ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST
RESULTADO DO QUARTO TRIMESTRE DO ANO DE 2019
19 DE FEVEREIRO DE 2020 – 14H00

Operadora: Boa tarde! Esta é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre de 2019 e do ano de 2019. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes e mais tarde será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as instruções para a participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "asterisco zero". Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet, através do site www.engie.com.br/investidores. Nele, os senhores também poderão obter cópia da apresentação e do release de resultados da Companhia.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência, 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.

Conosco hoje, está o **Sr. Rafael Bósio**, Gerente de Relações com Investidores, que comentará o desempenho da ENGIE Brasil Energia no quarto trimestre de 2019 e no ano de 2019. Logo após, responderá às questões que eventualmente sejam formuladas. Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-lo por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Agora, eu passo a palavra ao **Sr. Rafael Bósio**. Por favor, pode prosseguir.

SR. RAFAEL BÓSIO: Muito obrigado e boa tarde a todos. Bom, antes de entrar na apresentação em si eu gostaria de comentar que nosso CEO, Eduardo Sattamini, e nosso CFO, Marcelo Malta, não puderam estar conosco hoje na *call* por terem compromissos que não puderam ser reagendados, compromissos com o nosso Comitê Estratégico, que conta com presença de conselheiros estrangeiros. Vamos lá. Bom, acho que dá para se dizer que 2019 foi um ano de muitos desafios e realizações para a ENGIE Brasil Energia, certo? Se por um lado nós tivemos um ano com uma hidrologia bastante volátil, apesar de um déficit de geração hidrelétrica mais ou menos no mesmo nível do que 2018, o preço *spot* apresentou

um comportamento bem diferente. Nós tivemos preços mais baixos no segundo e terceiro trimestres, períodos historicamente mais secos, e preços mais altos no primeiro e quarto trimestres, quando entramos tradicionalmente no período chuvoso. Mas por outro lado tivemos sucesso, vários sucessos, sucesso na aquisição na participação da TAG, na entrada em operação do Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, da Usina Termelétrica Pampa Sul e ao final do ano, em dezembro, a aquisição do projeto de transmissão Novo Estado.

Bom, vamos iniciar no slide 5 da nossa apresentação de resultados, onde apresentamos os principais indicadores financeiros e operacionais. Na tabela, nós podemos ver que a receita de 2019 superou em cerca de R$ 1 bilhão a de 2018, com um crescimento de 11,5%. Mais adiante na apresentação, daremos maiores detalhes sobre a evolução da receita, Ebitda e lucro, mas podemos antecipar já que o crescimento da receita basicamente se deveu à entrada e operação das novas usinas. Além de Umburanas e Pampa Sul, que entraram em 2019, Campo Largo - Fase I, que entrou plenamente no final de 2018, foi o primeiro ano que ela contribuiu integralmente com resultado. E, além disso, pelas maiores receitas registradas nos segmentos de *trading* e transmissão.

Já o Ebitda registrou um crescimento de 18,2%, naturalmente também impulsionado por essa expansão de capacidade instalada, mas também por outros vários elementos, como pela contribuição positiva da TAG, o aumento de resultado via remuneração de ativos financeiros de Jaguara e Miranda, tivemos redução de compras de energia para a gestão do portfólio, e no terceiro trimestre nós reconhecemos aí R$ 321 milhões referentes à indenização pelo atraso na conclusão da obra da Usina Termelétrica Pampa Sul.

Indo para o *bottom line*, o lucro líquido se manteve praticamente estável devido, basicamente, ao aumento das despesas financeiras decorrentes do crescimento de juros e correção monetária, não somente sobre a dívida, mas também sobre concessões a pagar. E tivemos também depreciação e amortização maior, justamente pelo também aumento do nosso complexo gerador, além de maior valor pago em imposto de renda e contribuição social. Mas a gente vai entrar com mais detalhes aí nesses indicadores mais para o final, na sessão de desempenho financeiro.

Passando agora para os destaques, desde a nossa última divulgação, no slide 6, nós chamamos atenção para novamente a aquisição da Novo Estado Energia, que é detentora da concessão para construir, operar e manter mais de 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três, nos estados do Pará e Tocantins. Nós destacamos também o reconhecimento de R$ 351 milhões em dividendos da TAG, originados da reserva de lucros. E o terceiro destaque desse slide é a nossa

permanência, com muito orgulho, pelo 15º ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial.

No slide 7 nós também temos um outro destaque ligado à sustentabilidade que foi a renovação da parceria com o Banco Itaú para a compensação da emissão de gases de efeito estufa, que o banco registrou em 2018, via aquisição de créditos de carbono da unidade de Cogeração Lages.

Finalmente, o último destaque, tão esperado, a proposta de dividendos complementares, que foi aprovada ontem no Conselho de Administração, no valor de aproximadamente R$ 950 milhões. Claro que isso deverá ser ratificado ainda na Assembleia Geral Ordinária de abril, mas essa proposta faz com que o nosso *payout* atinja novamente 100% do lucro líquido distribuível, mesmo diante do considerável ciclo de investimento e crescimento que a empresa tem vivenciado.

Agora vamos pular alguns slides, eu vou me permitir não entrar em slides em que não houve alteração significativa ou nenhuma alteração, vamos para o slide 10, por favor. Nesse slide aqui, em decorrência da aquisição da Novo Estado Energia, naturalmente aqui nós, estamos adicionando a extensão das linhas desse projeto, e também no mapa do lado direito estamos aí, agora vocês podem ver nos pontos pretos as subestações que estão previstas. Isso também tem reflexo, agora pulando novamente alguns slides, no slide 14, onde apresentamos agora um aumento na participação do total da receita anual permitida, que foi leiloada entre 2003 e 2019. Até então nós tínhamos 2% de participação e agora com a Novo Estado passaremos a ter 5% do total da RAP leiloada aí nesse período. Então, a gente está ampliando a nossa atuação no segmento de transmissão, conforme fazia parte de nossa estratégia.

Indo para o segmento de geração solar distribuída no slide 15, aqui nós apresentamos os números consolidados de unidades e potência instalada em 2019, ressaltando que nós seguimos com a estratégia de intensificar a atuação no segmento B2B que, em 2019, representou 91,4% do total da potência instalada.

Agora vamos avançar para o slide 19 entrando na seção de vendas e estratégia de comercialização de energia. A novidade aqui é que a gente passa a abrir o mix de contratação de 2021, que até então estava fechado, e também a gente atualiza o número de clientes como um aumento em 2019 de 21%, atingindo aí 621 clientes. Isso tem uma relação com o próximo slide, no slide 20, onde apresentamos, como está diversificado o nosso portfólio, sendo que, se compararmos este gráfico com o que a gente divulgou no

terceiro trimestre, nos últimos trimestres, no ano anterior as vendas para o comércio eram de 4% e passaram agora para 5,7%. Então acredito que nós podemos dizer que isso é resultado de captura de novos clientes com a migração desses clientes. Isso tende a se intensificar com a ampliação do mercado livre. Nós estamos trabalhando para capturar essas oportunidades de novos clientes.

No slide 21 atualizamos o gráfico do volume de energia descontratada, do lado esquerdo, novamente apresentando um crescimento de disponibilidade entre 2020 e 2022, para um nível mais confortável para dentro da nossa gestão do portfólio, para fazer frente para a mitigação dos impactos do GSF, do déficit de geração hidrelétrica.

E já nos anos posteriores nós realizamos vendas de energia a ser entregue nos anos de 2023 e 2024, dentro da nossa estratégia de venda gradual da energia. Aqui também a gente passa, os senhores vão ver também no próximo slide, o slide de balanço de energia, que nós passamos a abrir o ano de 2025, com 45,2% de descontratação.

Então, agora dando uma olhada no balanço de energia no slide 22, nós veremos que, novamente houve um aumento do preço de venda em 2020 e 2021 em relação ao 3º tri, e agora também nós estamos apresentando os preços líquidos médios de venda e de compra para o ano de 2022, que também estavam fechados anteriormente, destacando que o preço de venda permanece próximo a R$ 190 por MW/h.

Na seção de expansão, se os senhores puderem passar para o slide 25, nós apresentamos a evolução do desenvolvimento e construção de novos ativos, onde nós apresentamos o slide sobre Jirau. Então, mesmo com a queda de geração registrada no quarto trimestre, a geração nossa se manteve estável em relação a 2018. E aqui é importante realçar o alto fator de disponibilidade da usina, com 99,7%, o que confirma o ótimo desempenho operacional do ativo. Aliás, em janeiro saíram os números de geração, em janeiro foi anunciado que a Usina Hidrelétrica Jirau foi a terceira usina que mais gerou no país, atrás apenas de Itaipu e Belo Monte.

No slide 26 nós apresentamos uma atualização sobre a construção do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II, cuja energia será direcionada para o mercado livre. A construção continua mostrando avanços significativos, o que nos faz manter a previsão de sua entrada em operação para 2021.

No próximo slide, slide 27, nós apresentamos o avanço da implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul para o qual agora nós temos todas as licenças de instalação

emitidas. As obras continuam, a obra na subestação de Ponta Grossa, que é o centro do sistema se iniciaram em setembro e continua avançando dentro do nosso cronograma.

Incluímos a partir de agora um slide sobre a Transmissora Novo Estado Energia, o slide 28, onde, nesse slide, nós passaremos a atualizar o mercado sobre o andamento da implantação desse projeto, que conforme já mencionei anteriormente, contará com mais de 1.800 quilômetros de linha de transmissão, uma nova subestação e outras três existentes. A gente deve ter o *closing* dessa operação nessas próximas semanas, eu diria que ainda dentro do primeiro trimestre.

Agora avançando na seção do desempenho financeiro, no slide 31, onde divulgamos, onde apresentamos os gráficos de evolução nos últimos quatro anos da nossa receita operacional líquida, com um crescimento de 15% ao ano, apresentamos ainda um crescimento de 18% no Ebitda e 14% ao ano no lucro líquido. Aqui nós continuamos confirmando o nosso sólido desempenho financeiro.

Aí no próximo slide, a gente começa a entrar um pouco mais no detalhe da evolução entre os anos de 2018 e 2019, começando naturalmente pela receita, no slide 32. A receita operacional líquida da ENGIE Brasil Energia cresceu 11,5% em 2019, e os fatores mais significativos que levaram a essa receita foi o aumento do volume de vendas, que aumentou 4,1%, adicionando R$ 383 milhões a mais de receita em 2019. O próximo fator foi um aumento de 4,5% no preço médio de vendas, que adicionou mais de R$ 200 milhões extras à receita do ano, e que foi motivada em grande parte pela correção monetária dos contratos, e também por novas contratações via comercializadora, com preços médios superiores aos contratos existentes.

Nós temos ainda a contribuição adicional de R$ 42 milhões das usinas hidrelétricas Jaguara e Miranda por conta do aumento de remuneração dos ativos financeiros, pela elevação, tanto pela elevação do saldo médio do ativo, como pela variação do IPCA entre 2018 e 2019. E, claro, não deixamos aí de destacar, tem que haver um destaque para a grande contribuição do segmento de *trading* na receita operacional líquida, com R$ 494 milhões a mais no ano de 2019, e também a receita adicional no segmento de transmissão e no segmento de venda de painéis solares, R$ 122 milhões em transmissão e R$ 61 milhões em venda de painéis solares. Aqui com um detalhe que o segmento de venda de painéis solares foi impactado, uma vez que nós adquirimos a integralidade do controle da ENGIE Geração Solar Distribuída em agosto de 2018. Então nós não tivemos durante os 12 meses de 2018 o impacto dos números, dessa empresa que foi adquirida, nos nossos resultados, o que já aconteceu em 2019. Então por isso a gente tem uma diferença aqui, um dos motivos que a

gente tem, um dos maiores motivos que a gente tem a diferença de R$ 61 milhões na receita entre um ano e outro.

Agora, como principais fatores que reduziram a receita em comparação a 2018, há de se destacar o menor resultado no mercado de curto prazo. Nós tivemos uma redução da nossa posição vendedora na CCEE em 2019, em relação a 2018, o que acabou até superando contribuições positivas, vindo de maior geração termelétrica, de um menor impacto do GSF e uma maior receita no MRE, com maior geração hidrelétrica, fazendo com que o resultado na CCEE reduzisse a sua contribuição em R$ 224 milhões na receita de 2019. Além disso, foram reconhecidos em 2018, R$ 74 milhões de receitas relativas a indenizações por sinistro nas usinas hidrelétricas Passo Fundo e São Salvador, e também multa por indisponibilidade no Conjunto Eólico Santa Mônica, entre outros fatores. Então, nós registramos esses R$ 74 milhões de receita em 2018, mas não tivemos o mesmo registro em 2019.

Há de se lembrar ainda que recebemos, no terceiro trimestre de 2019, indenização por atraso na conclusão da construção da Usina Termelétrica Pampa Sul no valor de R$ 321 milhões, valor que foi incorporado ao resultado de 2019 como outras receitas operacionais, ele não impacta a receita operacional líquida, mas ele, como vamos ver no próximo slide, no slide 33, tem um impacto, naturalmente, no Ebitda.

Bom, alcançamos no Ebitda um crescimento de 18,2%, frente a 2018, com margem de 52,7%, registrando um acréscimo de 3,1 pontos percentuais em relação ao ano anterior, valendo ressaltar que a margem tem sido afetada pelas operações de *trading*, pelo reconhecimento do custo, da receita e custo da construção da linha de transmissão e também pela venda de painéis solares, que são operações que apresentam margens inferiores a das demais atividades que a empresa realiza, especialmente geração. Então, há uma diluição da margem, mas mesmo assim houve um aumento em comparação a 2018.

Bom, passando para a variação anual do Ebitda, além dos efeitos comentados no slide anterior, relativos ao aumento do volume e preço médio de venda, da maior remuneração e variação monetária sobre Jaguara e Miranda e Gralha Azul, e o recebimento da indenização pelo atraso de Pampa Sul, ainda tivemos um impacto positivo, como eu já mencionei, da queda do volume de compras de energia para a gestão do nosso portfólio em 2019, também motivada pela ampliação do parque gerador, o que nos levou a ter uma redução de R$ 185 milhões nesses custos. E finalmente, como efeito positivo, tivemos a contribuição de R$ 81 milhões, via equivalência patrimonial, da Transportadora Associada de Gás, a TAG, então com uma contribuição no Ebitda da ENGIE Brasil Energia.

Impactando negativamente o Ebitda, com relação a 2018, nós tivemos naturalmente maiores custos e despesas decorrentes principalmente da entrada em operação das novas usinas. Houve um acréscimo de R$ 90 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros, R$ 84 milhões com custo de pessoal, gerais administrativos e outros, R$ 53 milhões a mais em encargos em uso de rede, tanto pelo reajuste anual quanto pelo aumento da capacidade, além de R$ 21 milhões extras em custo com combustível, pela entrada em operação e o consumo de carvão de Pampa Sul, e também consumo de carvão próprio.

O efeito negativo ali, que nós não tivermos, de R$ 74 milhões relativos a indenização e multas, então isso daí que contribuiu para o resultado do Ebitda em 2018, isso eu já comentei, e nós temos um decréscimo ali de R$ 73 milhões no resultado de transação de curto prazo, em grande parte gerado pela exposição de preço de submercado entre o nordeste, sudeste e centro-oeste, basicamente impactando então no resultado anual da CCEE. Aqui por último, nós temos aí um resultado de *trading* inferior em R$ 38 milhões, mas aqui há de se ressaltar que esse é um efeito da marcação a mercado dos contratos em vigor em 31.12.2019.

Passando agora para o slide 34, creio que já basicamente fiz os comentários, nós vemos que o lucro teve uma redução de 0,2%, ou seja, praticamente estável frente a 2018, com a piora do resultado financeiro. Mas importante lembrar que não só foi elevação de pagamento de juros e variação monetária sobre uma dívida maior, mas também por aumento de variação e juros nas concessões a pagar. É natural de se esperar que, com a amortização da dívida, caso não seja nova dívida contratada para novos projetos, a gente tenha uma redução de despesas financeiras e o *bottom line* gradativamente começa a melhorar.

Além disso em 2020 nós teremos a contribuição integral ao resultado desses ativos que entraram em operação no ano passado, Pampa Sul e Umburanas. Então, há de se esperar que esse resultado melhore.

De qualquer forma, avançando agora para o slide 35, nós seguimos demonstrando consistência nos nossos indicadores, um ROE de 33%, um crescimento, crescendo em relação ao terceiro trimestre do ano, uma pequena queda em relação a 2018. E o ROIC também com uma pequena queda em relação a 2018. Naturalmente o ROE, pela estagnação do lucro e aumento do patrimônio líquido, e o ROIC uma queda pelo aumento do endividamento da empresa. Mas, mesmo assim indicadores muito consistentes, inclusive se compararem com os nossos *peers* listados em bolsa.

No slide 36, então agora vamos entrar um pouco na evolução do nosso endividamento. Registramos, no final de 2019, uma relação de dívida líquida sobre o Ebitda de 2 vezes, um aumento em relação a 2018, que era 1,6 vezes, mas já há uma queda em relação ao terceiro trimestre, que atingiu 2,3 vezes. Potencialmente, esse indicador volte a subir no próximo trimestre, naturalmente com a aquisição, não só com a aquisição da Novo Estado, mas com a necessidade de investimento no projeto. E, também, agora no primeiro trimestre, em janeiro, nós efetuamos o pagamento de dividendos relativos ao primeiro semestre de 2019, que reduziu o caixa, então naturalmente aumentou a dívida líquida.

O gráfico do slide 37 detalha a evolução da dívida líquida no quarto trimestre, ou seja, entre o terceiro trimestre e 31/12, demonstrando uma evolução de 9,2% em comparação ao terceiro trimestre, com a inclusão dos R$ 351 milhões em dividendos da TAG advindos basicamente de reserva de lucros.

Já no slide 38, nós atualizamos o perfil e composição da nossa dívida. Há de considerar que o novo ciclo de expansão apresentou uma oportunidade que foi aproveitada pela Companhia para otimizar a nossa estrutura de capital. Então aqui há de se comentar que, em relação a 2018, nós reduzimos a indexação TJLP de 35% para 24% aumentando do CDI de 19% para 27%. E com queda do custo nominal da dívida, de 8,6% em 2018 para 7,6% em 2019. E para finalizar, vale lembrar que seguimos com forte geração de caixa para fazer frente aos nossos compromissos, o que, portanto, nos permitiu manter o nosso *rating* AAA.

Seguindo o slide 39, que traz o nosso plano de investimento, aqui é importante destacar que ainda não está incluído nesse gráfico, nessa projeção de investimento para os próximos anos, os valores que vão ser utilizados tanto para a aquisição da Novo Estado como no investimento de sua construção. O nosso investimento em 2019 atingiu R$ 4,9 bilhões. É importante olhar que, nos últimos quatro anos, se fizermos a conta aqui, nós investimos mais de R$ 15 bilhões. Isso é importante porque, ao entrarmos aí no slide 40, nós vimos que é o mesmo período em que nós tivemos um *payout* de 100%. Ou seja, durante o período que nós investimos R$ 15 bilhões, nós distribuímos todo o lucro líquido ajustável aos nossos acionistas.

Creio que com isso eu encerro a apresentação e agora podemos abrir para a sessão de perguntas e respostas.

INÍCIO SESSÃO PERGUNTAS E RESPOSTAS

OPERADOR/A: Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco 2 (*2). A nossa primeira pergunta vem da Carolina Carneiro, do Credit Suisse.

SRA. CAROLINA CARNEIRO: Boa tarde, obrigada pelo *call*. Eu tenho duas perguntas, a primeira, pessoal, eu queria que vocês comentassem um pouquinho sobre a possibilidade de participação do leilão de gás que vai ter agora em abril. A gente viu naquela primeira lista que ficou disponibilizada no Diário Oficial, do MME e da ANEEL, com os projetos que estariam inscritos, e a gente viu Jorge Lacerda. Queria que vocês pudessem comentar um pouquinho qual que é a ideia aqui, se vocês vão fazer a conversão da planta ou estão considerando possivelmente aí fazer algum *retrofit* para poder participar do leilão. Só para a gente tentar entender a ideia. E a segunda pergunta, eu queria que vocês comentassem se teve alguma evolução em relação ao desenvolvimento do Complexo de Santo Agostinho. Eu lembro que vocês estavam para fechar alguns contratos, então, e eles chegaram falar no Investidor Day sobre isso, eu queria saber se teve alguma novidade em relação a contratação, a possível expansão da contratação do parque no mercado livre. Obrigada.

SR. RAFAEL BÓSIO: Oi Carol, obrigado pelas perguntas. Bom, quanto a Jorge Lacerda, se eu não me engano, há possibilidade de ela participar sim nesse leilão próximo, motivo pelo qual foi inscrita, mesmo com geração a carvão. Eu preciso ver esse detalhe com mais detalhe depois quando eu retornar na empresa. Aqui, esse movimento foi com a estratégia de também tentar alavancar a venda desse ativo, que o mercado está ciente, ao, por exemplo, se for bem-sucedida no leilão, você vai ter um contrato de 15 anos, e isso pode transformar, melhorar as condições de venda desse ativo. Então, há essa possibilidade. Com relação a Santo Agostinho, nós continuamos trabalhando na contratação no mercado livre, isso tem evoluído, mas ainda não chegou o momento de iniciar a construção, mas a estratégia continua, a contratação no mercado livre, para possibilitar o início das obras. Isso deve ser, a gente deve ter algum anúncio em breve, mas eu não tenho uma data, não tenho uma data determinada para te passar no momento.

SRA. CAROLINA CARNEIRO: Não, tranquilo, obrigada. Eu poderia fazer só mais uma pergunta então, em relação ao cenário de hidrologia para esse ano, vocês tiveram um ano bastante bom, mas a gente ainda teve aí um ano um pouquinho conturbado em relação a alocação e ao próprio GSF, que deu um susto em alguns operadores. Eu queria saber se vocês podiam passar o cenário que vocês estão trabalhando de GSF para esse ano

especificamente.

SR. RAFAEL BÓSIO: É, a gente não abre a nossa estratégia, mas é sabido agora que fica difícil você ficar muito longe da estratégia do setor ou da média de estratégia do setor. Você pode ficar um pouco acima, um pouco abaixo, mas não como no passado, você ficava, podia ficar totalmente em posição invertida. O setor, eu creio que para esse ano aprendeu, alocou um pouco mais de energia no mês de janeiro e começou a alocar menos energia a partir de fevereiro até abril, esperando preços mais altos no mês de janeiro, o que acabou se configurando, e agora efetivamente os preços estão caindo com a melhora da hidrologia. E a nossa perspectiva de GSF não está muito diferente do que o mercado está projetando, que a CCEE está projetando. A gente está trabalhando com um número próximo deles, mas é claro que, pontualmente, a gente tem que intervir para fechar alguma posição.

SRA. CAROLINA CARNEIRO: Está certo, muito obrigada.

OPERADOR/A: Nossa próxima pergunta vem do senhor Gustavo Mielli, do Itaú BBA.

SR. MARCELO: Boa tarde pessoal, aqui é o Marcelo Sá falando, eu queria pegar um pouco mais de detalhe com vocês assim, de qual expectativa que vocês estão de aprovação do PL do setor elétrico esse ano. Vocês acham que passa, vocês acham que passa com muita modificação? Como é que está a cabeça de vocês? E se vocês pudessem também passar um pouco de *view* de quando vocês acham que eventualmente pode ser implementada a questão de lastro de energia, se vocês acham aí que isso pode acontecer no ano que vem, como é que está a cabeça de vocês em relação a isso? Obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Oi Marcelo, obrigado pelas perguntas. Contudo, eu acho que pouquíssimas pessoas conseguiriam te dar um cronograma de aprovação do PL e também dessa mudança de contratação de lastro de energia. A gente depende do Legislativo, e também infra legalmente as coisas precisam avançar lá em Brasília. Mas a gente sabe que o governo entende que é uma pauta importante, até para destravar o mercado de curto prazo, a questão do GSF, e também para o planejamento do setor, a questão da contratação de lastro de energia, mesmo que com a implantação do PLD horário, a partir do ano que vem, a gente passa a ter uma melhor sinalização de preço para o mercado, o que, de certa forma, atenua a necessidade de contratação de lastro de energia. A gente tem que ver como é que as coisas vão evoluir, realmente não tem um cronograma, mas o nosso pessoal do regulatório está trabalhando, está trabalhando firme, procurando contribuir com o setor, com a regulamentação do setor e que de certa forma também, tentando buscar uma agilidade. Mas realmente isso é algo que foge das nossas mãos, não é, Marcelo?

SR. MARCELO: Está ótimo. E se me permite um pouco, até para entender, qual a expectativa em relação do PL do GSF, enfim, foi aprovado lá atrás, agora está no Senado, que pode ou não eventualmente vetar alguma parte do PL. Tinha tido algumas notícias mostrando que não tinha propensão nenhuma do Senado de votar isso, depois tiveram notícias um pouco mais positivas. Como é que está a cabeça de vocês com relação a isso, vocês acham que pode ter uma solução vinda desse PL ou eventualmente teria que esperar e ver o que vai acontecer com as disputas judiciais?

SR. RAFAEL BÓSIO: É, talvez uma coisa esteja dependendo da outra. Mas eu acredito que a votação desse PL sim pode avançar. Mas de novo, é loteria tentar adivinhar quando que isso vai acontecer. A gente continua acompanhando.

SR. MARCELO: Está ótimo, muito obrigado Rafael.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado você Marcelo.

OPERADOR/A: Nossa próxima pergunta vem do senhor Fernando Leitão, do JB Investimentos.

SR. FERNANDO LEITÃO: Senhores, boa tarde, obrigado pelo *call*. Com relação a Jirau, quais seriam essas condições mais favoráveis para que a participação passasse para a EBE? E se haveria alguma contrapartida financeira nisso? Obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Na verdade, o que acontece com Jirau? Operacionalmente, como nós pudemos ver, a usina está performando muito bem. Mas ela tem, econômica e financeiramente ela tem sofrido com o GSF, ela está, a usina está 100% contratada, então ela perde garantia física, e tem perdido, como todos os geradores hidrelétricos nos últimos anos, apesar de ter repactuado, mas ela também tem perdas, uma vez que não cobre o total do GSF. E também tem tido impacto das despesas com o seu endividamento. Então, pelo que eu entendo, o controlador e os demais sócios estão procurando uma saída, com uma possibilidade talvez de fazer um pré-pagamento da dívida, para aliviar o peso das despesas financeiras, tornando esse ativo lucrativo, ou seja, que não haja necessidade dos sócios injetarem capital recorrentemente, como tem acontecido. Então aí você estanca, é a chamada estancar a sangria, e a partir de então o ativo pode ser transferido. Mas nada disso significa uma troca financeira. Na verdade, o ativo será avaliado no momento, nas condições em que está no momento da transferência. Então, pode ser que seja um ativo

melhor financeiramente do que ele é hoje, por essas atitudes dos sócios. Agora, sempre lembrando que não há possibilidade de isso estar garantido, pelo modelo de transferência que a gente tem, de haver destruição de valor nessa transferência entre o controlador e a ENGIE Brasil Energia. Existe o envolvimento de um Comitê Independente de Transações com Partes Relacionadas, liderado pelos minoritários, que vem dar o conforto a esses acionistas.

SR. FERNANDO LEITÃO: Ok. Obrigado. E mais uma pergunta, por favor, com relação a TAG. Vocês já receberam aí resultados positivos nesse final de ano. Quer dizer, qual a expectativa de impactos nos números da EBE vindos da TAG ao longo de 2020? Obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: De nada. Bom, nós não damos projeções, nós não damos *guidance*, mas eu diria que o resultado do quatro trimestre passa a ser uma boa referência. Nós tivemos uma contribuição de R$ 86 milhões no Ebitda da EBE, vindo do lucro líquido da TAG, então isso passa a ser uma referência. Pode ser um piso, porque a partir de agora a TAG está pagando os seus compromissos, o seu endividamento vai reduzindo, vai reduzindo o custo da dívida, e com isso o lucro líquido deve aumentar, e então aumentando a contribuição. Eu diria que essa é uma boa referência, a contribuição do quarto trimestre.

SR. FERNANDO LEITÃO: Ok, muito obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: De nada, eu que agradeço.

OPERADOR/A: A nossa próxima pergunta vem do senhor Pedro Manfredini, do Goldman Sachs.

SR. PEDRO MANFREDINI: Rafael, obrigado pelo seu tempo, obrigado pela apresentação. Uma pergunta bem simples. Só me lembra uma coisa, essa energia comprada de vocês, que vocês até aumentaram agora nesse último trimestre, fizeram uma compra para o curto prazo nos próximos três anos, você tem o *breakdown* de quanto que é convencional e o quanto que é de energia incentivada, e se esse adicional que você comprou foi mais de convencional ou incentivada?

SR. RAFAEL BÓSIO: É, eu não tenho essa abertura para te dar e eu acredito que nem poderia te dar, a não ser que a gente passasse a abrir a partir do próximo trimestre. Mas tende a ser a energia convencional. É claro que a gente também compra energia incentivada, ou a gente faz *swap* de energia, a gente entrega energia convencional e pega energia incentivada, mas eu acredito que deva ser, eu acredito que deva ser convencional, que é a

energia comprada para, no curto prazo, é para mitigar efeito GSF. Então não faz sentido se comprar energia incentivada, que tem um custo maior, para não revendê-la. Então se a gente comprar incentivada, certamente a gente tem a demanda de algum cliente. Ou vai aguardar que surja a demanda de um cliente.

SR. PEDRO MANFREDINI: Entendi. Geralmente é casada, está bom. Ficou claro. E outra pergunta, só sobre a venda, a possível venda de ativos de carvão, teria alguma consulta recente? O processo continua em aberto, pelo que eu entendo, existe uma diretriz da mãe ali, da *holding*, do total *in company*, e você tem que fazer essa venda, enfim, por conta da descarbonização. Enfim, é uma medida do grupo. Esse processo está em aberto. Teve alguma consulta recente de alguma empresa ou teve algum avanço que você possa comentar? Ou está tudo na mesma?

SR. RAFAEL BÓSIO: Sim, sim. Agora a gente tem duas, agora o processo meio que se dividiu em dois. Nós temos o Complexo Jorge Lacerda e Pampa Sul. Pampa Sul está pausado ainda, a gente está aguardando ter um histórico de operação, porque a usina entrou em operação em junho, teve alguns problemas de geração com uma indisponibilidade um pouco mais alta, isso foi resolvido no ano passado ainda, e agora a gente está aguardando alguns meses de desempenho operacional com fator de disponibilidade que nós julgamos adequado, para poder levar esse ativo à venda. Então, está pausado, mas deve ter uma volta na venda de Pampa Sul ainda nesse ano, uma volta do processo de Pampa Sul. Jorge Lacerda continua, tem continuado. A gente continua no mercado e nós tivemos algumas propostas, mas não foram propostas vinculantes. Então, a gente ainda está aguardando uma evolução do processo. Uma das medidas que nós tomamos, eu comentei na pergunta anterior, foi inscrever Jorge Lacerda aí no leilão de A-4 para poder ter um contrato na usina e oferecer esse contrato a um potencial interessado. Porque o que tem acontecido é muitos desses interessados atualmente, eles querem contratos conosco por um período muito longo, o que não faz sentido, se a ideia é descarbonizar não faz sentido a energia de fonte termelétrica a carvão. Então, a ideia é oferecer um contrato daí com a distribuidora, dentro do pacote. Caso, naturalmente, a gente tenha sucesso no leilão ou caso a gente não receba uma proposta vinculante adequada até o leilão. Então, a gente está trabalhando, deve ter alguma novidade nos próximos meses.

SR. PEDRO MANFREDINI: Está bom, obrigado Rafael.

SR. RAFAEL BÓSIO: De nada.

OPERADOR/A: Nossa próxima pergunta vem do senhor Gabriel Francisco, da XP.

SR. GABRIEL FRANCISCO: Oi Rafael, parabéns pelos resultados e obrigado por tomar a minha pergunta. Ela é simples. No quarto tri de 2019 não houve nenhum, pelo que consta aqui no release, pelo menos, resultado ou custo dentro da Aliança, só no âmbito da TAG. Queria entender se isso vai ser dessa forma mesmo daqui para frente, se não há dívidas no âmbito da Aliança que poderia ser ineficiente fiscalmente, ou ainda despesas, como qualquer *holding*. Essa é a minha pergunta. Obrigado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Oi Gabriel. Nesse caso tem que observar que houve a incorporação reversa da Aliança, a empresa Aliança não existe mais, ela foi, houve uma fusão com a TAG. Então agora nós temos uma empresa única, nós não temos mais duas empresas, todo o endividamento está na TAG agora. Então, é por isso que eu disse que esse trimestre é, foi o primeiro trimestre limpo, uma empresa já com os três meses com a incorporação reversa utilizando os recursos. Então passa a ser uma boa referência.

SR. GABRIEL FRANCISCO: Perfeito. Muito obrigado.

ENCERRAMENTO

Operador/a: A audioconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham uma boa tarde. E obrigada por usarem a Voitel.