ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2022
09 DE NOVEMBRO DE 2022 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SR. RAFAEL BÓSIO: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do terceiro trimestre de 2022 da ENGIE Brasil Energia. Eu sou Rafael Bósio, gerente de relações com investidores da Companhia e informo que nesse momento as pessoas estão conectadas em modo ouvinte. Mais tarde quando abrirmos a sessão de perguntas e respostas aos participantes vocês poderão enviá-las pela ferramenta de Q&A do Zoom. Cabe lembrar que essa videoconferência está sendo gravada. Disponibilizamos em nosso site www.engie.com.br/investidores os arquivos da apresentação e release de resultados, além do ITR e demais documentos arquivados na CVM, onde são divulgadas em detalhes as análises das demonstrações financeiras do trimestre, dos resultados operacionais, avanços de implantação dos nossos projetos, entre outros fatores de destaque do período.

Antes de prosseguir, quero esclarecer 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 às mudanças.

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

Agora, eu passo a palavra ao Sr. Eduardo Sattamini para iniciar a apresentação. Sattamini, por favor, pode prosseguir.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olá, bom dia a todos. É com prazer que estou aqui mais um trimestre, passado aí esses nove meses e as eleições, estamos todos vivos. E nós passamos então a nossa apresentação no slide 05, por favor.

Bom, primeiro vamos falar dos destaques, destaques financeiros. No Ebitda ajustado teve no trimestre a trimestre comparado com o ano passado um decréscimo de 15,7%, mas nós

temos um elemento bastante importante que vocês verão do lado direito do slide, mais ou menos no meio, reconhecimento do GFOM do terceiro trimestre de 2021 foi R$ 372 milhões, ou seja, se a gente exclui esse fator do GSF que é um resultado recorrente, mas que pontualmente foi reconhecido naquele trimestre, a gente teria um Ebitda com uma evolução de 8% no trimestre e ao invés de 4,8 apenas no nove meses do ano a gente estaria indo para 13,2%. Isso mostra que a empresa continua a sua trajetória de crescimentos de resultados, e isso também reflete na primeira linha do lado direito, quando a gente olha o aumento de receita através do aumento de preços e do volume de vendas. O aumento de preço foi um pouco mais baixo do que a inflação do período, principalmente porque nós temos um aumento de volumes, e esse aumento de volumes em função da melhor hidrologia que a gente está observando em 2022. Quando a gente olha 2021 foi um ano mais crítico da hidrologia no Brasil desde as medições das séries de afluência dos reservatórios. E nós estamos tendo em 2022 uma hidrologia bastante favorável. Então isso faz com que o volume disponível para venda no curto prazo fique maior, e os preços de curo prazo também mais baixos. Então isso causa essa pequena redução que a gente observa aí em relação ao aumento de preço de doze meses e a inflação. Obviamente a gente observa que resultados da CCEE também são bastante favoráveis, exatamente por essa questão dos volumes em função da hidrologia. Quando a passa para o resultado a gente tem um resultado de 17,2% maior trimestre a trimestre, 19,2% maior se a gente comparar nove meses com nove meses, mas se a gente extrai esse efeito de GFOM a gente estaria falando de um aumento no trimestre de 97% em relação ao terceiro trimestre do ano passado. Basicamente efeito inflacionário sobre a nossa dívida. E aí a gente faz a correlação também do lado direito do slide, o resultado financeiro foi R$ 387 milhões mais positivo do que naquele trimestre de 2021. Outros pontos importantes aqui para a gente ressaltar, aumento de volume de compra de energia e o aumento, aliás, e a redução do volume de compras de carvão, de consumo de combustível, basicamente de carvão. Carvão, a redução do carvão basicamente é oriunda da venda de Jorge Lacerda, das usinas de Jorge Lacerda e também da manutenção ocorrida em Pampa Sul, que foi até ali meados de agosto, então parcialmente não houve despacho, não houve consumo de carvão de Pampa Sul no terceiro trimestre. Então, a gente teve menos R$ 83 milhões de consumo de combustíveis. Em contrapartida, quando a gente olha Jorge Lacerda, que a gente tem um contrato de aquisição de energia, que foi atrelado à venda do ativo, a gente está tendo uma compra de energia R$ 236 milhões a maior. 70% desse valor diz respeito ao CTJL, ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

A gente pode passar para o próximo slide, onde a gente vai falar dos outros destaques não-financeiros. Importante, a Companhia em setembro assinou a venda da usina Termelétrica Pampa Sul, localizada em Candiota, e a gente precisa agora passar as condições precedentes para poder fazer o *closing*, aprovação do BNDES, CADE, alguns elementos internos, e isso vocês vão olhar para os analistas que vai haver alguma reclassificação do ativo para ativo a ser vendido com algumas modificações nas linhas de classificação contábil desse ativo. Isso vai ter algum impacto na configuração do balanço

do trimestre, que pode ser notado pelos analistas. Tivemos um volume razoável de vendas no trimestre, 88 megawatts médios, entre 2023 e 2026, mostrando que a gente continua com a nossa atividade. Lembra, a gente tem uma política, e vocês vão ver mais adiante, de vendas de energia de todo ano, para anos futuros, visando ter um nível de contratação bastante elevado quando a gente se aproxima do ano. E essa é a estratégia que a gente continua fazendo, mesmo a gente sabendo que existe pressão baixista de preço nesse momento, mas que a gente está conseguindo ainda fazer vendas com preços razoáveis. No lado direito do slide a gente fala da assinatura dos contratos dos aerogeradores com a Vestas do Brasil, são 188 geradores, serão utilizados para a implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, maior parque único de geração eólica da ENGIE no mundo, 846 megawatts. Quando a gente fala em cluster, a gente tem um cluster maior na Bahia, ali onde fica Umburanas e Campo Largo (Campo Largo I e II), hoje tem aproximadamente 1,2 de GW instalado, mas esse como projeto é um projeto único, o maior que nós já desenvolvemos aqui no Brasil e é o maior da ENGIE no mundo.

Nós vamos passar então para o slide 07. A gente está também trazendo aqui como destaque a contratação dos fornecedores da Gavião Real. A Gavião Real é a subestação conectada a nossa subestação de Serra Pelada, nós ganhamos no último leilão de transmissão, e que por ser um ativo associado ao nosso ativo, podemos dar um desconto razoável também em função dessa proximidade das sinergias que nós temos ali. Com isso a gente, com o fechamento desses contratos a gente garante preço e prazos adequados compatíveis com as premissas que nós utilizamos no *business plan* para poder orientar o bid do leilão que ocorreu no trimestre passado. Nós tivemos também um importante evento nesse trimestre, que foi a Portaria do Ministério, que permite que os consumidores de alta tensão possam aderir o mercado livre a partir de janeiro de 2024. Um importante elemento, que a gente já vinha esperando, e que vai poder alavancar a nossa posição de comercializadora varejista e de aumentarem e retornar todo aquele investimento que andamos fazendo aí na digitalização, na criação de plataformas e canais de vendas, e a gente espera então a partir de 2024 estar totalmente operacional. Já estamos com as nossas plataformas. Mas *deploy*, utilizar essas plataformas mais efetivamente com um grande volume potencial de clientes que virão ao mercado livre. A gente está falando hoje na ordem de 15 mil unidades consumidoras no mercado livre. A gente vai passar para cerca de 120, 130 mil unidades, e aí a gente precisa então dessa digitalização, de toda essa automação no nosso processo de vendas para que a gente possa lidar com a gestão desses clientes, não só processo de venda, mas também de gestão do cliente, *back-office*, etc. Do lado direito a gente fala do Troféu Transparência, todo ano a gente tem garantida a qualidade das nossas demonstrações, e isso tem sido reconhecido por esse que a gente chama de Oscar da Contabilidade Nacional, que é organizado pela Anefac-Fipecafi. E um último fator de destaque importante aqui nessa página é a aprovação da distribuição dos dividendos complementares ao primeiro semestre desse ano. Então a gente já havia deliberado a distribuição de 55%, entendemos que a situação financeira da Companhia permite com tranquilidade que a gente eleve esse *payout* em mais 45%, alcançamos 100%

do lucro líquido distribuível no primeiro semestre de 2022. Então o pagamento agora será definido no momento oportuno pela Diretoria Executiva, isso foi aprovado então nessa última reunião do Conselho. Então a gente mais uma vez está aliando o crescimento das nossas atividades com dividendos, é uma característica única da ENGIE no mercado de geração, transmissão e infraestrutura de energia no país.

Na página 08 a gente traz como destaque que a ENGIE Brasil Energia e a ENGIE S/A endossaram a iniciativa da Corporate Knights e Global 100 Council, das empresas que se comprometem a agir perante as mudanças climáticas e apoiar o Acordo de Paris. Isso vai em linha com o que a gente vem demonstrando de ser líder em ESG no mercado brasileiro e vamos continuar sendo. E do lado direito a gente tem a aprovação da alteração da denominação da diretoria administrativa da Companhia para a Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, também fortalecendo o pilar sustentabilidade nos nossos negócios na direção de uma governança e sustentabilidade mais adequada, mais atual. Por fim a gente fala do evento Por Dentro da ENGIE, o que vai acontecer em 07 de dezembro a partir das 9 horas da manhã. Ele é aberto a todos via web e terá participação dos investidores institucionais e analistas de mercado presencialmente. Infelizmente a gente não consegue, tem cerca de 270 mil acionistas na ENGIE Brasil Energia, a gente não consegue trazer todos e atender a todos dentro da nossa sede em Florianópolis, então isso também responde aí a uns questionamentos que tivemos ao longo das últimas semanas, de pessoas que perguntaram por que alguns dos acionistas não podem participar. Podem sim, mas em função da indisponibilidade de espaço terão que participar via web. A gente até agradece bastante o interesse e estimula que os investidores individuais compareçam através da participação via web.

Passando para o slide 09, sobre os nossos indicadores de ESG, uma novidade que a gente trouxe esse ano, importante que esse elemento venha ser discutido com os nossos investidores. Continuamos na trajetória de capacidade instalada renovável, em 2023 é a nossa expectativa com a venda de Pampa que a gente alcance 100% de energia renovável no portfólio, mas a gente veio evoluindo aí nesses últimos anos com o percentual de energia renovável no nosso portfólio. A intensidade de emissões obviamente reduzida, reduzida por duas razões, venda de Jorge Lacerda e a segunda a manutenção de Pampa Sul, que também influenciam as emissões totais. Além das emissões totais também a captação de água, porque a captação de água é principalmente necessária para as nossas usinas termelétricas que foram vendidas e/ou estão no processo de venda. Em relação a força de mulheres na nossa força de trabalho, a gente também vem fazendo investimentos e crescendo e oportunizando às mulheres posições na Companhia, dentro de uma política afirmativa. Recentemente tivemos dois projetos importantes, a gente considera fundamental, que é a inserção da mulher, das mulheres, na área operacional da Companhia. É a área onde a gente tem menor presença, mas que a gente está fazendo projetos específicos para treinamento e captação de mão de obra feminina para operação das usinas como trainee de engenharia. Então operadoras, técnicas e engenheiras,

programas específicos para que a gente possa ter uma diversidade também, a gente hoje na parte administrativa da Companhia a gente tem aqui quase *fifty-fifty*, mas na parte operacional a gente ainda está por volta de 20%. Então a gente quer aumentar esse percentual e isso é fundamental que a gente tenha então políticas afirmativas. Com relação a investimentos de responsabilidade social nós temos um target de utilização de 100% das verbas incentivadas, isso aí é um target da nossa área de responsabilidade social. E a gente tem conseguido alcançar ano a ano, obviamente em função do lucro, isso é em função do lucro contábil, o volume de recursos, e isso as vezes varia com... desculpa, não lucro contábil, lucro fiscal, e isso varia às vezes com movimentação cambial etc. Então a gente deixa para alocar esses recursos sempre mais próximo ao quarto trimestre, a gente tem, a gente elege trabalho e elege os projetos durante o ano todo, para que a gente possa então alocar os recursos adequadamente, dentro do volume certo para a utilização máxima e eficiente dos recursos.

Vamos para o slide 11, comercialização de energia, sem grandes novidades aqui. A mensagem que a gente já deu no início da nossa conversa, nos destaques que a gente vendeu 88 megawatts/médios, continua a nossa estratégia de venda paulatina de energia de um ano futuro, visando sempre a gente ter um volume de contratação razoável para o ano que se aproxima. Então vocês podem olhar na parte esquerda do balanço ali, a gente tem 11% em 2022, 13% em 2023, 20% em 2024, é um volume de energia disponível bastante reduzido quando a gente olha que apesar da hidrologia favorável em 2022, a gente passou aí com períodos muito ruins de hidrologia que não necessariamente, que podem se configurar em anos futuros. Então a gente precisa ter um lastro de energia até pela nossa dependência grande, a nossa participação grande da hidro-geração no nosso portfólio. Ela está, essa dependência está diminuindo, à medida que a gente cresce em outras fontes renováveis como a eólica e solar, mas a gente ainda tem um percentual bastante significativo de energia hidráulica no nosso portfólio.

Na questão, voltando um slide aí, desculpa, na questão de volume de vendas para clientes livres a gente tem uma distribuição entre segmentos, com dois segmentos importantes para nós que é alimentos e siderurgia. Mas a visão é que a gente tenha limitado o risco específico de algum segmento industrial para que a gente não sofra problemas sistêmicos.

Vamos para o próximo slide, continuando na estratégia de comercialização de energia, a gente vinha numa evolução grande de unidades consumidoras, consumidores livres e volumes para esses mercados, com a crise hídrica em 2021 a gente teve que reduzir um pouco o volume destinado aos clientes livres, mesmo assim a gente teve, manteve um certo padrão em termos de quantidade de clientes. E a gente espera que nos próximos anos, com a abertura de mercado da alta tensão, que se deu aí através da Portaria Ministerial, que a gente tenha um crescimento significativo desses clientes, e a gente está se preparando para isso. A gente hoje atende cerca de 2,5 mil unidades consumidoras, e a gente está falando num mercado não só de 15 mil unidades consumidoras sendo

atendidas, mas de 120, 130 mil unidades aptas a estarem na alta tensão, consumindo energia convencional. A nossa participação de mercado é por volta de 10%, apesar da nossa geração ser algo em torno de 6%, estou mostrando a nossa força no mercado, no mercado livre a nossa força comercial. 35% da nossa receita operacional vem do mercado livre, isso quer dizer que a gente tem 65% das nossas receitas advindas do mercado regulado, com contratos de longo prazo, feitos na época dos grandes hidrelétricas, e algumas, também no início do processo, dos leilões de eólicas, e da participação de transmissão. Então a gente tem uma parte do nosso portfólio destinado a clientes livres, e uma parte do nosso portfólio mais estável, garantindo aí a resiliência dos nossos resultados no longo prazo. Bom, para esse slide é isso.

Nós seguimos então para expansão. A gente fala dos projetos eólicos em construção, Santo Agostinho. Santo Agostinho nós estamos com algum problema na cadeia de suprimentos da Siemens Gamesa, isso está impactando em algum atraso, mas dentro do portfólio a gente já ajustou a necessidade dessa energia, isso deve afetar um pouco a rentabilidade, mas a gente tem outros fatores que também melhoram o retorno. Então, principalmente impactos macro-econômicos. Então a gente tem, ainda está com um retorno bastante interessante nesse projeto. A mesma coisa no projeto de transmissão de Novo Estado, nós fizemos, vocês podem se lembrar que a gente em 2021 teve um acidente bastante grave, tivemos que paralisar a obra no trecho norte, substituir fornecedor, e a gente está seguindo com a construção e a previsão de entrada integral da Transmissora Novo Estado, que falta aproximadamente 45% da RAP, ocorrerá até janeiro do ano de 2023.

Próximo slide, slide 16, a gente fala de Gavião Real. A gente já antecipou aí que nós contratamos os fornecedores e a empresa empreiteira de construção civil, vamos seguindo dentro do nosso *business plan* e vamos trazer mais informação para vocês ao longo dos próximos meses. Assuruá é um projeto mais recente aprovado, onde a gente está aprovando a contratação então da Vestas como fornecedora desses parques, a gente já falou isso nos destaques. A previsão é que a gente inicie a construção em 2023 e a operação gradual vai ocorrer a partir do segundo semestre de 2024.

A gente volta a falar na expansão de Jirau. Jirau com a redução da TUST, a revisão da TUST que ocorreu nesse ano de 2022 ela, e com as melhorias operacionais que foram feitas nos últimos dois anos com a ida do Edson Silva para CEO de Jirau, nós estamos com um projeto agora gerador de caixa, menos dependente dos *sponsors* do projeto. E isso traz um pouco mais à tona a discussão de uma eventual transferência desse ativo para dentro da ENGIE Brasil Energia, como era a previsão original. Lembrando que isso tudo será feito dentro de uma posição *Arms Length* coordenada por um Comitê de Partes Relacionadas, com a voz dos minoritários, de forma econômica e adequada em termos de precificação para ambas as partes. Da mesma forma que a gente fez no ano passado na transferência dos dois ativos de solar, Floresta e Paracatu, e que também trouxe retornos interessantes para nós compradores e adequados para o vendedor. Então essa deve ser a tônica, imagino

que ainda não tivemos nenhuma sinalização do controlador para iniciar esse processo, mas a gente começa a enxergar, eu faço parte do *board* de Jirau, começo a enxergar uma possibilidade, já que o ativo agora é gerador de caixa, então traremos um ativo saudável para dentro do nosso portfólio.

19, slide 19, projetos em desenvolvimento, isso aqui para mostrar o pipeline de projetos que nós temos, então estamos investindo, estamos crescendo, e temos pipeline para continuar crescendo. Obviamente dependerá das condições de mercado, se a gente não tiver preço no ativo para desenvolver esses novos projetos, esses novos projetos vão ser mantidos na carteira para um desenvolvimento futuro. É importante que a gente tenha preços combatíveis com os preços, com o custo de desenvolvimento e implantação desses projetos. Hoje existe um pequeno *mismatch* em função do crescimento dos custos de matéria-prima, de logística etc., com relação ao preço que a gente vê hoje no mercado, tem um excesso de oferta que a gente consegue visualizar aí por alguns anos. A gente está bastante contratado nesses períodos. E a gente espera que isso seja eliminado através da compatibilização dos leilões futuros de energia, não havendo mais discriminação entre energia nova e energia existente. Eu acho que a gente hoje tem um modelo que permite essa modificação regulatória e que a gente tem solicitado ao regulador, ao Ministério, que a gente não tenha mais essa discriminação e que os leilões sejam leilões comuns para as duas energias. A energia, na verdade, é o elétron, então não precisa saber se é nova ou antiga, o importante é que ela seja gerada.

A gente então agora passa para o desempenho financeiro, o Malta vai conduzir vocês nessa parte da apresentação, e eu volto a estar com vocês daqui a pouco nas perguntas e respostas.

SR. MARCELO MALTA: Obrigado Sattamini. Bom dia a todos, então esse slide mostra a nossa performance financeira, continuamos com elevados níveis de retorno sob patrimônio líquido e retorno sobre capital investido também. Isso é fruto da nossa disciplina financeira e da alocação eficiente de capital que temos praticado. O quadro à direita a gente demostra um pouquinho aqui do nosso histórico de performance, a gente vem mostrando isso a cada trimestre. Então nesse período de 2016 a 2021 investimos algo em torno de 22 bilhões de reais, com uma alavancagem elevada, que chega a cerca de 82%. A nossa capacidade instalada própria total ela aumentou em 17%, ela só não foi maior em função da venda dos ativos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, e aumentamos a nossa capacidade instalada em renováveis em 34%. Adquirimos no período a TAG, um percentual de 32,5%, entrando no mercado de transporte de gás. Entramos também na operação de transmissão, com a construção de duas linhas, a primeira é Gralha Azul, já concluída, e Novo Estado que está em fase de construção, com expectativa de conclusão, como o Sattamini disse, no primeiro trimestre de 2023. Nosso Ebitda ajustado cresceu no período 113% e o lucro em 34%, eu acho que ressaltando que a elevação desse lucro ela só não foi mais significativa em função dos *impairments* que nós constituímos pelos ativos de Jorge

Lacerda e Pampa Sul. E distribuímos dividendos e juros sob capital próprio nesse período de um pouco mais de 11 bilhões de reais.

Aqui nós demonstramos a nossa evolução da receita operacional líquida. Alguns desses impactos já foi mencionado pelo Sattamini, a elevação da receita por conta de preço e volume de energia, como já citado, tivemos uma elevação de 8% no nosso preço médio e um crescimento de volume de 9,3%. Remuneração dos nossos ativos financeiros das usinas hidrelétricas de Jaguara e Miranda teve um impacto negativo num período comparativo por conta da redução dos índices de inflação nesse trimestre. Na CCEE, na receita, tivemos um efeito negativo de R$ 109 milhões, mas vocês vão verificar que no Ebitda tivemos um impacto positivo de R$ 188 milhões. Nas operações de trading também tivemos uma queda do volume de operações de trading no período, mas no Ebitda o impacto foi positivo em R$ 4 milhões de reais. A receita de transmissão ela caiu R$ 677 milhões, mas vamos verificar lá no Ebitda que o impacto líquido foi de R$ 229 milhões. E aqui eu acho que cabe ressaltar que esse efeito dos ativos de transmissão no resultado ele é somente econômico, ele é fruto de adoção de uma prática contábil, específica para os ativos de transmissão, e no *bridge* de Ebitda nós vamos fazer uma avaliação desconsiderando esses impactos dos ativos de transmissão e incluindo a RAP que nós tivemos no período.

Nesse slide nós mostramos a performance financeira de TAG, ela teve entre os trimestres um lucro de R$ 50 milhões de reais superior, e a motivação para essa elevação do lucro é basicamente o reajuste das tarifas auferidas pela TAG, quase que a totalidade da receita está indexada em índices de inflação. E também os impactos da internalização do O&M que foi significativo também.

Aqui a evolução do Ebitda, esse gráfico ele está extenso, mas nós aqui tivemos o objetivo de demonstrar as variações, expurgando os efeitos não recorrentes que correspondem basicamente a reversão de parte do *impairment* que nós constituímos para os ativos de Jorge Lacerda em 2021, e em 2022 também uma reversão do *impairment* registrado de Pampa Sul. Então com o expurgo desses efeitos não recorrentes nós tivemos uma variação no Ebitda negativo de 15,7%, mas como mencionado pelo Sattamini, expurgando o resultado positivo do GFOM do terceiro trimestre de 2021, nós teríamos uma elevação de 8% do Ebitda. Como mencionado anteriormente, nós também fizemos um expurgo dos impactos econômicos dos ativos de transmissão e com esse expurgo nós tivemos uma elevação de 7,3% nesse Ebitda ajustado, se excluirmos o impacto de gestão do GFOM essa variação seria de 41%. Eu acho que é importante mencionar que esse efeito negativo desse comparativo entre os trimestres do ativo de transmissão, ele deve basicamente a uma redução do CAPEX nesse trimestre, em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, e isso gera uma redução da margem de transmissão. Além disso tivemos uma elevação do nosso CAPEX por conta dos efeitos da renegociação do contrato do fornecedor, que foi o que teve a responsabilidade sobre aquele acidente que nós tivemos no passado, então isso resultou numa necessidade de um CAPEX adicional. E por conta daquele

acidente também nós tivemos um atraso no COD do ativo. Então essas foram as principais motivações para esse efeito negativo de transmissão, lembrando que esse impacto é somente econômico. Então aqui nesse gráfico, como mencionado, esses impactos foram expurgados e nós incluímos a RAP de transmissão que no comparativo entre os trimestres chegou em R$ 121 milhões. Lembrando que a RAP total dos dois ativos, Gralha Azul e Novo Estado é de cerca de 700 milhões de reais por ano. Então além desse efeito dos ativos de transmissão, tivemos, como já mencionado, a elevação de preço e volume de vendas. Na CCEE eu também já citei anteriormente que o impacto líquido foi positivo em R$ 188 milhões. E isso deve-se basicamente a uma melhor hidrologia, combinado com uma redução significativa do PLD. O Sattamini já mencionou também a redução do consumo de combustível por conta da venda dos ativos de Jorge Lacerda e também a manutenção de Pampa Sul. A redução do custo de pessoal é motivada principalmente pela venda de Jorge Lacerda, já citamos também a repactuação do risco hidrológico, o Sattamini já mencionou também uma elevação do volume de compra para o portfólio em razão basicamente do contrato assinado com Diamante como compromisso do processo de venda do ativo. E tivemos também uma menor remuneração dos ativos financeiros de Jaguara e Miranda por conta da redução de inflação. Tivemos um efeito positivo de R$ 58 milhões decorrente do resultado da TAG. E também um impacto positivo de R$ 4 milhões nas operações de *trading*.

A evolução do lucro líquido, como mencionado também pelo Sattamini, teve um impacto bastante significativo, resultante da melhora do resultado financeiro, em decorrência da redução dos índices de inflação nos períodos comparados.

O demonstrativo da nossa dívida continua em níveis parecidos com o trimestre anterior. A relação é dívida líquida e dívida bruta/Ebitda, elas estão também consistentes. Essa diminuição da dívida bruta/Ebitda decorre do expurgo da dívida de Pampa Sul. Como citado pelo Sattamini, em função de uma prática contábil específica por conta da assinatura do contrato de venda, o ativo Pampa Sul ele passa a ser registrado no balanço como um ativo mantido para a venda, e como resultado disso todos os ativos e passivos de Pampa Sul são registrados numa linha específica de ativo e passivo denominado ativo mantido para venda.

Aqui o perfil e a nossa composição da dívida. Temos um cronograma de vencimento bastante equilibrado ao longo dos anos. A composição do nosso endividamento, como vocês sabem, eles têm indexadores bastante defensivos, ressaltando que o volume da nossa dívida indexada ao IPCA corresponde a 72% do total. O custo nominal da nossa dívida, no final desse trimestre ele está em 12,3%, o que equivale a um IPCA mais 4,8%.

Aqui o nosso plano de investimento, que continua robusto e demonstra o nosso plano de expansão e a nossa ambição de crescimento. Então, de 2018 a 2021 nós investimos algo em torno de 20 bilhões de reais, e a perspectiva para os anos de 2022 a 2024 é de 11,5

bilhões de reais. Ressaltando que em 2022 nós temos principalmente os dispêndios na construção de Santo Agostinho e Novo Estado, e tivemos também aqui o custo de aquisição de Serra do Assuruá e também de Floresta e Paracatu. No ano de 2023 teremos principalmente Assuruá e Santo Agostinho e em 2024 somente, Serra do Assuruá.

Aqui o histórico de dividendos distribuídos, um *payout* na grande maioria dos anos foi de 100%. E como já citado pelo Sattamini também, nós decidimos nesse trimestre distribuir um adicional de 45% à aqueles dividendos de 55% que nós tínhamos aprovado no trimestre anterior.

Com isso eu concluo a apresentação dos aspectos financeiros e eu devolvo a palavra para o Rafael Bósio.

INÍCIO SESSÃO PERGUNTAS E RESPOSTAS

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini, obrigado Malta. Estamos aqui com duas perguntas. A primeira pergunta vem do Rafael Nagano, do Credit Suisse, a pergunta é: Bom dia. Em relação aos projetos no pipeline de desenvolvimento houve alguma mudança na expectativa de implementar os projetos considerando níveis correntes de CAPEX e preços de energia? Eu posso fazer a próxima após a resposta. Sattamini gostaria de comentar?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Com certeza esse descolamento de realidades aí, de custo marginal de expansão de preços isso leva a uma reflexão de futuros projetos a serem implementados. A gente tem uma abordagem de portfólio, a gente pode expurgar do portfólio, a gente entende que no longo prazo um descolamento desse não tem como ser mantido. Então, ou seja, os preços vão reagir de forma positiva no longo prazo, até porque os investimentos serão postergados ou serão cancelados. Então sim, com certeza esse *mismatch* tem que em algum momento desaparecer. Nós, como eu já disse durante a apresentação, nós estamos bem contratados para os próximos dois, três anos, e a gente espera que nesse contexto a gente tenha uma redução desse excesso de oferta, os preços voltem a ter aderência ao custo marginal de expansão. Também vamos observar que eventualmente alguns ajustes de preços em sul. Então isso aí é uma equação que no longo prazo ela tem que ser equilibrada. E essa é a nossa perspectiva.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini. A segunda pergunta do Rafael é sobre pipeline. Sim, a Companhia continua buscando o crescimento através de M&A e quais segmentos nós estamos vendo com mais oportunidades. No caso de geração seria somente solar e eólica ou podemos ver algo em hídrica?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, vamos lá. Nós temos na questão do pipeline de *greenfield* essa limitação. A oportunidade de crescimento através de M&A se mostra eventualmente favorável se você tiver um nível razoável de contratação, senão você vai agregar mais energia descontratada ao portfólio e isso talvez não seja desejável no momento de excesso de oferta. Então sim, a gente tem possibilidade de olhar M&As, mas lembrem que a gente tem uma disciplina financeira que visa agregar valor e agregar prêmio de retorno para os nossos acionistas. Então, ou seja, se isso acontecer vocês certamente terão a certeza de que nós estamos agregando valor para o acionista. E com relação a fonte a gente tem tido uma visão de crescimento através das fontes renováveis não convencionais para que a gente possa equilibrar o nosso portfólio entre, nas tecnologias, mas a gente não descarta boas possibilidades de crescimento através de M&A de hidráulicas. Então assim, não temos problema, o foco nosso maior é um equilíbrio maior de tecnologia no nosso portfólio, mas se forem boas oportunidades na parte de hidrelétricas a gente vai capturar.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini. A próxima pergunta vem de Marcelo Sá, sell-side do Itaú BBA. Em relação a Santo Agostinho, existe multa a ser paga pelo fornecedor dos aerogeradores por conta do atraso? Ele pede para você dar mais detalhes.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Sim, todos os nossos contratos preveem *liquidated damages* e isso aí vai ser discutido no momento adequado. Em todos os projetos em que a gente teve algum tipo de atraso, sejam de marcos intermediários ou marcos finais, a gente acabou cobrando as multas e tendo as multas, parte do nosso custo ressarcido. Então sim. Quando a gente olha, esse atraso se dará em momentos de baixo preço de energia, essa *liquidated damages* será provavelmente suficiente para cobrir as nossas perdas. Em momentos em que você teve preços muito altos talvez isso não ocorresse, porque com um PLD muito alto você acaba com *liquidated damages* a definir um preço de energia a ser recomposta e aí se você tiver que ir ao mercado cobrir a sua posição do PLD muito elevado você não consegue recompor. Mas num ambiente de preços mais baixos essa recomposição se dá de forma natural.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini. Agora o Marcelo pergunta sobre Jirau, se existe a possibilidade de a ENGIE vender a participação para a Eletrobrás ou comprar o *stake* da Eletrobrás, porque segundo ele a Eletrobrás comenta, por exemplo, que faria sentido operar Santo Antônio e Jirau em conjunto. E ele também já aproveita e questiona sobre interesse numa eventual aquisição do controle de Foz d'Areia, da Copel.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá. Com relação as usinas do Madeira sim, faz todo o sentido, não tem conversa sobre isso até o momento, o Wilson está mais preocupado com outras coisas, eu acho, outras prioridades nesse momento. Mas pode ser que a gente tenha alguma ideia, e eventualmente até operar em conjunto, não precisa nem ser um descruzamento de posições e tal. A gente vai, a vai estar aberto, a gente está aberto para essa discussão, como ENGIE, se for um bom negócio para as duas empresas pode ser que sigamos num caminho como esse que você imaginou. Com relação a Foz d'Areia, obviamente estaremos de olho, já discutimos isso no passado com a Copel, vai depender da forma, do preço, das condições que esse ativo vier a ser trazido para o mercado nessa nova licitação.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini. A próxima pergunta vem do Henrique Peretti, do JP Morgan. Sobre distribuição adicional de dividendos, que totalizou 100% de *payout* sobre o lucro líquido distribuído do primeiro semestre, ele pergunta qual foi a mudança ou fatos novos no último trimestre que motivaram a Companhia a distribuir a totalidade dos lucros. E se podemos esperar um *payout* de 100% para o ano de 2022.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Aí nós tivemos uma posição conservadora de tomar uma decisão onde a gente tinha um ambiente de incerteza, qual o caminho político que nós teríamos e como que iria se configurar um processo eleitoral. A gente entende que o processo eleitoral ele foi conduzido de forma segura, tranquila, democrática, e isso nos deu o conforto de poder tomar a decisão olhando que no mercado não deve, por mais que a gente tenha uma alteração e alternância de governo, não deve se configurar num risco exagerado. Então é basicamente nesse sentido que a gente se sentiu mais confortável de poder liberar também os 45% que a gente havia inicialmente retido.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini a próxima pergunta do André Sampaio, do Santander. Ele pede para comentarmos um pouco sobre o leilão de margem de escoamento. Como nós acreditamos que isso pode impactar o mercado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Pode repetir a pergunta?

SR. RAFAEL BÓSIO: Leilão de margem de escoamento, acesso a transmissão, Sattamini, como que pode impactar o mercado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu acho que essa questão vai ser, está sendo usada mais para

sanear a quantidade de projetos que a gente tem hoje, que é incompatível com a capacidade de transmissão que a gente tem, principalmente no Nordeste. Vocês se lembram, a gente tem ali na ANEEL, a gente tinha pelo menos 95 gigas de eólica mais, sei lá, 150 ou mais giga de solar, um país onde a nossa capacidade instalada é 180 e muitos. Assim, totalmente incompatível esse volume de demanda de outorgas dentro da ANEEL. Então assim, para você separar o que efetivamente vai sair do que é capacidade de papel, eu estou entendendo que essa é a finalidade básica da ANEEL no governo, em estar lançando esses leilões de margem de escoamento. Então, o processo natural de seleção de projetos que tenham perspectiva efetiva de implantação. A gente tem muito *developer* que fica sentado em cima dos projetos querendo fazer o projeto ou vender o projeto para alguém, sem condição de seguir adiante. Isso gera uma carga de trabalho abissal para a ANEEL e acaba emperrando tudo. Então eu acho que é uma forma de organizar as demandas para a ANEEL. Eu acho bem pensado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Uma outra pergunta do André, ele pede uma atualização sobre revisão ordinária da garantia física e a consulta pública sobre a abertura do mercado de baixa tensão, Sattamini.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, da mesma forma que ele, eu ainda não tenho a informação sobre isso. Eu imagino que em algum momento o Ministério precise definir essa revisão da garantia ordinária, a revisão ordinária da garantia física. Imagino que ele esperou a eleição, e devem em algum momento ver qual a Portaria que define esses novos valores.

SR. RAFAEL BÓSIO: Uma pergunta da Joana, analista da Studio Investimentos, sobre CAPEX. Eu acho que a gente pode dar uma abertura um pouco melhor para ela. Porque ela comenta que demos quase R$ 4 bilhões para 2023 e 2024 em investimentos e CAPEX, em que a gente comentou, acho que talvez isso não tenha ficado claro para ela, que seria só Serra do Assuruá. Mas acho que a gente pode comentar que nós temos ainda implantação de outros projetos, não é Sattamini, Serra do Assuruá conta com R$ 6 bilhões nesse período, mas temos ainda outros projetos em implantação.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Você deve tê-los aí à mão.

SR. RAFAEL BÓSIO: Temos ainda investimentos em Santo Agostinho até final de 2022, em 2022 e 2023, temos também Novo Estado que entra para o próximo ano. Então temos investimentos nos outros ativos que estão em implantação, em que daí compõem esse total de investimento para os próximos anos, Joana.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Isso aí. Assuruá, Santo Agostinho, e ainda tem um pouquinho de CAPEX de manutenção.

SR. RAFAEL BÓSIO: Também, de modernização. O Daniel, do Banco Safra, pergunta sobre o leilão de transmissão que ocorrerá em dezembro. Pergunta se ainda faz sentido a gente continuar avaliando e também perguntou sobre distribuição de proventos.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Sim, por que não? Óbvio que a gente avalia, a gente faz as nossas contas, a gente participa e vê, se o preço for racional a gente pode competir. Se os descontos forem, tiverem outras motivações que não a motivação econômica e retorno a gente fica fora. Então, é parte do nosso *core*, a gente entende que isso aí vai em linha a transição energética porque ela viabiliza o escoamento de energia renovável para os grandes centros consumidores. E isso hoje faz parte da nossa estratégia, e a gente sendo rentável, risco retorno, a gente vai participar. Ok, tem gente que tem alguma outra razão para oferecer um desconto de RAP muito altos no nosso ver, deixe que eles levem. Mas continuam sendo parte da nossa estratégia.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Sattamini. E temos algumas perguntas aqui vindo do Gustavo Faria, do Bank of America Merrill Lynch, a primeira delas já foi endereçada, a questão sobre atraso de fornecimento de aerogeradores. Também aproveito a oportunidade para encorajá-los a fazerem mais perguntas porque realmente essas são as últimas que nós temos aqui no nosso Q&A. Bom, a pergunta dele também é com relação a CAPEX de renováveis, o que a gente tem visto de patamar de CAPEX e se a gente acredita que a gente está numa fase de CAPEX estruturalmente mais altos aí para o longo prazo. Se você puder comentar Sattamini.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olha só, eu acho que sim, eu acho que a gente tem CAPEX mais alto, a gente vai ter uma... Bom, primeiro a gente entende que as empresas, principalmente da parte eólica de aerogeradores sofreram bastante aí nos últimos anos, boa parte delas apresentaram prejuízo. Isso é insustentável, continuar com prejuízos por muitos anos, eles terão que restabelecer novo patamar de preço para que os negócios sejam sustentáveis, esse é o primeiro ponto. O segundo ponto que a gente vê, que com a crise da energia na Europa você terá uma maior demanda por energia renovável em substituição a energia fóssil com gás vindo da Rússia, que está indisponível, ou gás LNG chegando na Europa, por outra forma. Então muito provavelmente a gente já está vendo e verá ainda mais projetos de eólico offshore, que é a alternativa que a gente tem na

Europa em função da escassez de terra, indisponível para a implantação, e também em função do diferencial entre fator de capacidade que se tem em mar e em terra na Europa. Então a gente vai ver isso. E isso vai fazer o quê? Vai pressionar também a oferta global de equipamentos de geração eólica e geração solar também. Então eu acho sim, esse é um novo patamar, eu acho que sim, isso vai representar no longo prazo níveis de preços mais altos e compatíveis com esse custo marginal de expansão mais elevado. Essa é a nossa aposta, a nossa visão para os próximos anos. Eu acho que é a visão compartilhada pelo grupo, o grupo entende que os preços de energias serão crescentes, até em função dessas demandas de ESG que a gente está vivendo cada vez mais fortes, em função das discussões climáticas que a gente tem tido.

SR. RAFAEL BÓSIO: Uma última pergunta que entrou da nossa acionista pessoa física, Sattamini, é sobre se nós temos algum avanço na produção de hidrogênio verde nos projetos.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olha só, hidrogênio verde é uma grande aposta eu acho, no mercado. Mas a gente vai ter que criar as condições para que esse combustível se integre. Os grandes potenciais consumidores de hidrogênio verde no mundo hoje ainda têm talvez uma fase inicial de transição energética que é a substituição de carvão, por exemplo, ou de outras fontes fósseis por gás. E aí posteriormente para um hidrogênio ou moléculas derivadas de hidrogênio verde que podem ser, *green-methane*, o gás natural proveniente do hidrogênio verde. Então assim, um exemplo disso que a gente tem falado e discutido e até vai ser matéria de um seminário que vai ter no México na semana que vem na Associação Latino-Americana de Aciaria é o exemplo na indústria siderúrgica. Hoje eles têm uma dependência grande do carvão, do coque, e num primeiro momento é a entrada do gás natural que já vai reduzir significativamente as emissões deles. Não é a eliminação, para eles é um dado no sentido de ser *net zero*, em algum momento eles terão que usar energia renovável e devemos agregar no processo deles moléculas diferentes da do gás natural vindo de fontes fósseis. Vão ter que fazer o gás sintetizado, o metano sintetizado para poderem alcançar essas metas. São fases e a gente começa a ver pilotos com escalas razoáveis, vem acontecendo já com definição de construção, projeto na Bahia, numa cliente nossa do pipeline da TAG, que é a Unigel, um dos grandes clientes nossos. Nós tivemos uma parceria inicial com ele para o Edit to Globo, que é a iniciativa alemã, mas eles seguiram sozinhos aí na decisão de investimento, independente desse Edit to Globo. A gente tem projetos, estamos desenvolvendo aí com potenciais parceiros, offtakers de hidrogênio, mas é uma coisa que vai ainda ter uma jornada que hoje nós estamos iniciando com ela, e ela vai depender de uma série de fatores e de apoio, talvez apoio governamental. A gente está vendo outros países

fazendo esse tipo de iniciativa, de apoiar essa indústria. A Alemanha mesmo a gente está vendo como vai ser o time global. Estados Unidos com algumas iniciativas também. E aqui no Brasil em algum momento vai acontecer. Só não pode ser em cima do setor elétrico como todo mundo quer, o gás querendo subsidiar os pipelines no setor elétrico, não pode vir subsídio do consumidor de energia para essas fontes. Tem que ser um, se for feito assim tem que ser com recurso do Tesouro para que isso não onere outros agentes.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito Sattamini, muito obrigado. Eu creio que com essa resposta encerramos a nossa sessão de perguntas e respostas. Eu devolvo a palavra para as suas considerações finais.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu fiquei muito feliz aí com a quantidade de perguntas e interesse. Eu acho que é mais um trimestre, mais um trimestre de resultados sólidos, mostrando que a nossa estratégia de longo prazo ela está muito adequada. E bom, esperamos aí o final do ano com excelentes notícias. E espero que a gente tenha um desenvolvimento regulatório no país aí consciente e que a gente tenha decisões técnicas na mudança do quadro regulatório, valorizando os atributos das hidros, com a 414 retomando o ano que vem numa discussão técnica com menos viés político, com menos viés de manutenção de subsídios, porque isso tudo traz ineficiência na alocação de recursos no setor, e acaba onerando o bolso do consumidor. É tudo isso que a gente não quer, a gente quer um ambiente saudável, onde o consumidor pague a energia a um preço justo, sem beneficiar especificamente a nenhum segmento do setor.

SR. RAFAEL BÓSIO: Ok. Muito obrigado a todos pela audiência, agradecemos a participação. Fiquem à vontade para entrar em contato com a área de relações com investidores caso tenham questionamentos adicionais. Estamos aqui à disposição de vocês. Muito obrigado e uma boa tarde.

SR. RAFAEL BÓSIO: Um abraço a todos.

SR. MARCELO MALTA: Um abraço pessoal.