



ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
SCRIPT DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST
RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2020
06 DE NOVEMBRO DE 2020 – 11H00

SR. RAFAEL BÓSIQ: Olá pessoal, bom dia. Sejam bem-vindos a videoconferência de resultados da ENGIE Brasil Energia. Para quem não me conhece eu sou Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores da Companhia. Assim como muitas empresas decidimos pelo formato de videoconferência porque nós sentimos que nos aproxima mais, especialmente num cenário de distanciamento social imposto pela pandemia.

Vocês agora estão conectados apenas como ouvintes, e mais tarde abriremos para as perguntas e respostas, que poderão ser feitas tanto por telefone como pelo chat. Cabe lembrar que a videoconferência está sendo gravada.

A apresentação, essa apresentação acompanhada de slides, será transmitida pelo nosso site, www.engie.com.br/investidores. Nele também disponibilizamos os arquivos dessa apresentação e do release de resultados do terceiro trimestre de 2020.

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, dependendo de 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 o **Sr. Eduardo Sattamini**, Diretor Presidente e de Relações com Investidores, **Marcelo Malta**, nosso CFO, e **Márcio Daian Neves**, Gerente do Projeto de Transmissão Gralha Azul, que comentarão o desempenho da ENGIE Brasil Energia no terceiro trimestre de 2020.

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. Eduardo Sattamini**. Por favor, Sattamini, pode prosseguir.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado pessoal. É realmente uma novidade a gente estar aqui numa live de resultados, não mais num call de resultados, mas eu espero que num futuro próximo possamos estar juntos, e nós também poderemos ver a fisionomia de cada um de vocês e estarmos mais próximos.

Bom, vamos passar para o resultado, nós vamos começar pela apresentação no slide 05, onde a gente fala dos principais indicadores financeiros, para dar um panorama, um primeiro panorama financeiro que vai ser depois mais adiante mais detalhado pelo Marcelo Malta, nosso CFO.



O trimestre ele foi caracterizado, nas suas receitas operacionais líquidas, pelo aumento significativo dessas receitas, algo 28,7%. O principal fator que nós tivemos aí foi a contribuição das receitas de transmissão, embora nós ainda não temos a operação da transmissão, mas a maneira que a gente contabiliza, as práticas contábeis determinam que se contabilize o Capex implementado na transmissão e ele acaba se refletindo em receita operacional líquida. Ele contribuiu com R\$ 720 milhões aproximadamente, esse foi o principal fator.

Tivemos também um evento que não acontecia já há muitos anos, que foi a exportação de energia para a Argentina, aconteceu em julho, tivemos R\$ 31 milhões referentes a essa exportação, e tivemos também um resultado no mercado de curto prazo um pouco maior do que no mesmo trimestre do ano anterior, R\$ 37 milhões.

Passando para o resultado do serviço, desculpa, do Ebitda, nós tivemos um decréscimo de 9,4%, mas isso muito em função do registro da garantia de *liquidated damage*, que foi acionada contra o epecista da nossa usina de Pampa Sul lá no terceiro trimestre de 2019, no valor de R\$ 320 milhões. Se a gente não tivesse esse evento ocorrido em 2019, nós teríamos um aumento do Ebitda de 14%. Ou seja, organicamente nós teríamos um aumento significativo também do Ebitda.

No lucro líquido nós tivemos dois efeitos, não só esse efeito impactante da *liquidated damage* do EPC de Pampa, que representou um lucro líquido de aproximadamente R\$ 200 e poucos milhões, mas nós tivemos um impacto grande da despesa financeira relativa às concessões a pagar. Nós temos uma boa parte dessas obrigações em IGPM, algo em torno de R\$ 3,4 bilhões e que com a aceleração da inflação medida pelo IGPM impactou os nossos resultados financeiros desse trimestre. Em compensação, isso se refletirá numa melhoria da receita porque nós temos aproximadamente R\$ 4,1, R\$ 4,2 bilhões de contratos também indexados ao IPCA, então nós recuperaremos essa inflação ao longo dos próximos meses e anos. E isso faz com que o nosso lucro líquido aparentemente tenha decrescido em 34%, mas o efeito efetivo é um pouco mais baixo do que esse.

No financeiro, a gente passa agora para os destaques não financeiros, no slide número 06. Então, no slide número 06 o principal destaque é a continuidade das nossas ações relacionadas a pandemia da Covid-19. Um destaque especial para uma parceria que foi feita com o BNDES, um programa de atendimento aos hospitais no Brasil todo, e que nós destinamos R\$ 500 mil, nós, e o BNDES fez o *match* de mais R\$ 500 mil, então R\$ 1 milhão para serem destinados aos hospitais do estado do Paraná. O Paraná, onde a gente está desenvolvendo o nosso projeto de Galha Azul, por isso a presença do Márcio aqui, e onde nós temos alguns problemas que a gente gostaria de esclarecer para os senhores e dizer um pouco mais sobre a operação desse projeto.

Outro destaque foi a emissão das debêntures de Pampa Sul, nós tivemos uma emissão privada, R\$ 340 milhões, onde nós encarteiramos na Engie Brasil Energia, essa primeira parte, mas fizemos também agora, que está sendo finalizada, é a segunda emissão, de R\$ 582 milhões para o mercado.



Esses recursos serão destinados a recomposição da estrutura de capital do projeto Pampa. Nós estávamos com o projeto com muito *equity*, muito capital próprio, e essa emissão ela vai equilibrar essa equação de estrutura de capital.

Bom, o outro destaque diz respeito à questão da entrada do Itaú numa estrutura de capital do projeto Novo Estado, de uma certa maneira aumentando a alavancagem daquele projeto, melhorando então o retorno esperado para o projeto Novo Estado.

Passamos então para o slide 07, onde a gente fala da aprovação, em 08 de setembro, da Lei 14.052, que compensa os geradores hidrelétricos sobre os efeitos financeiros decorrentes das externalidades que agravaram o GSF, o que a gente chama de GFOM – geração fora da ordem de mérito. E isso agora nós estamos em discussão, tivemos a Consulta Pública feita pela Aneel e até o dia 08 de dezembro a Aneel tem a obrigação de emitir a Resolução que definirá então as regras para que os cálculos e as compensações sejam feitos em favor dos geradores hidrelétricos. Existem alguns números, algumas especulações com relação aos resultados, porém nós ainda não nos sentimos confortáveis de ter uma fórmula final, e isso deverá ocorrer após essa Resolução e nos permitirá ter uma visão clara dos valores e dos benefícios que advirão desta nova lei. E teremos em seguida o cálculo a ser feito pela CCEE. E imaginamos que dentro desse cronograma previsto, que a gente tenha a possibilidade de registrar isso no resultado ainda no ano de 2020.

Próximo destaque, nós tivemos uma liminar concedida em favor de organizações não governamentais no estado do Paraná, na Justiça Federal do Paraná, com a paralisação parcial da obra do projeto Gralha Azul. Essa liminar ela tem como base a argumentação de que o IBAMA deveria participar do licenciamento da supressão de vegetação, em função do tamanho do projeto, e nós estamos questionando isso, entendemos que o processo foi todo feito de forma legal. Inclusive tomamos algumas medidas posteriormente, que já estavam sendo estudadas, como o uso de torres mais altas, para evitar o corte de árvores entre vãos das torres, o uso de drones de lançamento, uma tecnologia nova, nunca antes utilizada nessa escala, mas que nós já estamos utilizando. E o impacto ambiental desse projeto ele está sendo reduzido de 4% da área de influência do empreendimento para 2%. Então a gente entende que todas essas medidas que estão sendo tomadas, elas nos permitirão rapidamente convencer o Juízo de que nós estamos fazendo a obra da melhor forma possível e dentro da legalidade. Então esperamos em breve cassar essa liminar, ou ter uma revisão dessa liminar por parte do juiz federal do estado do Paraná, ou caso não seja possível isso com o agravo do instrumento, a gente conseguir reverter isso no TRF4, em Porto Alegre. Então, basicamente é essa mensagem que nós vamos dar, o Márcio vai falar um pouco mais quando nós falarmos do empreendimento, como o empreendimento está indo, nós estamos com o empreendimento, a princípio, dentro do prazo.

Um outro destaque nosso é com relação ao Energy Place, que é a plataforma digital de relacionamento e vendas para clientes e gestores do mercado de energia, lançando por nós agora dia 03 de novembro. Essa é a primeira plataforma onde você pode fazer uma transação totalmente



digital no mercado. Nós ainda estamos com o primeiro produto que é o fechamento do mês, mas é um produto que você entra, escolhe, vê o preço, bota no carrinho, emite o boleto, pagou o boleto e registra automático na CCEE. Então, sem a intervenção humana, e é o primeiro processo onde a gente terá mais produtos sendo agregados nessa plataforma, e com isso efetivamente atingindo um *marketplace* digital para a energia no país. Eu diria que um marco importante no desenvolvimento do mercado livre de energia.

Vamos passar para o Slide 08, falando sobre as premiações recentes, a gente sempre menciona isso. Pela 11ª vez a Companhia foi premiada com o Troféu Transparência, que é organizado pela Anefac-Fipecafi-Serasa Experian, esse eu considero o prêmio mais importante relativo as demonstrações financeiras das companhias brasileiras. E o segundo prêmio é com relação à Época Negócios 360, que a Companhia foi eleita na categoria melhor empresa do setor de energia, na edição do anuário dessa importante revista.

Nós vamos passar agora para os próximos slides. O slide 10, basicamente a única alteração aqui diz respeito à redução da nossa participação na Novo Estado Transmissora de Energia, como mencionamos anteriormente pela entrada do Itaú nas ações preferenciais resgatáveis – APR.

Passamos então para o próximo slide, o 11. A única alteração que nós temos aqui diz respeito à questão da quantidade de sistemas solares instalados, e aumento dessa quantidade, também não tem nenhuma outra alteração estrutural.

Passamos então para o slide 12 também, mais uma vez poucas alterações aqui, o slide demonstra aí o nosso crescimento na geração de energia e a nossa posição de liderança dentro do mercado. E não há alteração significativa aqui no *market share*, apesar de alguns dos nossos concorrentes estarem também crescendo a sua capacidade instalada.

Partimos então para o slide 13, também sem grandes alterações, apenas demonstrando que estamos no mercado de transporte de gás natural, e acompanhando de forma bastante próxima a evolução da legislação.

Na questão da transmissão, no slide 14, a única atualização importante aqui é a data do leilão previsto agora para o final de 2020, então a data foi marcada para o dia 17 de dezembro. E nós estaremos olhando com alguns projetos para aumentar o nosso portfólio de transmissão de energia.

No Slide 15 a gente tem alguma evolução na questão de entrada em operação de algumas instalações de geração distribuída. Estamos destacando aqui que nós estamos entrando no mercado de *asset-based*, ou seja, onde a gente instala no cliente coisas, instalações solares que serão de nossa propriedade, onde a gente opera essas instalações. Então, esse ano já fechamos aproximadamente 4 megawatts de instalações nesse modelo de negócio, e temos ainda cerca de 9 megawatts de capacidade a instalar. Ou seja, é uma atividade crescente, saindo um pouco da instalação simplesmente de painéis solares para um modelo de negócio onde a gente investe nas instalações dos nossos clientes, e temos uma parceria mais longa e duradoura ao invés de



simplesmente oferecer o produto e perder essa relação.

Vamos para o slide 17, o mercado de energia. A gente tem visto aí um aumento do PLD, o PLD num nível bastante alto em função da hidrologia. Uma novidade aqui nesse slide é que a gente hoje está olhando a oferta com os olhos um pouco diferentes. A gente ainda tem bastante, excesso de oferta, como a gente pode ver no slide, inferior à esquerda. Mas como a gente tem enfrentado hidrologias ruins a questão de muito tempo e a gente tem problemas estruturais no MRE, nós passamos a apresentar aqui não só a capacidade comercial de placa das usinas, mas também a redução esperada em função do GSF, que passou a ser estrutural. Então as barrinhas azuis sólidas elas representam essa capacidade, esse excesso de oferta, considerando já o GSF, enquanto a barrinha azul sólida mais a branquinha, ela seria a capacidade comercial excedente. Então, nós temos mais capacidade comercial do que efetivamente o que se configura no mercado em função do GSF.

Passando para o slide 19, sem nenhuma grande alteração, mas para mostrar a nossa posição tanto no mercado regulado quanto no mercado livre.

No slide 20 nós temos aí uma pequena alteração do volume total de vendas para clientes livres, uma redução no trimestre anterior para esse, em torno de 86 megawatts/médio em função da expectativa de consumo dos nossos clientes, mais do que qualquer outra razão. Estamos distribuídos aí em vários setores da economia sem nenhum risco sistêmico, e isso também nos permitiu passar durante o período aí da pandemia sem grandes impactos no consumo total dos nossos clientes. Outro ponto importante desse slide é que nós temos tido um crescimento significativo no número de clientes, em função da abertura do mercado e da pulverização do nosso alcance em clientes cada vez menores. E isso é importante, por isso é importante a nossa entrada efetiva no mercado digital de venda de energia elétrica.

Olhando o slide 21, nenhuma grande alteração, vocês sabem que a gente deixa sempre um pouquinho de energia não-comercializada, então de forma a absorver o impacto do GSF, é isso que a gente vai ver aí no slide da esquerda. E a nossa estratégia de comercialização é sempre uma comercialização paulatina, estamos juntos aos nossos clientes, e com isso também diluindo riscos específicos de algum ano com preços mais altos ou mais baixos que a gente possa estar enfrentando.

A gente vai olhar no próximo slide, que o slide 22, a nossa posição, basicamente isso aí é uma ferramenta para modelagem dos nossos analistas, mas tem uma novidade. A gente hoje está apresentando a partir desse trimestre o que seria o nosso prazo de contratação média, que se a gente juntar toda a nossa capacidade e ponderar pelos anos de contratação. Então, a gente tem mais ou menos 18 anos de contratação no ACR, 3 anos no ACL, e isso chega a um prazo médio de aproximadamente 13 anos, não é isso, Rafael? Depois qualquer coisa você me corrija, mas eu acho que é um prazo médio.

SR. RAFAEL BÓRIO: Exatamente, 13 anos, Sattamini.



SR. EDUARDO SATTAMINI: 13 anos. Essa é uma informação importante, considerando que a gente tem uma resiliência, uma garantia do resultado futuro com esse nível de contratação. Vamos falar da expansão. A expansão com relação a Jirau nenhuma grande novidade, o projeto continua sendo tocado lá agora pelo Edson Silva, que era o nosso diretor de regulação e mercado da Engie Brasil Energia, buscando as melhorias do projeto e quem sabe um dia trazer o projeto de uma forma bastante serena e que agregue valor para a Engie Brasil Energia. Então, enquanto a gente não encontrar essas condições o projeto vai continuar sendo tocado pela Engie Brasil Participações, a *holding* da nossa Companhia, que é a sócia de referência na usina de Jirau.

Seguindo para o Slide 26, o nosso projeto eólico Campo Largo 2, o progresso, ele está com progresso acumulado em aproximadamente 40% da obra, nessa semana nós começamos a montagem das pás, é previsto agora um primeiro gerador para ser comissionado agora até o final do mês de novembro. Nós teremos então esperado agora a primeira operação comercial para agora o quarto trimestre de 2020. E a data a média de entrada em operação dos nossos aerogeradores é fevereiro. Nós teremos geradores entrando agora em novembro, dezembro, janeiro, fevereiro, março, até maio nós teremos geradores entrando, mas a data média de entrada a gente espera que seja no segundo, no início do segundo trimestre de 2020. Então, é essa a informação. Nós tivemos um pequeno atraso em função da Covid, isso a gente até mencionou no call do último trimestre, mas ele está sendo recuperado com a adição de novos, de um número maior de guindastes na montagem.

E agora eu queria que o Márcio falasse um pouquinho da linha de transmissão de Galha Azul, falasse do estágio que ela se encontra, falasse um pouquinho das conversas que nós estamos tendo com as comunidades, e depois eu volto para falar um pouquinho mais sobre os projetos em desenvolvimento.

SR. MÁRCIO DAIAN NEVES: Bom dia pessoal. O sistema de transmissão de Galha Azul ele é um projeto que está indo muito bem, temos algumas dificuldades como o Sattamini comentou, mas no âmbito da execução da obra nós atingimos agora no início do mês de novembro 67% de avanço físico, é um número bastante relevante que mostra que nós estamos bem adiantados em relação ao que estava previsto inicialmente. Nós devemos concluir todo o fornecimento do projeto até o final do ano, o fornecimento é um caminho crítico e mesmo devido a pandemia nós conseguimos mantê-lo, antecipá-lo em relação aquilo que estava esperado. As obras seguem em ritmo bastante avançado também, são dez subestações, cinco novas subestações e cinco ampliações, todas elas dentro de um ritmo bastante interessante. Estamos mudando agora, saindo da fase de obras civis, entrando numa fase de montagem eletromecânica, cujo objetivo é energizar as primeiras subestações do projeto até maio do ano que vem, de tal forma que até o início de setembro de 2021 nós possamos ter a operação comercial completa do projeto.



O projeto ele é formado por 15 linhas de transmissão, todas elas em um avanço também bastante elevado. Tivemos aí uma liminar que paralisou parte dessas atividades, mais especificamente as quatro linhas de 500 KV, e isso para evitar os impactos no projeto nós conseguimos realocar todas as equipes para as demais frentes de trabalho, isso significa dizer que nós podemos evoluir e antecipar as demais frentes, e depois retornar para as frentes de 500 KV.

Estamos tomando todas as ações para revogar essa liminar, como foi comentado pelo Sattamini, esperamos fazer num curto espaço de tempo, de tal forma que a gente não tenha impactos aí na operação comercial prevista para 2021.

Do ponto de vista socioambiental nós temos trabalhado, desenvolvido uma série de projetos em conjunto com as comunidades de entorno, são 27 municípios abrangidos pelo projeto. Temos diversos projetos associados aí ao combate a pandemia, doações de EPIs. Inclusive o que foi comentado, uma parceria com o BNDES. Também estamos desenvolvendo projetos relacionados à perpetuidade da araucária, ou seja, projetos socioambientais que visam a preservação ambiental que está bem alinhada com o propósito do projeto, que tem a supressão de vegetação como foi também comentado, muito baixa, devido a adoção de uma série de medidas tais como o alteamento de torres e o lançamento de cabos usando drones.

Então, acho que em forma geral o que nós podemos dizer é que o projeto, mesmo com essas pequenas, esses percalços que a gente vem passando agora, ele deve entrar em operação em setembro de 2021. Hoje nós ainda estamos antecipados em relação ao cronograma contratual, e depois nós ficamos à disposição se houver algum questionamento mais específico aí a responder.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado Márcio. Talvez eu possa agregar alguma informação em termos de magnitude. Nós estamos com uma proposta, na verdade é um acordo de compensação para as araucárias, para cada araucária que seja extraída no processo de supressão de vegetação, replantarmos três, ou seja, mais do que a compensação legal. E só para o público ter uma ideia, na semana passada com a ajuda de uma ONG dos Escoteiros do Paraná, nós plantamos 2.800 araucárias num só dia. Ou seja, o que a gente quer mencionar é o que o impacto, isso equivale a mais de um terço das araucárias que nós estimamos impactar nesse projeto, ou seja, para dar a dimensão efetiva do impacto ambiental desse projeto que é muito pequeno em relação ao benefício que ele vai trazer para o fornecimento de energia no estado do Paraná, principalmente fazendo com que a energia que é gerada em Itaipu, no próprio estado, ela possa fluir para dentro do estado melhorando a qualidade e abastecimento da energia ali, sem ter que ser transmitida para São Paulo e retornar para o estado do Paraná. Então é um projeto de extrema importância ali para o estado e para a região sul de uma forma geral.

O próximo projeto que a gente fala é o projeto Novo Estado, um projeto lá no estado do Pará e do Tocantins. Nós tivemos os contatos de financiamento com o BNDES e com o Banco da Amazônia



assinados no trimestre, uma importante informação, marcos importantes, garantindo o fluxo de caixa do projeto. Mas nós já iniciamos a montagem das torres e das linhas de transmissão, da nova subestação também, já começamos a instalar. E já começamos também a implantação da ampliação das subestações existentes. A previsão continua normal, para dezembro de 2021, tivemos pouquíssimos impactos da Covid nesse projeto, e é um projeto que nosso Capex estimado é R\$ 3 bilhões, está previsto aí na nossa projeção de investimentos para os próximos anos, como vocês vão ver nos slides a seguir.

Com relação a projetos em desenvolvimento continuamos com o nosso foco em energias renováveis, temos várias frentes potenciais de desenvolvimento de novas usinas solares e fotovoltaicas, hoje concentradas principalmente ali no estado da Bahia e do Rio Grande do Norte. E um dos projetos que nós estamos ainda finalizando, o projeto de Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, na sua primeira fase, algo em torno de 420 megawatts nós estamos prevendo ter a ordem de início em breve, tão logo a gente consiga fechar as condições com os fornecedores.

Eu agora passo a palavra para o Malta, que vai falar sobre o desempenho financeiro da Companhia no trimestre e até agora no ano de 2020. Por favor, Malta.

SR. MARCELO MALTA: Obrigada Sattamini, e bom dia a todos. No Slide 31 nós temos um demonstrativo da evolução da receita operacional, do EBTIDA e do lucro líquido. Como já mencionado entre os trimestres tivemos uma variação de quase 29%, motivada, como já mencionado pelo Sattamini, pelo reconhecimento da receita dos ativos de transmissão motivada pela aplicação da prática contábil específica. No Ebitda tivemos uma redução de 9,4% em função do reconhecimento daquele efeito não recorrente motivada pela indenização do epecista de Pampa, que aconteceu no terceiro trimestre de 2019. E no lucro líquido, além desse impacto de indenização do epecista nós tivemos, como já mencionado também pelo Sattamini, um impacto importante na variação monetária sobre algumas das concessões a pagar que nós temos.

No Slide 32, no primeiro gráfico, nós temos aqui a distribuição dos efeitos na receita entre os trimestres, nas variações entre trimestres e anos normalmente ocorrem em função de defeitos não recorrentes, e também em razão do início de operação de ativos. Esse comportamento se replica também na evolução do Ebitda e do lucro líquido. No gráfico abaixo, como já citado, temos o efeito positivo dos ativos de transmissão de R\$ 718 milhões, e esses impactos eles vão aumentando à medida em que temos também a elevação do Capex dos projetos.

No que se refere a elevação da receita operacional dos nossos ativos nós tivemos uma elevação do preço médio de venda, e também um efeito positivo na CCEE, e a exportação de energia para a Argentina, que nós fizemos nesse trimestre. Só ressaltando que o aumento do nosso preço médio de venda foi algo em torno de 3,8%. Em contrapartida tivemos também uma redução do volume de energia de 4,3% motivada em parte pela redução do consumo ainda resultante dos efeitos da



pandemia.

No slide 33 nós temos a composição do resultado da TAG, que fechou o trimestre com um lucro de R\$ 320 milhões, e a nossa participação sobre esse lucro é de R\$ 102 milhões, que contribuem positivamente para o nosso Ebitda.

No slide 34, no gráfico abaixo nós temos aquele efeito não recorrente já mencionado da indenização do epecista, de R\$ 321 milhões. Além disso tivemos um impacto positivo entre os trimestres da equivalência patrimonial de TAG. Tivemos uma redução do volume de compras de energia do portfólio, e no que se refere a receita, como já mencionado, tivemos um impacto positivo na CCEE e a exportação de energia para a Argentina. Tivemos também um impacto negativo pela combinação de elevação de preço e redução do volume de energia vendida.

No slide 35 nós temos a variação do lucro líquido, como já mencionado, o impacto da indenização do epecista no terceiro trimestre de 2019 fez com que a variação do Ebitda fosse negativa. Como já mencionado, sem esse impacto nós teríamos uma elevação do Ebitda de 14%. E além disso também um impacto importante da variação monetária sobre as concessões a pagar, que afetaram de forma significativa o nosso resultado financeiro. Tivemos também uma redução da despesa de imposto renda e contribuição social em função nessas quedas do Ebitda e no resultado financeiro.

No slide 36, tivemos uma elevação do ROI motivada pela combinação entre redução do lucro líquido e aumento do patrimônio. No que se refere ao ROIC nós tivemos uma redução em razão, principalmente, da elevação do nosso capital investido no trimestre.

No slide seguinte mostramos uma variação do nosso endividamento, e ela foi algo em torno de R\$ 3 bi resultante principalmente do financiamento de Campo Largo, Gralha Azul e Novo Estado. Os nossos índices de alavancagem então, está bem-comportado, eu acho que vale citar o pré-pagamento da dívida de Estreito, que tinha um *covenant* bastante restritivo, que era três vezes e meio dívida bruta/Ebitda. Importante citar também que esse pré-pagamento, além de eliminar esse *covenant*, foi feito em condições financeiras mais favoráveis do que o custo que nós tínhamos da dívida com o BNDES. E a nossa expectativa também é incorporar essa SPE, visto que ela está sem dívida, e essa incorporação é claro que gerará também uma redução de custos administrativos, e simplificará também a nossa estrutura societária. Fechamos o trimestre com um caixa robusto de quase R\$ 5,7 bilhões, o que elevou a nossa dívida líquida a R\$ 11,2 bilhões.

No slide 38 temos uma evolução da dívida, o impacto principal é a geração de caixa operacional. E temos também a variação do capital de giro e a aquisição de TAG feita nesse trimestre.

No slide 39 temos o perfil de vencimento da nossa dívida, temos uma concentração nos próximos 12 meses decorrente principalmente de vencimento de empréstimos 4131, e em menor proporção, vencimento também de alguns contratos com o BNDES, ou amortização de contratos com o BNDES. Da mesma forma em 2022 teremos uma parcela importante de amortização da dívida da 4131, e também amortização de dívidas com o BNDES.



Entre 26 e 30 também temos uma concentração importante que é relativa principalmente a amortização de dívidas com o BNDES. Na composição de endividamento nós temos uma novidade aqui, nós não tínhamos dívida em pré. O que nós fizemos nesse trimestre foi um *swap* de parte da dívida em CDI para pré, a gente avaliou como uma oportunidade importante que o mercado nos ofereceu. Estamos falando aí de uma dívida de algo em torno de R\$ 1,8 bi, que vence em 2021 e 2022, e a taxa média pré-contratada ficou algo em torno de 2,9%. Bom, custo nominal da dívida continua baixo, e no trimestre ele está em 6,8%.

No slide 40, que tem a evolução dos nossos investimentos, em 2020 destacamos Novo Estado, Campo Largo e Gralha Azul e em 2021 da mesma forma, em menor proporção, mas também investimentos em Novo Estado, Gralha Azul e Campo Largo.

No slide 41 nós temos a evolução do nosso *payout*. No primeiro semestre de 2020 nós optamos por propor 55% de *payout*, e isso em função das incertezas que nós tínhamos naquele momento dos impactos decorrentes da pandemia. E no próximo trimestre nós vamos definir qual será o *payout* para o ano de 2020.

De minha parte era isso, eu fico aí à disposição também para responder eventuais perguntas dos senhores.

Operadora: Obrigada. Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta via telefone, por favor, digitem asterisco 1 (*1). A primeira pergunta vem de Gabriel Francisco, de XP Investimentos.

SR. GABRIEL FRANCISCO: Olá a todos, pessoal, bom dia Sattamini, bom dia Malta. Eu tenho duas perguntas. Primeiro eu quero dar parabéns pelos resultados. Eu queria perguntar em primeiro lugar a respeito, um ponto na questão dos dividendos, lembro em algum momento foi mencionado que num cenário macro e também no mercado de capital se tornando mais claro, que poderia haver não só uma revisão aí da prática de distribuição da Companhia como eventualmente até uma reversão e a distribuição do dividendo que foi feito com o *call back*, ali no momento que era mais incerto, e que foi mais prudente a se fazer de fato. Queria saber se há já algum avanço, o cenário já melhorou para poder dar alguma indicação nesse sentido, a primeira. A segunda, pra falar um pouco mais de estratégias de longo prazo tendo em vista a eminente aprovação da Lei do Gás em seu formato atual, ela traz diversas, traz assim, diversas restrições e vedações em relação societária, principalmente em empresas que atuam em transporte, no caso do consórcio, consórcio da TAG, com outros elos da cadeia de valor. Tendo em vista um cenário de eventual aprovação nesse formato com ficaria, como seria, se seria revista a estratégia da Companhia no segmento de gás natural daqui em diante. Isso era tudo, e muito obrigado.



SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá, muito obrigado Chicão pela pergunta. A primeira pergunta, mais fácil de ser respondida. Realmente a gente já mencionou que a redução do *payout* para 55% foi uma medida preventiva. Vocês sabem que sempre que a gente pode a gente acaba distribuindo um maior percentual possível. E a gente hoje está com um caixa bastante robusto frente as nossas obrigações, é possível que a gente reavalie essa posição e venha tomar uma decisão favorável a um *payout* mais generoso no final do ano. Essa decisão deve ser tomada no início do ano que vem, na apresentação dos resultados do ano, em 2020, mas existem as perspectivas melhores em função da gente entender que a economia se recuperou rapidamente, voltou aos mesmos níveis de consumo, já superou os níveis de consumo do ano passado, de energia elétrica, e isso reflete em um menor impacto da pandemia na Companhia. Então isso permanecendo dessa forma existe sim essa possibilidade da gente reavaliar o *payout* e inclusive o *payout* do primeiro semestre desse ano. Então, essa é a primeira resposta. A segunda é com relação a estratégia da Lei do Gás, com certeza existe a possibilidade da lei ser promulgada com a restrição de operação em outros elos da cadeia para o transportador de energia. A única medida que nós temos é que nós já temos uma comercializadora de gás, não tem atividade de comercialização de gás no país, mas nós preventivamente já tínhamos feito um registro de comercializadora de gás, essa comercializadora, para operar, dependerá da aprovação da agência. E a questão também é de que essa discussão pode ser levada também para o âmbito regulatório, não Legislativo, mas infralegal, permitindo, e dentro de determinadas condições, que empresas, apesar do momento econômico, respeitando determinadas regras, possam vir a operar em outros elos da cadeia. Então, então essa é a nossa expectativa. Enquanto isso, o investimento feito na área de transporte de gás, ele permanece com uma sólida base econômica, totalmente contratado aí durante ainda muitos anos, uma contratação média por volta de 11 anos de operação. Retornos satisfatórios, inclusive melhor do que a expectativa, em função da redução da taxa de juros, foi uma compra alavancada, de alguns ganhos fiscais em função da recuperação de alguns créditos. Então, a operação continua robusta. É possível também que, em função da liberação do mercado de gás, nós temos algumas oportunidades de expansão do ativo atual, e com isso também ter algum crescimento adicional da nossa operação. Então, obviamente estamos atuando no âmbito regulatório, vamos continuar atuando, estamos aí na área de gás através, da transmissão, para ficar. E obviamente não gostaríamos de ter tantas restrições assim, mas a gente entende que a legislação visa um mercado mais liberal, um mercado mais dinâmico no gás, e isso será bom para o nosso negócio de uma forma geral.

SR. GABRIEL FRANCISCO: Perfeito, excelente, super claro. Se me permitir um *follow-up* nesse último ponto, do gás. É uma pergunta um pouco focada na TAG, um dos gasodutos é o de Urucu, Urucu-Coari-Manaus, enfim, o ativo que abastece ele, da Petrobras, está em processo de desinvestimento. E assim, já há alguns estudos que apontam que poderia, enfim, haveria ali uma



potencial até capacidade ociosa do próprio gasoduto, só que requereria eventualmente investimentos em compressores. Eu queria entender se na perspectiva de vocês, assim, se estão avaliando, caso essa futura transação, quando e se ela ocorrer, se vocês avaliariam algum eventual investimento nesse sentido. Ou se, por exemplo, ainda há incerteza sobre a definição de tarifas para além do que os contratos de vocês existentes podem oferecer aí por esse momento de incerteza para tomar essa decisão de investimento. Essa é a minha última, eu não farei outras para deixar oportunidade para todos. Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, essa tua última pergunta, bom, a gente vai olhar na apresentação que a gente tem no slide 45, vocês podem notar que o gasoduto Urucu-Manaus ele encontra-se contratado até novembro de 2030. Então até novembro de 2030 nós temos a receita totalmente garantida via Petrobras para capacidade total do gasoduto. É óbvio que se houver alguma disponibilidade de capacidade em função da desativação ou da diminuição da produção de gás por parte da Petrobras, e houver outros interessados a operar e transmitir o gás, transportar o gás no gasoduto, o regulador vai definir a fórmula de que essa entrada se dará e para nós será uma excelente notícia. E se houver necessidade de algum tipo de investimento específico no gasoduto para isso, ele estará também na base, no cálculo tarifário. Então, eu acho normal, natural, que esses movimentos aconteçam, e a gente estará ali como operador responsável para apoiar o mercado de gás e para apoiar novos entrantes no mercado.

SR. GABRIEL FRANCISCO: Perfeito, Sattamini. Super claro, e muito obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado você, Chicão.

Operadora: A nossa próxima pergunta vem de Carolina Carneiro, de Credit Suisse.

SRA. CAROLINA CARNEIRO: Obrigada pelo call. Eu tenho duas perguntas também, gente, as duas relacionada a comercialização. Queria primeiro falar, queria que vocês falassem um pouquinho mais da plataforma nova, do Energy Place, qual que é a ideia na verdade de público-alvo, de repente. É só para a gente poder entender qual a estratégia da empresa, vocês vão atender pela plataforma até um determinado tamanho de cliente, se já tem esse tamanho definido, ou se é de fato um percentual já definido dos clientes de vocês que vão ser atendidas especificamente por essa plataforma. É mais para a gente ter um pouquinho mais de detalhes sobre o uso da ferramenta em si, como é que encaixa na estratégia de vocês. E a segunda pergunta sobre comercialização é:



olhando no balanço de vocês parece que dessa vez as vendas ficaram muito mais concentradas mais para o longo prazo, um pouquinho mais para frente, 23, 24 e 25. Comparando com o balanço, pelo menos do segundo tri, é mais para entender um pouco sobre essas vendas, parece que de fato é um cenário um pouquinho diferente do que a gente tinha até então, com vendas mais concentrados no curto, parece que se está vendo aí uns contratos mais para frente. E como não tem indicação ali a nível de preço médio, mais para frente a gente também não tem muito detalhe se essa, como é que essas vendas se comparam ao que a gente estava vendo antes. Se vocês puderem passar um pouquinho de detalhes sobre esses novos contratos aí que vocês fecharam nesse tri ia ser bom. Obrigada.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado Carol. Bom, a primeira pergunta, o que a gente... a gente tem hoje segmentado dentro das nossas, nós temos quatro mesas de vendas na área comercial, e elas são segmentos por tamanho, por tamanho do consumidor. É natural que o consumidor mais eletrointensivo, com grandes volumes, ele tenda a querer ter um atendimento específico, especial, e mais *taylor-made*, mais definido para as suas necessidades. E à medida que o consumidor ele diminui o tamanho e o consumo de energia seja menos relevante na sua estrutura de custo, ele tenha um menor interesse, ou queira uma solução mais prática e pragmática. Então, essa é mais ou menos a estrutura que hoje a gente tem, são mesas segmentação por volume de clientes. E essa plataforma na verdade ela vai atender a todos os segmentos, até porque, num primeiro momento agora, a gente está entrando com o fechamento do mês. Então, o fechamento do mês, independente do tamanho do cliente, é uma coisa muito mais fácil de você operar. São operações de curtíssimo prazo onde você faz o registro da operação pós-pagamento de forma automática sem nenhum problema. Obviamente a hora que você estiver falando de produtos de mais longo prazo, isso começa a ser um pouco diferente, os clientes de maior volume querem negociar particularidades no seu contrato, e para esses clientes a gente dá um tratamento diferenciado. Mas pode ser até que, se eles não tiverem nenhuma demanda específica, for um produto efetivamente padrão, eles poderão fazer aquisição através da plataforma. A plataforma vai estar preparada para isso. Muito provavelmente aquele cliente, como se você dissesse aí no teu banco, um cliente *private*, no seu banco só tem *private*, não tem varejo, mas se fosse num banco normal brasileiro, o *private* quer um tratamento especial, afinal de contas ele está levando um grande volume. Então, é mais ou menos isso. Um outro aspecto que você falou, da contratação um pouquinho mais longo prazo, o que acontece é que o nosso portfólio, como a gente já tem dito, ele está basicamente todo vendido até 2022, e estamos entrando em 23 também. Então, a nossa condição é de fazer vendas com perfil um pouco mais longo, começando 23, 24, 25. E é uma tendência que hoje a gente tem visto no mercado em função de um preço mais favorável no mercado de longo prazo, redução de preço futuro, a gente tem visto um apetite maior do consumidor de estar em contratos um pouco maiores do que era o tradicional que a gente via no mercado que era entre 4 e 6 anos. Isso pode ser



pontual, mas a gente, já é um movimento que a gente já vem observando nos últimos dois anos no mercado livre de energia. É uma característica. Eu não sei se isso vai continuar, o industrial ele normalmente tende a não fazer contratos muito longos e não fazer a contratação integral do cliente num único momento, até para ele poder também ter um amortecimento de movimentos de mercado. Como você sabe, quando você tem uma situação hidrológica pior aqui no Brasil, os preços sobem. Os preços subindo, eles impactam no preço dos anos mais próximos, principalmente, o mercado agora está sendo impactado por um preço alto do *spot* nesse momento. O mercado de 2021 já subiu coisa de 10, 15%, e o mercado de 22 um pouquinho. Então, você tem esses impactos que normalmente o industrial tenta diminuir ou amortecer tendo vários contratos, com vários vencimentos, e também não contratando muito longo. A não ser que o preço seja muito convidativo, que parece que em função da grande oferta de energia não convencional renovável, em função da perspectiva da redução ou da extinção do subsídio da tarifa fio, então existe um volume maior nesses projetos no mercado oferecendo então um excesso de oferta, fazendo com que os preços fiquem um pouco mais baixos e com isso talvez seja o momento do consumidor de capturar essa oportunidade de preços mais baixos num período um pouco mais longo. Então, imagino que seja esse o movimento, ou pelo menos é isso que a gente entende desse movimento que está acontecendo no mercado.

SRA. CAROLINA CARNEIRO: Está certo. Obrigada.

Operadora: A nossa próxima pergunta vem de Marcelo Sá, do Banco Itaú.

SR. MARCELO SÁ: Oi pessoal, obrigado pelo call. Eu tenho duas perguntas. No slide 17 vocês mostraram um gráfico interessante de oferta versus demanda teórica, e vocês fazem um ajuste como se vocês fossem retirar um efeito do GSF médio. Ou seja, mostrando que na prática essa sobreoferta que existe hoje não é tão grande assim. E esse é um ponto super relevante para a gente pensar o que o governo vai fazer de leilões olhando para frente. E aí eu queria que vocês comentassem um pouquinho qual a expectativa de vocês para leilão, considerando o balanço de oferta e demanda, e o fato das distribuidoras hoje em geral estarem sobrecontratadas. Essa é a primeira pergunta, depois eu faço a próxima. Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá, vamos começar. Depende do tipo de demanda. Se a gente estiver falando em demanda por potência a gente entende que demanda por potência não será necessária tão cedo, talvez a partir de 2026 em diante. Como você pode ver, apesar de você ter o GSF, quando a gente fala de potência a gente está falando da capacidade de placa instalada. E a



gente tem um excesso de capacidade instalada visível para até para 2026, pelo menos. Então isso inclusive é o que apontam os estudos da EPE. E com relação à energia em si a gente acredita que possa ter alguma demanda de energia para 2025, 2026 em diante também. Então não vemos assim uma grande necessidade de um leilão, até porque o mercado livre tem apresentado oportunidades para a nova capacidade. Tem muita gente hoje já oferecendo nova capacidade para contratos de longo prazo, como PPAs corporativos. Então assim, a questão do leilão vai ser cada vez mais, cada vez menos frequente, cada vez mais raros os leilões de energia, até porque os leilões de energia sobrevivem da contratação das distribuidoras. E as distribuidoras hoje, com a migração dos clientes cativos para o mercado livre, com a abertura do mercado, elas vão acabar sobrecontratadas e vão ter que dar uma solução para a energia do seu portfólio. Então, são, eu não vejo assim muita, Marcelo, eu não vejo muita expectativa aí de leilões em breve, a não ser que sejam leilões com interesses específicos, de desenvolvimento regional ou desenvolvimento de algum tipo de fonte de energia. A gente tem escutado falar muito de termelétricas inflexíveis, para lastrear desenvolvimento no mercado de gás. Se isso for feito, e você não tiver uma compensação pelo deslocamento da energia hidrelétrica como se fosse um GFOM, você vai, quem vai estar arcando com parte dessa conta do desenvolvimento do setor de gás sem um gerador hidrelétrico? Então, coisa que não faz o menor sentido, por isso que você tem visto aí uma resistência muito grande das autoridades da área do setor elétrico no país, de aceitarem térmicas inflexíveis que estão sendo, eu diria empurradas, ou manifestado o interesse por companhias que tem, que estão no mercado de gás. É óbvio que o mercado de gás é positivo, que ele se desenvolva, a gente está no mercado de gás também, no serviço, mas a gente precisa tomar cuidado para que esse mercado de gás não seja desenvolvido à custa do setor elétrico, e principalmente à custa de outros agentes que não têm absolutamente nada a ver, ou que não terão nenhum benefício específico vindo do desenvolvimento desse mercado, que seriam os geradores hidrelétricos. Pode ser feita alguma coisa nesse sentido? Até pode, mas você teria que montar mais uma vez um GFOM das térmicas inflexíveis. Ou seja, a hora que você coloca essas térmicas na base elas deslocam a hidrelétrica, e a hidrelétrica acaba sendo recompensada por isso. E de uma certa maneira isso acaba no bolso do consumidor, do consumidor de energia elétrica, e vai estar subsidiando o consumidor de gás. Então, são essas as situações que a gente gostaria de evitar no mercado brasileiro, que você tenha subsídios cruzados e que você comece a ter atritos entre agentes... antes eram atritos entre agentes do próprio setor elétrico, e agora essa discussão está levando a um atrito entre agentes de diferentes setores. Então, precisamos ter muita cautela com isso, e fica a mensagem, a princípio não precisamos de leilões, o mercado está se ajustando, a hora que precisarmos de leilões estamos criando, entendo que o governo através da MP 988, está criando elemento para leilão de potência, para que você garanta que não vai haver desabastecimento. E é isso aí, temos que diminuir a regulamentação, a regulação e fazer com que o mercado seja cada vez mais livre, e que a alocação de recursos, seja cada vez mais racional. Subsídios e imposições eles acabam indo no sentido contrário a modernidade do setor.



SR. MARCELO SÁ: Está ótimo. E aí acho que a segunda pergunta é em relação a discussão da compensação de GSF para o mercado livre. A dúvida que eu tenho é, enfim, a CCEE apresentou os cálculos preliminares, tem lá o montante de NPV e extensão de concessão de usina, e eu lembro que existia um pedido até de algumas empresas para que essa extensão pudesse ser feita em usinas específicas, você escolhia para qual usina você pode direcionar eventualmente essa extensão. Vocês não apresentaram ainda, pelo menos no release, uma conta de quanto seria esse impacto para vocês, mais consolidado em termos de NPV, dado que os números são preliminares. Mas se vocês puderem comentar um pouquinho isso, e se vocês veem a chance de vocês poderem alocar essa extensão em usinas específicas e não ser exatamente o que cada usina vai ter esse direito. Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado Marcelo, pergunta bastante pertinente. Sim, nós apresentamos um pleito através da APINE, diretamente até em reuniões com a Aneel, é muito importante isso porque você tem... por alguns aspectos. Quando você olha lá os cálculos você vai ver que você tem usinas com situações bastante distintas. Uma usina leva dois meses, três meses, cinco meses, outra doze meses, outra quatorze meses. Você vai ter que fazer inúmeros contratos, aditivos aos contratos de concessão, praticamente todas as usinas, enquanto na verdade isso foi gerado um ativo regulatório. E esse ativo regulatório poderia ser alocado a uma usina específica a escolha do gerador hidrelétrico. Isso seria muito racional, diminuiria a quantidade de trabalho burocrático da agência, dos agentes, e ainda mais, teria mais um fator positivo, você tem usinas onde você tem sócios em situações distintas. Sócios que venderam energia no mercado regulado, como é o nosso caso em Estreito, nós vendemos energia no mercado regulado, não temos absolutamente direito sobre o GFOM, e os nossos parceiros, consumidores livres, teriam direito sobre isso, porque eles podem, eles mesmos são os responsáveis pelos riscos hidrológicos. Então, na hora da extensão da concessão de Estreito, o que acontece? Acaba que eu também estou no contrato de concessão, eu teria que ter um acordo comercial complexo com esses agentes. Do outro lado você tem uma situação aposta, nós temos alguns créditos, nós temos hoje direito aos créditos em função do risco hidrológico nas usinas onde nós temos sócios, e esses sócios não teriam, porque eles não correm o risco hidrológico. Então, essa questão elas seriam questões facilmente endereçáveis se você pudesse fazer com que isso fosse um direito, um ativo regulatório, e esse ativo regulatório no montante definido, ele pudesse ser o critério dos geradores hidrelétricos e alocar a uma usina específica. Então isso não é uma situação específica nossa, a gente vê isso em várias empresas geradoras hidrelétricas, e inclusive ela pode afetar algumas empresas estatais, algumas restrições. Por exemplo, a Cemig, se ela, ela tendo direito aos valores, ela tem o direito a um ativo regulatório de usinas que eventualmente não foram relicitadas, e que estão na mão de outros agentes. Então, um outro caso que a gente pode ver é numa expectativa de privatização de algumas das usinas de *players* estatais, é que ficariam limitadas ou só poderiam fazer essa opção mais



adiante, sem sentido talvez para o estado, que gostaria de capitalizar ou de resolver a venda do ativo para que ele pudesse reinvestir o dinheiro como estado em outro tipo de atividade mais ligado ao bem-estar social. Então, eu acho extremamente interessante a ideia, nós apoiamos essa ideia, achamos que não existe impedimento legal para isso, e viria ao encontro do interesse de todas as partes, sem prejuízos de qualquer parte interessada.

SR. MARCELO SÁ: Está claríssimo. Tem agora um ponto que você acabou de mencionar que eu achei curioso, você deu um exemplo de usinas da Cemig, que a Cemig, enfim a usina foi relicitada, até vocês levaram algumas usinas da Cemig. E a conta da compensação de GSF ela é feita retroativa até o período de 2013. Então, em teoria, essa empresa devolveu essa usina num determinado momento, ela deveria ter o direito dessa compensação para os anos e que a usina era dela. Entendo que esse é o conceito na cabeça de vocês, que isso deveria virar um ativo regulatório, e mesmo que você tenha devolvido essa usina você teria direito a essa compensação. E no caso de vocês, por exemplo, que ficou, assumiu, por exemplo, a usina da Cemig depois, vocês teriam direito só ao período que excedeu o período que a Cemig administrava, o período que vocês administraram. Seria essa a ideia também, não é?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Isso, seria esse o bom senso sim.

SR. MARCELO SÁ: Está bom, entendi. Está ótimo. Muito obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Obrigado você.

Operadora: Eu gostaria agora de passar a palavra ao senhor Rafael Bósio.

SR. RAFAEL BÓSIO: Pessoal, então eu tenho aqui algumas perguntas no chat, infelizmente a gente não vai conseguir responder a todas pelo adiantado da hora, já estamos com uma hora e vinte de call. Sattamini, a primeira pergunta: para os próximos anos, qual área a empresa vê como fundamental para incrementar investimentos? Pergunta que recebemos de Thiago.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Thiago, obrigado pela pergunta. Rafael, na verdade nós já temos aí um volume grande de investimentos já destinados para a transmissão, alguma coisa para geração. A



gente tem buscado aumentar a participação de transmissão, e agora gás também no nosso portfólio, para a gente ter um portfólio um pouco mais equilibrado. Mas sem descuidar de geração. A gente entende que geração é o nosso *core*, nós estamos há muitos anos nisso, desde que viemos para o Brasil em 1998, a geração é o nosso principal negócio. Mas a gente entende também que a diversificação para outros segmentos como transmissão e como o gás são importantes para a resiliência dos resultados e para gerar oportunidades de crescimento. Lembrando que a nossa decisão lá atrás, de entrar na área de transmissão, vinha em função da dificuldade e da falta de oportunidade de investimentos rentáveis na área de geração naquele momento. E encontramos oportunidade sim na transmissão. Então, a gente quer ter um balanço um pouco mais equilibrado entre fontes de riquezas, de resultados dentro do nosso portfólio. Então devemos aí dar alguma prioridade sim para investimentos em outras áreas que não de geração, mas sem descuidar dos investimentos de geração, que é o nosso principal negócio.

SR. RAFAEL BÓSIO: Perfeito, Sattamini. Eu vou fazer mais uma pergunta e as demais que ficaram a ser respondidas a gente, nós aqui da área de relações com investidores vamos entrar em contato com as pessoas, ok? A pergunta é: com o cenário atual da Selic, não faria sentido captar mais recursos a CDI e menos inflação?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, sim, se você encontrar mercado para contratar em CDI. A gente hoje tem um volume razoável da nossa dívida em CDI, mas ela tende a ser uma dívida de mais curto prazo. Nós temos os nossos contratos, a maior parte dos nossos contratos ligados a inflação. Por isso nós temos inflação como o nosso indexador principal, e como a maior parte dos nossos contratos tem IPCA, o IPCA é o nosso indexador de inflação. Então, assim, seria razoável se a gente conseguisse encontrar um mercado para títulos de mais longo prazo, CDI hoje a gente não consegue vislumbrar esse mercado. Agora, fizemos sim, por exemplo, se a gente olhar em TAG foi essa estrutura os nossos empréstimos lá são em CDI. Nós fizemos operações recentes, o ano passado, de 4131 só para CDI, de quatro, cinco anos. O que a gente consegue fazer a gente fez, mas não é assim fácil se você financiar um projeto com dívida de dez, quinze anos, com base no CDI. Principalmente no momento atual.

SR. RAFAEL BÓSIO: Ok. Obrigado, Sattamini, eu acho que com isso nós encerramos o call. Eu devolvo a palavra para as suas considerações finais.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom, mais uma vez eu agradeço a todos aí a presença, e a gente espera que a gente consiga sair dessa pandemia mais forte, eu tenho certeza de que muitos ajustes nas



nossas vidas foram feitos, e na nossa empresa com certeza. Eu diria que a gente, como sociedade deu um pulo na digitalização, tanto é que hoje estamos todos aqui reunidos de uma forma que a gente não previa anteriormente estarmos reunidos. Muito melhor do que o call, com certeza, pior do que presencial. Mas de uma maneira bastante efetiva. Eu acho que isso está acontecendo em todos os segmentos e em todas as atividades, atividades empresariais com certeza vão melhorar a sua eficiência e isso vai trazer mais um pulo na qualidade de vida das pessoas. Mas é importante que a gente supere essa pandemia e volte a vida normal, com muito mais efetividade e muito mais produtividade. Muito obrigado a todos.

Operadora: Obrigada. A videoconferência da Engie Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham uma boa tarde. E obrigada por usarem a Voitel.