a obra avança, nós temos uma redução do custo e da receita de construção dos ativos.

Esse slide mostra a performance financeira da TAG. Ela fechou o ano com um lucro de cerca de R$ 2,2 bilhões. Isso representa uma elevação de quase R$ 600 milhões. A nossa participação sobre esse lucro foi de R$ 727 milhões, o que representa uma elevação de R$ 125 milhões em relação ao ano anterior.

Esse slide traz a evolução do nosso Ebitda. Como mencionado pelo Sattamini, o *impairment* de Pampa Sul e o resultado da alienação de Jorge Lacerda estão registrados nesse Ebitda de 2021, então nós desconsideramos nesse Ebitda e chegamos a um ajustado de R$ 7.217 milhões. Outro ajuste que nós fizemos foi o expurgo dos impactos de transmissão no nosso resultado. Esses impactos são principalmente econômicos e, na evolução do Ebitda, consideramos a RAP.

As principais variações apresentadas nesse ano de 2022 foi o acréscimo de preço e volume, como já mencionei; a RAP de transmissão, que, no ano, foi de R$ 348 milhões — como citei, em 2023 ela passa para R$ 620 milhões; na CCEE, como já mencionado, nós tivemos um acréscimo do Ebitda de R$ 247 milhões; tivemos uma redução do custo do carvão por conta da venda dos ativos de Jorge Lacerda; a equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG, como já mencionado também, nos levou a um acréscimo do nosso Ebitda, de R$ 125 milhões.

Tivemos um aumento do volume de compra de energia. Esse aumento decorre principalmente da aquisição de energia de Diamante. Essa operação, ela foi contratada quando da venda do ativo.

O impacto do GFOM, como já mencionado pelo Sattamini, de quase R$ 1,6 bilhão. Se nós expurgarmos esse efeito do nosso Ebitda do ano passado, como já citado também, nós teríamos uma elevação do Ebitda em 2022 de cerca de 24%.

Aqui, a evolução do nosso lucro. Da mesma forma que fizemos no Ebitda, também expurgamos o efeito do *impairment* — aqui líquido de Imposto de Renda e Contribuição Social —, chegando a um lucro ajustado de R$ 2.369 milhões.

A principal variação no ano, como já citado também, é a redução da nossa despesa financeira, motivada principalmente pela combinação da redução dos índices de inflação e também da elevação do CDI e da TJLP.

Aqui nós mostramos a evolução da nossa dívida e da alavancagem desde 2019. Um crescimento importante da nossa dívida. Em 22, nós tivemos uma redução de cerca de R$ 1,8 bilhão motivada pela reclassificação da dívida de Pampa. Como nós vendemos o ativo, a regra contábil estabelece a necessidade de uma reclassificação da dívida para contas de ativo e passivo disponíveis para venda.

Isso motivou a redução da nossa relação dívida bruta/Ebitda. Por outro lado, tivemos uma elevação dessa relação da dívida líquida/Ebitda, e a principal motivação para isso foi um consumo expressivo do nosso caixa em 2022, motivado principalmente pelos investimentos realizados e também pelos dividendos distribuídos.

Esse slide traz a evolução e o perfil de composição da nossa dívida. O primeiro gráfico mostra o cronograma de pagamento bastante equilibrado. O *duration* da nossa dívida fechou em 7 anos e 6 meses. No ano de 21, ele foi de 6 anos e 9 meses.

No quadro à direita, nós mostramos a composição da dívida por indexador, destacando a composição expressiva de IPCA. Temos também TJLP sobre as dívidas contratadas com o BNDES e o CDI, que é um indexador de dívidas de mais curto prazo. Lembrando que, a dívida indexada ao IPCA, ela está “hedgeada” pelos nossos contratos de venda de energia, que são quase que na totalidade indexados ao IPCA. O custo nominal da nossa dívida fechou em 11,4% ao ano, o que equivale a IPCA + 5,3%.

Aqui, demonstramos o valor do nosso investimento desde 2019 e a previsão de investimentos até 2025. De 19 a 22, investimos cerca de R$ 15 bilhões. Em 2023 e 24, temos a expectativa de investimento de R$ 12 bilhões, principalmente nos projetos de Santo Agostinho, que já está em implantação; e Serra do Assuruá e Assú Sol, que estão em estágio inicial de construção.

Aqui, nós temos o histórico de dividendos pagos. Como já mencionado pelo Sattamini, aprovamos no dia de ontem no Conselho o pagamento da totalidade do nosso lucro líquido, o que vai representar um *dividend yield* de 8,1% ao ano.

Com isso, encerro essa parte financeira da apresentação e retorno a palavra para o Rafael.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, Malta. Temos algumas perguntas aqui. Eu vou começar. A primeira pergunta chegou da Maria Carolina Carneiro, analista *sell side* do Credit Suisse. Na verdade, são duas perguntas.

A primeira é relacionada à comercialização durante o quarto trimestre, porque, segundo a análise deles da evolução do nosso balanço de energia em relação ao que apresentamos no terceiro trimestre, eles identificaram vendas acima. E, realmente, isso aconteceu: acima de 200 MW médios entre os anos 2023 e 27.

Ela gostaria que, se vocês pudessem comentar sobre como anda o mercado de energia — liquidez, preços e prazos. É aquela pergunta que é o foco no momento. Pessoal, Sattamini e Malta, fiquem à vontade.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Deixa comigo. Deixa comigo essa. Obrigado pela pergunta, Carol. Basicamente, a nossa estratégia é de, na hora em que a gente vê uma pressão baixista de preço, e a gente estava vendo isso acontecer com uma melhoria da hidrologia e com a continuidade dessa hidrologia favorável no ano de 2023, uma possibilidade de os preços de 23 e 24 estarem afetados por esse efeito. E, com isso, a gente acelerou as vendas, para que a gente pudesse… Se a gente olha hoje, se eu tivesse retido esses 200 MW no meu portfólio, eu teria perdido valor para a Companhia. Então a gente olhou naquele momento e entendeu que, apesar dos preços não estarem favoráveis, seria o momento de vender para que a gente não tivesse uma deterioração maior da energia do nosso portfólio.

Lembra que a estratégia da Companhia é sempre vender. A gente precisa estar vendendo o nosso portfólio ao preço de mercado — obviamente, a gente busca o melhor preço de mercado —, e a gente acelera ou desacelera em função das nossas percepções de variações de preço. Então é esse o efeito.

Eu diria que foi uma bela estratégia do nosso pessoal de portfólio, antevendo essa queda no preço. A gente precisa trabalhar o mercado agora para que os preços voltem a níveis que justifiquem investimentos. Vamos trabalhar para isso, mas a gente, enquanto isso não acontecer, vai continuar vendendo dentro da estratégia normal da Companhia.

Tem outra pergunta, Rafael?

SR. RAFAEL BÓSIO: Tenho. A pergunta na sequência é sobre o aumento de custos identificado no trimestre, Sattamini, custo de pessoal e SG&A, e ela gostaria de um comentário sobre essa variação no trimestre.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Trimestre a trimestre, ou ela está falando no trimestre em relação ao ano?

SR. RAFAEL BÓSIO: Trimestre ano a ano, 4T21 e 4T22.

SR. EDUARDO SATTAMINI: O trimestre ano a ano é fácil a gente explicar. A nossa atividade, a empresa está crescendo. Então, quando a gente olha o crescimento de 23,4% no Ebitda, a gente tem novas operações se iniciando, muitas delas iniciando a operação ainda não desmobilizando o pessoal de implantação, então é natural que a gente tenha maiores custos de pessoal na operação.

Quando a gente fala de SG&A, a gente tem uma parte justificada pelo crescimento do nível de atividade. Eu tenho, marginalmente, um crescimento, mas eu tenho um elemento importante, que é a preparação da Companhia para esse novo momento de mercado e, aí, formação de equipe, aumento no número de vendedores, um investimento sendo feito em tecnologia para atender à abertura de mercado.

E não só isso. A gente também teve um ano bastante bom, o ano de 2022, e, com isso, a gente vai pagar participação no lucro dos resultados para os funcionários, a gente vai pagar bonificação para os funcionários, e o bom resultado também traz uma provisão para as bonificações que vão ocorrer no ano seguinte. Esses seriam os principais elementos.

Vocês sabem que, Carol sabe bastante que a gente cuida muito de custo aqui e a gente tem uma performance de custo bastante boa. Mas, à medida que você cresce, à medida que você tem bons resultados, esses custos acabam tendo que aumentar de forma nominal, mesmo que representando um aumento considerado significativo por você, que tenha te chamado a atenção.

SR. MARCELO MALTA: Só complementando, Sattamini, acho que vale ressaltar que a nossa relação custo e ESG&A sobre o Ebitda tem se reduzido ao longo dos anos. Isso mostra a eficiência de gestão de custos e despesas da Companhia.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado, Malta. Muito bem notado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito. Obrigado, pessoal.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Talvez a gente possa fazer, numa próxima apresentação, um gráfico demonstrando isso. Não é, Malta?

SR. RAFAEL BÓSIO: Essa evolução, não é?

SR. MARCELO MALTA: Sim. Isso a gente mostra com frequência internamente, para os nossos controladores inclusive, não é Satta?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Exatamente.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito. A próxima pergunta vem do Guilherme Ferreira Vieira. Ele é nosso acionista pessoa física. Ele diz: "Bom dia. Levando em consideração a competitividade crescente nos leilões de transmissão, a visão da Empresa é se manter competitiva nesses leilões ou direcionar novos investimentos para as outras áreas?". Esse é o questionamento.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Então vamos lá. Em transmissão, é verdade, a gente vê uma grande competição, um *bid* bastante agressivo. Eu diria que, se a gente olha numa perspectiva de prazo um pouco mais longo, até nesse último leilão, eu entendi que o nível de agressividade até reduziu, apesar de ainda ter *players* bastante agressivos.

E isso é normal. No setor de transmissão, a gente vê ciclos de preços menos atrativos e de preços mais atrativos. A gente tem uma disciplina financeira muito grande e a gente vai até onde a gente entende que o investimento vai trazer retorno e criar valor para o nosso portfólio de negócios.

E a gente, nesse último leilão, já foi bem mais competitiva: ficou ali em terceiro, tendo uma briga por alguns dos lotes em que a gente participou bastante acirrada entre os ganhadores. E talvez, num leilão próximo agora, num leilão bastante grande de junho,

com R$ 16 bilhões de CAPEX da ANEEL, a gente talvez tenha alguma oportunidade. Tem alguns lotes bastante grandes.

A gente vê que alguns dos *players* que concorrem conosco nesse mercado estão se desfazendo de ativos. Ou seja, ou isso é uma aversão ao risco local, ou de redução da exposição ao risco Brasil, ou uma necessidade de geração de caixa.

Então pode ser que a gente encontre um momento bom para que a Companhia capture oportunidades rentáveis dentro do setor de transmissão, que a gente entende ser importante para o país, importante para o desenvolvimento das renováveis, porque ele, na verdade, traz renováveis para próximo do mercado consumidor. A transmissão, essa é a principal função dela, e a gente entende que as oportunidades aparecerão.

A gente tem um leilão de tamanho bastante bom agora em junho, e no final do ano há também um leilão de valores significativos. Vamos continuar orientando a nossa equipe, trabalhando para que a gente tenha bons projetos e, sempre lembrando, com bons retornos.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, Sattamini. A próxima pergunta vem do Arlindo Souza, analista *sell side* da TC: "Poderiam comentar um pouco sobre os *drivers* e planos de crescimento da TAG, dado o marco legal de gás e necessidade de infraestrutura no setor?". Sattamini.

SR. EDUARDO SATTAMINI: A TAG tem uma base de ativos que foi avaliada na tomada de decisão de aquisição de TAG que, por si só já era e já apresenta um resultado bastante bom, um resultado crescente, até porque, o endividamento adquirido para a aquisição do ativo, ele tem um prazo relativamente curto de amortização — se eu não me engano, são sete anos —, então a gente, de qualquer maneira, verá um crescimento do resultado e a gente está tendo um resultado ainda melhor do que o esperado.

Mas, sim, os *drivers* de crescimento são o aumento do consumo de gás no país e o uso industrial, um aumento no uso industrial, que é a principal aposta nossa. A gente terá gás nacional em abundância, com o desenvolvimento dos campos, principalmente de pré-sal.

Com isso, a gente vai ter novos entrantes e um mercado mais dinâmico. A saída da Petrobras traz um dinamismo maior e novos entrantes, com instalações e a infraestrutura necessária para administrar uma malha maior, uma malha com maior nível de complexidade de operação. Com isso, as oportunidades surgirão.

Temos já alguns investimentos, conexões de alguns terminais de novos clientes, e isso, à medida que o mercado caminhe e o número de agentes aumente, isso vai aumentar também essas oportunidades para a TAG.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, Sattamini. A próxima pergunta é de um acionista pessoa física, o André Oviedo. Ele pergunta se há alguma perspectiva de diminuição pontual do *payout*, tendo em vista os robustos investimentos previstos para 2023 e 2024. Sattamini e Malta.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olha, nós não temos expectativa neste momento de fazer uma redução no *payout*. A gente vem efetuando um *payout* da ordem de 100% nos últimos anos. Se a gente olhar os últimos dez ou doze anos, o *payout*, em pouquíssimas ocasiões ele foi abaixo de 100%. Se não me engano, são três anos.

Um deles que foi em um ano onde a gente teve um efeito não caixa, que foi o GFOM, em que a gente, então, distribuiu 100% do resultado caixa e depois, no ano seguinte, compensou isso. Então, de uma certa maneira, a gente tem conseguido crescer pagando 100% dos dividendos.

Hoje, a gente ainda tem um nível confortável de endividamento, dentro dos nossos *covenants*, e não vemos nenhuma razão, hoje, para que a gente modifique essa política. Lembrando que pode acontecer, caso a gente tenha um volume grande de investimentos ou um aperto eventual de mercado em que a gente entenda ser prudente a gente reduzir o *payout*, como aconteceu em algumas fases, principalmente em 2014, quando a gente teve uma crise política. Em 2015, a gente também abaixou, mas em 2015 foi o caso do GFOM. Mas, quando há uma crise, a gente tende a preservar caixa e preservar a saúde da Companhia e esperar a crise passar para que a gente possa retornar à política de *payout* de 100%. Então hoje, sendo curto, a gente não vê razão para tal.

SR. RAFAEL BÓSIO: OK, Sattamini. Eu vou agora pular uma pergunta, porque há uma pergunta relacionada, também sobre dividendos, que vem de outro acionista pessoa física, o Samuel Sampaio de Sousa. Ele faz algumas considerações perguntando por que a Companhia não tem uma remuneração ao acionista política. Acredito que ele queira dizer por que a nossa política de pagamento de dividendos não é de uma forma mais

regular; ele menciona como “trimestralmente”, com datas especificadas, datas definidas, para que o investidor pessoa física tenha maior previsibilidade desses prazos. Não sei se quer comentar, Sattamini, a questão da gestão de caixa.

SR. EDUARDO SATTAMINI: A nossa política é pagar, normalmente, duas vezes; quando a gente tem pagamento de juros sobre capital próprio, a gente paga três vezes; e de acordo com o caixa da Companhia. Ela não varia muito, não. A gente só não paga trimestral. Pagar semestral é como se a gente fosse uma NTN-B. A gente não vê a necessidade e razão, até porque a gente não tem um resultado trimestral uniforme. A gente é uma empresa que tem variações de preço no mercado, a gente tem variações de alocação de energia.

SR. RAFAEL BÓSIO: Sazonalidade.

SR. EDUARDO SATTAMINI: O resultado, ele acontece de forma não uniforme ao longo do ano. Então a gente acha que pagar duas vezes por ano atende à maior parte dos nossos acionistas.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito. Obrigado, Sattamini. Deixa eu marcar esse aqui como respondido.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu prefiro pagar 100% duas vezes do que pagar 25% três vezes, ou quatro, no ano.

SR. RAFAEL BÓSIO: A próxima pergunta vem do Henrique Peretti, analista ***sell side*** do J.P. Morgan, e é bom para a gente fazer um contraponto e esclarecer a nossa estratégia de crescimento, Sattamini. Ele pergunta, para comentar sobre a nossa estratégia de comercialização para o projeto Assú Sol. Ele pondera que estamos vendo um *breakeven* do projeto acima de R$ 200/MWh e os preços do ACL, mesmo com subsídio, estão bem abaixo desse patamar. Portanto, segundo ele, seria difícil justificar o desenvolvimento desse projeto nesse momento. Ele quer as nossas considerações.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá. O Peretti tem razão e a gente, na hora de aprovar esses projetos, a gente levou em consideração que a gente teria um período inicial onde a gente teria uma geração de caixa inferior à média do projeto, mas importante na tomada de decisão para um projeto que fará jus a um subsídio de tarifa fio. Ou seja, ele é um projeto que, se eu não fizesse agora, eu ia fazer alguns anos mais adiante e ele teria uma competitividade menor no mercado.

Então qual foi a ideia? Eu vou fazer os projetos agora, mesmo que, nos primeiros anos, a gente se contrate por um prazo menor dentro da nossa carteira. Lembrando que esses projetos representam pouco mais de 5% ou 6% da nossa energia, da nossa carteira total de contratos do ano de 2022; ou seja, suportável para que a gente pudesse desenvolver descontratado, sabendo que nos primeiros anos a gente teria preços mais baixos e que depois a gente recuperaria, porque o sistema não suporta crescer a preços inferiores ao custo marginal de expansão.

Isso é natural: o investidor não se sentirá motivado a agregar nova capacidade no sistema se essa capacidade não for remunerada de forma adequada. Então esse preço deve voltar e, para nós, deve voltar ao patamar mais o benefício fio que a gente pretende capturar.

Esse benefício fio vai aumentar à medida que novas camadas de clientes sejam liberadas para o Mercado Livre. A gente liberou agora a totalidade da alta-tensão e a gente vai liberar, em algum momento, também a baixa tensão.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito, Sattamini. Obrigado. Mudando um pouco de assunto agora, duas perguntas de acionistas pessoa física, o Daniel Fernandes e o Tiago Panza, sobre projetos de hidrogênio. Eles perguntam como a Engie está se preparando para o mercado de hidrogênio verde e quais as perspectivas desse mercado, quais as perspectivas que a gente enxerga para esse mercado. Sattamini.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Esse mercado hoje é um mercado bastante incerto ainda para nós. É um mercado que, quando a gente olha o hidrogênio verde, ele ainda tem algumas questões em relação à competitividade contra o hidrogênio cinza. A gente vai precisar de ações governamentais para o desenvolvimento desse mercado, tanto a nível Brasil quanto a nível global, incentivos para que os consumidores passem a usar hidrogênio verde.

E a gente pode dizer que o Brasil tem uma situação muito favorável para o desenvolvimento. Nós temos energia verde abundante e complementar, se a gente olhar eólica e solar, que permite que você tenha, e ainda tem hidrelétrica, que também é renovável, ou seja, que permite que você opere 24 horas com energia renovável para a geração de hidrogênio, otimizando o fator de utilização da planta. E ainda mais com a mudança. Hoje a gente vive uma situação no Brasil completamente diferente da situação dos demais países do mundo, que tem uma grande base fóssil na sua matriz. Os preços hoje no Brasil estão abaixo do custo marginal de expansão, enquanto, em outros países, a gente vê uma situação oposta, com o preço de energia muito elevado.

Então a gente vê o Brasil como uma grande oportunidade. Talvez o que vá acelerar o desenvolvimento do hidrogênio aqui no Brasil seja essa situação de excesso de oferta que a gente tem e isso passe até a ser um elemento de regulação no nosso próprio mercado. À medida que você tenha uma demanda acontecendo através de hidrogênio, pode ser que, essa sobre-oferta, ela seja consumida mais rapidamente. Mas ainda tem dúvida. Precisa ainda de bastante conversa com relação ao apoio governamental, regulamentação etc.

A gente vê com bons olhos. Como é que a gente está se preparando para isso? A gente tem um time global de hidrogênio que está olhando tecnologia, olhando oportunidades; e, no Brasil, nós, dentro da Engie Brasil Energia, criamos um grupo no ano passado que está olhando alguns projetos e se preparando para capturar oportunidades. Então nós temos a perna aqui no Brasil, que está se desenvolvendo, e nós temos as equipes globais também olhando as oportunidades, os *offtakers*, para que a gente possa se inserir nesse mercado da melhor forma possível.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito, Sattamini. Obrigado. Agora, uma pergunta do Guilherme Lima, analista *sell side* do Santander. Ele pergunta sobre a transferência de Jirau, mas você já comentou que ainda não tem nenhuma sinalização do controlador para o início do processo de transferência, mas ele pergunta aqui, quando da transferência, quando ela acontecer, caso ela ocorra e quando ela acontecer, fazendo essa incorporação, se nós manteríamos um *payout* de 100% ou se isso poderia pressionar de alguma maneira o *payout*.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olha, pelo valor que a gente imagina, eu não acredito que seja um fator limitador. Lembra, a gente tem a possibilidade, dado que a aquisição é com o controlador — como foi feito lá em Estreito, em 2010 —, de efetuar o pagamento de acordo com a capacidade de geração de caixa da Companhia.

A venda não é feita porque o controlador precisa de caixa; muito pelo contrário. Até o controlador, ele hoje tem CAPEX sendo liberado em função de seus desinvestimentos em outras áreas — na área de serviços, principalmente na Europa. Então a gente não acha que a aquisição de Jirau, pelo valor e pela situação financeira do grupo, vá nos pressionar o caixa ou vai ter um perfil que venha a fazer com que a gente tenha que reduzir o nosso *payout*.

SR. RAFAEL BÓSIO: OK. Obrigado, Sattamini. Encaminhando para o final da nossa *call*, temos mais duas perguntas. A primeira em relação a M&A, Sattamini, no segmento de transmissão, se a Engie teria interesse em adquirir linhas de transmissão dos

concorrentes. E, com relação à TAG, se poderia aumentar sua participação na TAG ou investir em outra empresa de gás. Então, primeiro, o interesse em M&A em transmissão.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Primeiro, esse interesse em M&A em transmissão. Sim, a gente teve algumas situações onde a gente percebe que, na transmissão, M&A a gente tem uma competitividade menor. Quando a gente olha o valor agregado de um *player* estratégico num M&A de transmissão, ele é muito pequeno. O custo de operação de uma linha de transmissão, de um sistema de transmissão, é muito baixo. Então é muito mais uma questão de taxa de retorno requerida e custo de capital.

Quando você vai para fundos de investimento, com pessoas físicas dando suporte a esses valores, a gente acaba vendo que a nossa competitividade não é tão boa. Diferente de quando a gente está falando de operações mais complexas, onde você tem sinergias com os seus ativos e onde você tem competência técnica para a solução de problemas, como é o caso da geração, com a capacidade de comercialização, capacidade de geração do produto, capacidade de gestão, localização geográfica. Então é um pouco diferente.

Então não nos vejo com uma grande competitividade, apesar de quê, a gente olha. Em determinada situação, pode ser que faça sentido.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado, Sattamini. Uma última pergunta em relação à TAG é do nosso investidor Carlos Ary, da Stradios: "Bom dia. Sobre o perfil de dívida da TAG mencionado pelo Sattamini, dado o cenário de juros e câmbio no Brasil e o prazo mencionado de sete anos de *duration* — dos sete que quatro já se passaram, praticamente. Não é, Sattamini? —, há alguma previsão da Companhia, por intermédio da Engie, em repactuar tal dívida, fazendo um reperfilamento mesmo junto a credores?". É a re alavancagem do projeto.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Pode, sim. É uma possibilidade que está sendo levantada, da realavancagem. É sempre bom ter um sócio dividindo o custo total de capital e, obviamente, esses recursos seriam utilizados para o pagamento de dividendos adicionais ou para novos investimentos. Mas isso não tem nenhuma decisão tomada com relação a isso.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito, Sattamini.

SR. EDUARDO SATTAMINI: São coisas que a gente está avaliando, sim, mas não tem decisões tomadas.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado. Com isso, encerramos a sessão de perguntas e respostas. Eu devolvo a palavra para o Sattamini o Malta para fazerem suas considerações finais.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Malta.

SR. MARCELO MALTA: Pessoal, obrigado pela participação de todos. Sempre muito bom essa interação. Desejo um bom carnaval para todos vocês, e voltamos no próximo trimestre.

SR. EDUARDO SATTAMINI: É isso aí, pessoal. Queria deixar, mais uma vez, o meu agradecimento pela presença de vocês. Tivemos um número bastante grande de participantes e boa qualidade de perguntas. A mensagem nossa é que nós continuamos a crescer em qualquer ambiente e a gente está entregando resultados. E continuem conosco, que a gente ainda vai dar muita felicidade.

Um abraço e bom carnaval para vocês.