ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST

RESULTADO DO QUARTO TRIMESTRE DE 2017

23 DE FEVEREIRO DE 2018 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

Operadora:

*Bom dia. Essa é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre de 2017 e do ano de 2017. 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 (*0). Cabe lembrar que essa teleconferência está sendo gravada.*

Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.engieenergia.com.br na sessão 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 essa teleconferência, relativas às perspectivas do negócio da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje estão os senhores Eduardo Sattamini, Diretor Presidente da ENGIE Brasil Energia, Carlos Freitas, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da ENGIE Brasil Energia no quarto trimestre e no ano de 2017. Logo após, responderão 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 senhor Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:

Bom dia a todos, prazer como sempre estar aqui com vocês, especialmente para falarmos de um resultado bastante satisfatório no ano de 2017.

A gente vê no slide 5, onde a gente fala dos principais indicadores financeiros e operacionais do Grupo, que nós tivemos melhorias relevantes nos principais agregados financeiros, ultrapassando barreiras históricas tanto em Receita, quanto em EBITDA e Lucro Líquido.

Falando especificamente dos números do ano, nós alcançamos receita de mais de R$ 7 bilhões esse ano, R$ 7.010 bilhões, com um crescimento de 8,8%. Isso devido muito em função da nossa maior atividade de comercialização, compras para revendas e posição

long no mercado de curto prazo, que refletiu também em um EBITDA 10,8% maior, alcançando e ultrapassando a barreira de R$ 3,5 bilhões. Alcançamos R$ 3.519 bilhões, representando uma evolução significativa com relação ao ano anterior. Margem crescendo 0,9 p.p., passando para 50,2% no ano, e o Lucro Líquido então com um crescimento substancial de 29,5%, alcançando R$ 2.005 bilhões aproximadamente. Retorno do Patrimônio Líquido também crescendo quase 6%, passando de 23,4% para 29,3%, melhorando então a performance sobre o Patrimônio, isso também reflexo de um melhor nível de alavancagem da Companhia. A gente aumentou a Dívida Líquida substancialmente e isso ainda não se refletiu de forma integral no nosso resultado, no nosso EBITDA. Essa dívida basicamente vem da aquisição das concessões de Jaguara e Miranda no final do ano. Nós tivemos apenas dois meses de propriedade das usinas e a operação efetiva sob a nossa direção a partir só de 29 de dezembro do ano passado. Então, a gente teve um aumento da Dívida Líquida, ainda não refletida no aumento do EBITDA, que será visto de forma integral apenas ao final do ano de 2018. O Carlos Freitas vai comentar com vocês um pouco mais no decorrer da apresentação, quando a gente passar sobre os detalhes da parte financeira. Em termos de produção de energia nós temos um decréscimo em função, principalmente, de uma hidrologia menos favorável; na energia vendida tivemos um pequeno crescimento, 3,1%; o preço médio de venda teve um pequeno decréscimo, isso também em função de contratos que venceram e que não tiveram renovações, às vezes, por um preço um pouco menor. O número de empregados próprios da EBE cresceu muito pouco, apesar do crescimento das atividades e da entrada de novas usinas. O número de empregados em projetos em construção também cresceu um pouquinho, até porque o nosso ritmo de construção vem aumentando, e a gente espera até que em 2018 o número de empregados aumente um pouco mais.

Nós temos o ano de 2018 com grandes obras chegando a um nível mais acelerado de construção, que é o caso de Campo Largo, que começa já a montar as suas torres e nacelles, que vai começar a operação. A gente vai entrar mais em detalhes em agosto de 2018. Nós temos Umburanas que também nós adquirimos da Renova no final do ano passado e já imediatamente iniciamos a construção em novembro de 2017.

Vamos passar para a página 6 onde a gente tem os destaques, que alguns deles já foram até mencionados aqui. No caso o primeiro destaque nós temos o nosso sucesso no leilão de transmissão, inaugurando então a nossa entrada nesse segmento. A nossa intenção é que a gente tenha um maior volume de obras e de linhas no futuro, tenhamos a capacidade de adquirir novas concessões de linhas de transmissão para que esse segmento de negócios passe a ser um segmento mais representativo na nossa operação. Mas ganhamos um lote significativo, um lote de 1.050 quilômetros de extensão mais 5 subestações e o prazo de concessão será de 30 anos a partir agora de março, quando temos um evento importante a ser concluído.

A EBE (a ENGIE Brasil Energia), como já dissemos, já adquiriu, concluiu a aquisição do capital social das empresas que compõem o Complexo de Umburanas O valor da

aquisição já era de conhecimento do mercado, R$ 16,9 milhões e as obras, como já disse, iniciaram em novembro, enquanto obtemos apoio, e o *Commercial Operation Date* (COD) dessas usinas deve ocorrer em 2019, no primeiro trimestre de 2019. No quarto trimestre também nós tivemos a transferência da gestão das usinas de Jaguara e Miranda, com isso a gente passa a fazer jus não só à remuneração de disponibilidade da usina, no regime de cotas, mas também à energia livre gerada por essas usinas, que já entraram no nosso portfólio, e vão estar no nosso balanço de energia, refletido no nosso balanço de energia a partir já desse semestre.

Também no finalzinho do ano a gente teve a felicidade de conseguir colocar, felicidade e competência, de conseguiu colocar a nossa usina solar Assú V em operação comercial, e com isso, ela tem 30 MW de capacidade instalada, e com isso a gente garantiu o desconto na TUST, que era concedida às empresas, às usinas solares que entrassem até o final de 2017. Foi um marco importante para nós, para garantirmos a rentabilidade desse projeto no nosso portfólio.

Passando para a página 07, também no quarto trimestre nós tivemos o *closing*, o fechamento financeiro da alienação das usinas eólicas de Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca. A conclusão foi feita pelo valor de R$ 322 milhões e vocês vão ver que no resultado a gente reflete R$ 57 milhões vindos da venda desses ativos. Isso consolida a nossa estratégia de dotação e otimização do parque gerador. A gente já vem, a gente anunciou a venda das usinas há dois anos, tivemos um processo todo de negociação com os potenciais compradores, e finalmente dois anos após, é um tempo longo, mas a gente conseguiu concluir com bom resultado, dando um bom resultado para a Companhia, fazendo com que a gente pudesse transferir recursos dessas usinas que estavam isoladas para os nossos *clusters* que estão sendo desenvolvidos, no caso, Campo Largo e Umburanas, que são complexos próximos, no Estado da Bahia.

Em fevereiro de 2018 a ANEEL revogou, a pedido da Companhia, a autorização da exploração da Usina Termelétrica William Arjona, de 190 MW, vocês também verão que na nossa capacidade instalada total já retiramos essa capacidade. Essa usina estava já com as atividades paralisadas pela falta do contrato de gás. O contrato de gás que a gente conseguia com a Petrobras inviabilizava a operação comercial da usina, e com isso nós tomamos a decisão, então, de descontinuar a operação dessa usina.

Também nesse ano, vocês lembram, a gente fez o acordo com a Petrobras de extinguir as ações na Justiça, e com isso a gente também, (vocês vão ver que dentro do nosso resultado, tem uma componente de estorno de provisões relativas ao contrato de combustível), um aumento no quarto trimestre relativo a conta combustível, e em compensação também a aceitação da ANEEL do recálculo do CVU, que impacta na receita deixando, no quarto trimestre, um efeito positivo de aproximadamente uns R$ 40 milhões relativos a esse acordo de William Arjona.

Também como destaque do quarto trimestre nós temos a nossa inclusão no Índice de Sustentabilidade Empresarial, o ISE, pelo décimo terceiro ano consecutivo. Estamos neste índice desde 2005, uma das poucas empresas brasileiras, se não me engano um

grupo seleto de dez companhias, que se mantêm no ISE desde a sua criação. A Companhia também foi agraciada com um prêmio, com a sua nomeação para o *ranking* das 100 Empresas Globais mais sustentáveis, que é elaborado pela Corporate Knights, e foi divulgado na reunião de Dallas no mês de janeiro.

E nós aprovamos aí a proposta de emissão de dividendos complementares, que será ratificada pela AGO, de R$ 0,9755/ação, perfazendo R$ 637 milhões, aproximadamente, e com isso o nosso *payout* relativo a 2017 ultrapassa a marca dos R$ 3,00/ação, também um patamar, para a gente, importante de ter sido transposto.

Vamos para o slide 08, nós temos aí de relevante a inclusão então das usinas de Jaguara e Miranda no nosso *chart* de organização e a exclusão dos ativos que foram vendidos, basicamente. São as duas mudanças.

No slide 09, a gente então consolida esses movimentos com um aumento da capacidade instalada através das usinas hidrelétricas de Minas Gerais, de Assú V e retiramos William Arjona, e esse resultado deu um aumento de 668 MW na nossa capacidade, passando de 7.010 MW instalados para 7.678 MW, aumentando a nossa participação de renováveis. Nós estamos com 83% contra 79%, se a gente olhar antes dessa inclusão das usinas hidrelétricas de Jaguara e Miranda, e a termelétrica passou a representar 11% e as complementares, 6%.

O slide 10 mostra a nossa posição e a nossa relevância entre geradores privados de energia, e como o maior grupo privado de geração do país, com uma capacidade total de 10,2 GW, sendo que 1,5 GW desses 10,2 GW são relativos a Jirau e ainda a participação é detida pelo controlador. Acho que a gente, ainda esse ano, prevê que haja um movimento de trazer o ativo para o Conselho de Administração.

Passando para a página 11, onde a gente já começa a figurar como um *player* de transmissão, a gente apresenta aqui nos leilões de 2013 a 2017 uma participação de 2% da ENGIE. É a primeira participação, a primeira entrada, como eu disse a vocês, a nossa ideia é crescer nesse segmento, que é um segmento que traz oportunidades lucrativas de investimento e estabilidade de fluxo de caixa.

Passando para a página 12, como a gente sempre fala, tem portfólio equilibrado entre mercado livre e regulado, o mercado regulado aumentando um pouco a partir de 2018-2019, contribuindo porque 70% da energia de Jaguara e Miranda vai para o mercado regulado, 30% para o mercado livre. Então, isso está aumentando um pouco então a participação das distribuidoras no nosso portfólio, voltando a um equilíbrio que a gente sempre teve de 50/50 entre livre, quase 50/50 entre livre e regulado. É importante também destacar que a gente aumentou, tem aumentado, o número dos nossos clientes livres, eles passaram de 228 em 2016 para 280 em 2017. Tivemos um crescimento então de 22,8% no número de clientes livres, isso muito devido ao movimento de migração dos pequenos consumidores que veem a oportunidade do crescimento da tarifa no mercado regulado, oportunidade de migrar para o livre e terem o benefício de tarifas mais baixas e uma negociação melhor, diretamente com os geradores.

No slide 13 a gente mostra a nossa posição com relação aos diversos segmentos no mercado livre A gente procura não concentrar, como sempre, mantém uma concentração ainda relativamente grande no setore de cimento, mas um setor que, apesar de ter sofrido bastante nos anos recentes com a queda na construção civil, ele se mantém saudável, as empresas são empresas de primeira categoria e nunca tivemos qualquer problema de inadimplência nesse setor. Para falar a verdade, a inadimplência não é um problema para nós no mercado livre, a gente tem um sistema rigoroso de análise de crédito, de garantias e a gente vem mantendo um *track record* muito bom com relação a manutenção desse nível zero de inadimplência. Isso não quer dizer que a gente não tenha pequenos atrasos nos pagamentos. Eventualmente clientes que tem necessidade de atrasar pagamentos por uma questão de fluxo de caixa ou de mercado deles, mas a gente sempre tem garantias que cobrem esses atrasos, e eles acabam colocando as suas contas em dia, pagando os seus juros e a vida segue normalmente. Então, esse processo de crédito com a gente é um processo muito bem desenhado e que nos garante também essa manutenção de nível zero de inadimplência. Obviamente a gente passou o pior da crise agora até no final de 2017, o país começa a recuperar crescimento, e isso passa a diminuir também as nossas preocupações com relação a inadimplementos no mercado livre.

Passando para o slide 15, o que tem caracterizado no mercado é esse excesso de oferta teórico que a gente vê para os anos futuros, até 2021, 2022, mas que são ofertas de fontes intermitentes que acabam gerando, em função da falta ou de água ou de vento, gerando volatilidade grande nos preços. Isso é o que a gente tem visto, que apesar desse excesso de oferta de lastro a gente, com a hidrologia mais fraca, abaixo da média do longo termo, a gente acaba tendo uma oferta de energia mais baixa e um mercado de curto prazo pressionado, com preços mais elevados.

Vamos falar então na página 17, sobre a nossa posição para enfrentar esse mercado mais volátil e eventuais situações hidrológicas desfavoráveis. A gente tem para 2018 uma posição razoável, confortável, de 11,6%. Lembrando que uma das coisas que em 2017 favoreceu o nosso resultado em relação a 2016 foi a nossa posição mais confortável de energia descontratada e também um movimento na nossa gestão de portfólio por efetuar compras tanto no final de 2016 quanto em junho de 2017, quando a gente teve ali uma queda do PLD e aí uma expectativa para o ano de PLDs mais baixos, que acabou não se configurando, então a gente acabou comprando energia nesse momento para cobrir posições específicas. Mudamos a manutenção de usinas para que a gente pudesse ter, aproveitar de forma otimizada a nossa capacidade de geração. Então, a gente aqui no (slide) 17 a gente mostra que tem tido essa estratégia de manter parte da energia descontratada para proteger um portfólio que não está protegido pelo seguro GSF que foi adquirido por nós no final de 2015, no acordo do GSF. Bom, vocês sabem também que a nossa política de venda, a nossa estratégia é de comercialização gradativa da nossa disponibilidade futura, e isso faz com que a gente amenize os

movimentos de altos e baixos no nosso portfólio, com isso garantindo mais estabilidade no nosso Fluxo de Caixa.

Passando ao slide 18, no slide 18 a gente tem o Balanço de Energia e esse Balanço de Energia tem a finalidade de deixar uma informação mais detalhada para que os nossos analistas possam modelar, fazer os seus modelos financeiros e avaliar a Companhia.

Passamos então para a página 20 onde a gente fala de expansão, já falamos um pouco de Jirau, Jirau é de conhecimento de todos, operamos com toda a capacidade já desde 2016, expectativas que o controlador traga ao longo do ano de 2018 para o Conselho de Administração, para que a transferência seja tratada pelo Comitê de Partes Relacionadas. O que ocorreu o ano passado foi a contratação do Banco Itaú como *adviser* da ENGIE Brasil Participações para avaliar a melhor maneira e o momento de trazer esse ativo para a ENGIE Brasil Energia. Então, o que a gente tem conhecimento é que o Itaú tem conversado com o Controlador para fazer a melhor estrutura de transferência e o melhor *timing* dessa transferência. Então, estamos aguardando para que a gente possa então retomar a discussão no âmbito do Comitê de Partes Relacionadas que vocês já conhecem, formada majoritariamente por nossos conselheiros independentes, e que vai tomar a liderança da negociação frente ao Controlador.

No slide 22 a gente tem a expansão da energia solar distribuída, vocês veem que esse mercado é um mercado que está crescendo de forma forte, quase exponencial, e está terminando o período de investimento junto ao nosso sócio e a gente deve começar a ter um resultado favorável a partir de 2018, essa é a nossa expectativa. Foram dois anos, 2016 e 2017, de investimentos, de ganho de massa crítica, de emissão de custos fixos, e a gente entende que a partir de 2018 a gente deve apresentar resultados bastante favoráveis nesse segmento, obviamente guardando as proporções do tamanho da operação.

O slide 23 é a nossa expansão na linha de transmissão, então nós ganhamos esse lote 1 com 13 linhas de transmissão, com cerca de 1.050 quilômetros e cinco subestações. A gente tem acesso ao financiamento com taxas competitivas, localização no Paraná, gera sinergias com as UHEs Salto Santiago e Salto Osório, e a proximidade também com a nossa sede facilita a supervisão das obras. Nós vamos acompanhar junto com o epecista, com equipes locais, e nós estamos agora num processo de licenciamento, iniciando o processo de licenciamento ambiental, que é só a primeira fase do processo, junto com a definição do projeto básico, do projeto de execução dessas obras. Nossos fornecedores serão a Tabocas, uma empresa de longa experiência na área de construção de linhas de transmissão e a Siemens com a parte de fornecimento, são os principais fornecedores desse nosso contrato. É importante informar que a RAP é partida em lotes, em trechos, e obviamente o trecho maior é o trecho 1, que tem as linhas de 500KV, como vocês podem notar aqui no mapa.

No slide 24, Pampa Sul, até o final do ano, nós tínhamos um progresso acumulado de 77%, no quarto trimestre foram concluídas obras civis na chaminé e as complexas

operações de logística com o transporte e posicionamento da turbina e do gerador. Turbina e gerador já se encontram lá. As obras da correia transportadora de carvão estão praticamente finalizadas e a gente espera que o teste hidrostático da caldeira ocorra agora no mês de maio. A SDEPCI que é o epecista que está finalizando as soldas e conexões, para que a gente tenha entre abril e maio o teste hidrostático da caldeira. O COD continua esperado para o primeiro trimestre de 2019, sem nenhuma outra alteração.

Nós estamos no slide 25, com o projeto Campo largo, início do comissionamento de três dos onze parques, previsto para o segundo trimestre de 2018. São seis parques com 82,6 MW médios vendidos no leilão A-5 realizado em novembro, cinco parques com 75,2 MW vendidos para consumidores livres, em contratos de médio e longo prazo. Ao fim do quarto trimestre foram concluídas atividades de terraplanagem, pavimentação dos acessos internos e concretagem e as fundações dos 121 aerogeradores. Na linha de transmissão do projeto 70% da montagem e 73% do aterramento das torres foram executadas.

Passando para o slide 26, que é o projeto do complexo eólico de Umburanas, como vocês sabem, que fortalece o nosso *cluster* de geração na Bahia, capturando sinergias como o projeto Campo Largo. Desses 360 MW que estão em construção, 257,5 MW serão destinados ao mercado livre com um alto nível de contratação, também contratos de médio e longo prazo, e 102,5 MW foram comercializados no leilão A-5 em 2014. Nós precisamos começar a entregar toda essa energia a partir de 2019 e esse é o nosso objetivo. No quarto trimestre de 2017 nós tivemos o início das obras civis e as atividades das construções dos acessos internos, estando todo o licenciamento ambiental já regularizado para essa obra. Então, essa obra vai ter um ritmo bastante acelerado, mas a gente fez com um cronograma consciente e vamos estar prontos a operar a partir do primeiro trimestre de 2019. Em relação aos projetos de desenvolvimento, a gente tem a diferença entre o último trimestre e esse, é basicamente a inclusão da oportunidade de expansão de Umburanas, com 245 MW de capacidade instalada, que se agrega ali na mesma região ao potencial de Campo Largo, que tem aproximadamente 330 MW de capacidade instalada. Somando então na Bahia, nós ainda teremos para desenvolver algo em torno de 575 MW de capacidade instalada. Entre outros, nós temos também usinas a gás aqui no norte catarinense, temos o complexo eólico também de Santo Agostinho, e as centrais fotovoltaicas de Assú I, II, III e IV, que poderão também ser vendidas em futuros leilões de energia nova.

Agora nós passamos para o Desempenho Financeiro, eu vou passar a palavra para o Carlos Freitas, para que ele possa conduzir os senhores e as senhoras, através dos nossos resultados, com um maior nível de detalhes. Por favor, Carlos.

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:

Obrigado Sattamini, bom dia a todos.

Eu proponho que pulemos para a página 29 agora, para dar uma olhada geral sobre os grandes números da empresa em termos de Receita, EBITDA e Lucro Líquido. Aqui os senhores podem ver que tivemos um crescimento importante nos três critérios, nas três linhas. Na Receita Líquida passamos a barreira dos R$ 7 bilhões. Nos últimos dois anos tínhamos ficado em torno de R$ 6,5 bilhões e agora chegamos aos R$ 7 bilhões na Receita. No EBITDA é um pouco o mesmo, a gente tinha um EBITDA de um pouco mais de R$ 3,1 bilhões no ano passado e retrasado, passamos a barreira dos R$ 3,5 bilhões e no Lucro Líquido, ainda mais. Era em torno de R$ 1,5 bilhão, o Lucro Líquido anual da Companhia e agora ultrapassamos a barreira dos R$ 2 bilhões. Ou seja, toda a nossa estratégia comercial de crescimento, de gestão financeira, se traduziu em um desempenho positivo ao longo do ano passado.

Agora eu vou entrar em detalhes sobre cada linha dessa. Na página 30 temos aqui a evolução da Receita. O primeiro fator importante da Receita foi claramente o mercado de curto prazo, CCEE. Aqui a gente consegue ver a gestão, eu diria, mais proativa do portfólio da Companhia. A gente acho que foi muito eficiente, muito feliz na gestão ao longo do ano desse portfólio. Como já foi dito, nós fizemos compras em momentos interessantes do mercado, a gente minimizou a exposição ao *spot*, ao não só comprar energia, como foi dito, no fim de 2016 e maio de 2017, mas também na alocação eficiente da energia ao longo do ano. Isso tudo aqui, a gente conseguiu operar bem e antecipar bem as tendências e com isso a gente teve um resultado de curto prazo de R$ 350 milhões maior do que no ano passado. Um aumento de volume também que foi importante, que representou R$ 165 milhões, pela conjuntura de volume e preço, preço foi mais ou menos *flat*, como foi dito, mas teve um aumento de volume de 3%, então isso aqui se traduziu nesse montante. Jaguara e Miranda contribuíram também durante esses pouco menos de dois meses que nós tivemos essas concessões, entre o dia 10 de novembro e fim do ano, foram R$ 48 milhões. Isso aqui é apenas o equivalente, como eu falei, a 50 dias, ao longo de todo o ano vai ser um número muito maior. Com isso chegamos aos R$ 7 bilhões.

Na página seguinte, no EBITDA, ou seja, além dos fatores que eu já mencionei de mercado de curto prazo e preço e volume de vendas, tivemos uma redução no custo de *royalties* pelo despacho hídrico mais baixo, pelo GSF, que foi forte o ano passado, o GSF da ordem de 20% ano passado contra cerca de 13% em 2016. E tivemos um efeito não recorrente na venda de ativo, dos ativos que tínhamos eólicos e a PCH Areia Branca, de R$ 57 milhões. Tivemos aqui, de novo, a contribuição de Jaguara e Miranda, que colocamos aqui apenas a receita porque os custos de operação vão começar apenas esse ano. A gente, como já foi dito, assumiu a operação das usinas apenas no fim de 2017, no fim de dezembro. Tivemos um pequeno aumento no custo de combustíveis também, aqui a gente teve um aumento sim, no custo de gás, faz parte do acordo que já foi mencionado, que a gente aumentou a receita e também aumentou o custo de gás, e por outro lado teve uma redução no custo de carvão, geração a carvão ao longo do ano passado foi um pouco mais baixa do que em 2016. E finalmente aqui, os custos das

compras de energia para mitigar o efeito do GSF somaram R$ 103 milhões a mais. Mas *"Net Net"* tivemos aqui um aumento importante de R$ 350 milhões, mais ou menos no nosso EBITDA, ultrapassando os R$ 3,5 bilhões.

Lucro Líquido, além da variação do EBITDA, que já foi mencionado, aqui tem alguns pontos importantes, acho que os dois principais são a parte de receita e despesa financeira e *impairment*. No Resultado Financeiro tivemos uma melhoria de R$ 128 milhões nesse conceito e grande parte disso foi pela diminuição da inflação. Nós temos concessões a pagar que são indexadas à inflação, ao IPCA e ao IGPM, que somam R$ 2,5 bilhões no fim de 2017, e temos também debêntures vinculadas a IPCA, que eram um pouco mais de R$ 800 milhões no fim de 2017. Então, temos aqui R$ 3,3 bilhões de obrigações ou dívidas financeiras vinculadas à inflação. A inflação foi baixa no ano passado, foi negativa no IGPM e menos de 3% no IPCA, dá uma média ponderada de 1% mais ou menos. Então, ou seja, para cada 1% de variação nós temos R$ 33 milhões a mais de resultado. Ou seja, esse efeito aqui de R$ 128 milhões, se a inflação ao invés de 1% fosse 3%, por exemplo, que é o que se espera para esse ano, por exemplo, esse número aqui de R$ 128 milhões, seria a metade mais ou menos. E outro efeito importante também nos resultados foi a linha de *impairment*, mais porque a gente tinha feito em 2016 alguns *impairments*, o principal foi na usina antiga de Jacuí, que já foi mencionado várias vezes, e o outro também foi na própria usina de William Arjona, como foi dito, a gente tomou a decisão de descomissionar. Então, a gente com isso teve um ano de 2017 com uma linha de *impairment* muito mais *light* do que em 2016.

Já no slide seguinte a gente tem a tradução desse desempenho nos indicadores de retorno, no do Patrimônio, *Return on Equity (ROE)*, e no Retorno sobre o Capital Investido, o *Return on Invested Capital (ROIC)*. Claramente aqui eu acho um nível bastante interessante, um salto de 23% para 29%, o Retorno sobre o Patrimônio Líquido, Patrimônio Líquido como um todo, incluindo Reservas de Lucros, etc. e um Retorno sobre Capital Investido de cerca de 23%. Aqui já está o capital investido em Jaguara e Miranda, os R$ 3,5 bilhões, mas aqui não está o efeito anual de Jaguara e Miranda, aqui estão apenas os R$ 48 milhões que eu já mencionei, que foi o EBIT de Jaguara e Miranda. Então, ao longo desse ano vai ser muito maior e então, na mesma base de ativos, o número de 2018 deveria ser mais alto, tudo mais constante.

Na página 34, a gente vê um salto no nosso nível de endividamento, porque como os senhores e as senhoras sabem, nós financiamos 100% do valor da outorga de Jaguara e Miranda, que foram R$ 3,5 bilhões, e a Dívida Bruta dessa Companhia saltou de R$ 3,1 bilhões para R$ 6,7 bilhões, ao fim de 2017. Ainda um nível bastante confortável, nós temos uma dívida líquida sobre EBITDA de apenas 1,3x, é um nível que é confortável. Nossa dívida sempre foi de longo prazo, agora nesse momento está um pouco mais concentrado no curto prazo, mas a gente já está trabalhando para rolar as obrigações do próximo ano.

Mas com relação a isso, na página 35, aqui tem um *bridge* da evolução da Dívida Líquida. Aqui estão os R$ 3,5 bilhões de Jaguara e Miranda que eu já falei, nós também

investimos mais de R$ 500 milhões em outros projetos, que já estão em construção há mais de um ano, como Pampa, Campo Largo e Assú e estes foram os dois principais efeitos. Ou seja, a geração de caixa da Companhia, que é a barrinha cinza da direita, de quase R$ 1 bilhão, ela não foi suficiente para fazer frente a todo esse investimento, o que é normal, e aí financiamos uma boa parte do crescimento, como era esperado. A gente sempre comentou com o mercado que a nossa intenção era otimizar mais o balanço da Companhia com o crescimento. A gente estava buscando uma maneira de crescer de maneira inteligente e lucrativa e iria financiar esse crescimento com dívida. Então, agora o *walking the talk* estamos financiando o crescimento com dívida e alavancando um pouco mais a empresa.

O perfil, como eu falei, está na página 36. Historicamente a gente sempre tinha um volume um pouco *flat* de cerca de R$ 300 milhões por ano de dívidas, pagando ao longo de cada ano. Temos uma concentração pontual agora de R$ 3 bilhões em 2018, por quê? Porque a maior parte de Jaguara e Miranda foi financiada via uma nota promissória no nível da SPE Jaguara e SPE Miranda, que a gente vai fazer o *take out* ao longo desse ano. Então, a gente vai alongar de novo, voltar a um perfil mais normal de dívida de longo prazo. O custo da dívida caiu também, ou seja, ele tinha no fim de 2016 um custo médio de 10,5%, atualmente o custo médio é de 8,1%.

E na página seguinte, 37, o nosso Plano de Investimento, aqui estão os valores investidos não só nesse ano de 2017, mas a projeção também para o ano de 2018. Temos aqui R$ 5,5 bilhões, que foi o valor investido no ano passado, a maior parte, de novo, como eu falei, em Jaguara e Miranda, e para 2018 a maior parte do investimento será em Campo Largo e Umburanas, além de Pampa também. Mas o principal investimento de 2018 é na parte eólica, Campo Largo, como já foi dito, começa a entrar em operação em agosto, e entra em operação até o fim do ano, Umburanas entra em operação ao longo do primeiro semestre do ano que vem, de 2019.

E finalmente, na página 38, Dividendos, a gente aprovou ontem no Conselho um dividendo, um *payout* de 100%, ainda vai ser ratificado na AGO. A gente com isso está mantendo o nosso *speech* que é distribuir sempre que possível, o máximo possível. Então, a gente está mantendo aqui um volume de 100% de *payout* mesmo num período em que o investimento foi enorme, mas porque nós não temos a intenção de acumular Caixa, a gente ou busca uma maneira lucrativa de crescer, e se não tem essa maneira lucrativa a gente distribui os dividendos para os senhores e senhoras. Então, a gente está tentando manter esse equilíbrio e com isso chegamos a um *dividend yield* de 8,6% no ano passado.

Com isso eu concluo essa parte mais financeira e eu gostaria agora de abrir para perguntas.

Operadora:

*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). Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.*

A nossa primeira pergunta vem do senhor Vinícius Tsubone, do HSBC. Senhor Vinícius, pode prosseguir.

Vinícius Tsubone – HSBC:
Olá. Bom dia, obrigado pela oportunidade. Eu gostaria que vocês nos dessem algum maior detalhamento sobre o processo de aquisição de Jirau, se possível, o que estaria sendo analisado para definir o melhor *timing* para o processo acontecer. E também gostaria de entender como, enfim, uma solução para o risco hidrológico agilizaria o processo, grato.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Bom, vamos lá, a primeira resposta com relação à transferência... Vinícius, tudo bem? A primeira resposta é em relação a transferência de Jirau é o que a gente disse para vocês, a gente não participa do processo, até estamos proibidos de participar do processo pelo regulamento do Comitê de Partes Relacionadas, embora entendemos que existem avaliações fiscais, societárias, que o controlador tem que fazer, como é que essa transferência vai se dar no sentido de não criar, de minimizar os impactos ou gerar situações de ganha-ganha. Então, eu imagino que sejam esses aspectos que estejam sendo trabalhados lá pelo Itaú junto com a equipe da controladora. Daí é basicamente isso, e isso vai definir aí um *timing*, a discussão interna, a discussão com Paris, de quando essas propostas venham a ser colocadas, uma proposta que é uma estrutura, não é um simples preço ou uma transferência, é um preço, uma maneira de transferir que deva ser trazido. Uma solução mais pensada e estruturada no sentido de obter os melhores benefícios possíveis dessa transferência. Então, esse é o primeiro ponto. O segundo ponto com relação ao risco hidrológico de Jirau. Jirau tem também uma parte da energia, uma boa parte da energia com o risco contido pelo seguro. Se não me engano eles fizeram alguns produtos no mercado regulado e com cobertura acima de 90%, e isso é uma parte. E outra parte é a parte que está no mercado livre, se não me engano Jirau fez uma descontratação, até discutida com o BNDES, para proteger parte do portfólio do mercado livre. Eu não tenho detalhes para te dar, eu não acompanho no dia a dia Jirau, mas é a informação que eu tenho.

Vinícius Tsubone – HSBC:
Entendi. E, desculpe fazer uma segunda pergunta, sobre o processo de vendas dos ativos de gás da Petrobras. Agora que o processo está avançando, será que vocês podiam detalhar qual seria o veículo da ENGIE que estaria analisando esses ativos, se seria a ENGIE Brasil Energia ou a ENGIE Participações?

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Eu gostaria de manter essa informação ainda sem divulgação, a gente tem discutido internamente e eu gostaria de não falar sobre esse assunto agora. Está bom?

Vinícius Tsubone – HSBC:
Ok, tudo bem. Obrigado.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor André Sampaio, do Santander. Senhor André, pode prosseguir.

André Sampaio - Santander:
Bom dia, tudo bem? Eu gostaria de saber se vocês conseguem comentar um pouquinho a mais sobre a estratégia de crescimento daqui para frente em relação tanto a M&A como a *greenfield* aí, principalmente no setor de transmissão.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Principalmente com relação ao que, desculpa?

André Sampaio - Santander:
Ao setor de transmissão, desculpa.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Não, a estratégia nossa de crescimento é crescer prioritariamente através de *greenfield*, a gente acha que a gente captura valor com a nossa capacidade de empreender. Isso é o ponto um. Então, a gente quer manter aí um fluxo de obras e de crescimento contínuo. A transmissão hoje é uma prioridade para nós exatamente para ganhar massa crítica. E na transmissão o que a gente tem feito de estratégia é buscar linhas que têm algum outro tipo de sinergia com o nosso portfólio. Ou seja, ou estejam em áreas onde a gente tem uma presença forte, onde a gente conheça bem os órgãos reguladores e entenda as suas exigências para mensurar adequadamente os custos ambientais e um processo ambiental, que é um processo crítico para determinar a data de entrada em operação, da entrega da linha, ou que tenham também outras sinergias com os nossos ativos, no sentido de proporcionar capacidade de escoamento para os ativos que a gente detém. Então, basicamente são essas duas componentes, que definem na linha de transmissão o nosso interesse por ativo.

André Sampaio - Santander:
Está ótimo. Obrigado.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Marcelo Brito, do Citi. Senhor Marcelo, pode prosseguir.

Marcelo Brito – Citi:
Bom dia Sattamini, Carlos e Rafael. A minha pergunta é uma discussão um pouco mais *top-down* sobre alocação de capital nos próximos anos.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Desculpa, Marcelo, desculpa te interromper, mas está muito baixo, se você puder tentar falar um pouco mais alto ou um pouco mais no telefone.

Marcelo Brito – Citi:
... Companhia crescendo, nesse período se isso é compatível com a manutenção de uma política de dividendos como vocês têm feito nos últimos tempos?

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Marcelo, bom, obrigado, eu não entendi a questão, a pergunta, porque a ligação está muito ruim. Mas a sua preocupação é com relação a capacidade nossa de endividamento e a política de dividendos, não é? A gente hoje não vê problema em continuar distribuindo 100% com o nível de investimento que a gente tem, mas se em algum momento a gente achar que a distribuição de dividendo vai bloquear ou vai impedir ou encarecer o endividamento e dificultar o nosso crescimento, a gente tem essa flexibilidade de abaixar o dividendo para 55%, que é o compromissado que a gente tem com o mercado, e aumentar essa nossa possibilidade de crescimento. E a gente só o fará se as condições de mercado forem atrativas o suficiente para isso. A medida que elas sejam, a gente encontrou condições atrativas recentemente, a gente vai solicitar, aos nossos controladores e nossos acionistas, a possibilidade de retornar a uma política menos pagadora de dividendos. Então, a gente tem essa flexibilidade sim e a gente sempre utilizou a flexibilidade no momento, quer seja no momento de crescimento de investimento, quer seja em momentos de estresse do mercado financeiro. Então, eu não sei se eu respondi.

Marcelo Brito – City:
Acho que sim. Mas, por favor, se você pudesse me dar uma noção de quanto vocês acreditam que é o teu nível de alavancagem confortável nesse momento, quer dizer, dentro desse processo de crescimento que você está vivendo, o que que você está olhando como alavancagem, é *target* para melhoria da eficiência fiscal do teu balanço, e a luz desse processo de *rating* com outras companhias, da Companhia de uma forma em geral. Quer dizer, percepção de risco de crédito no mercado, quer dizer, o *target*, e qual é o teu percentual de alavancagem nesse momento.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
A gente já mencionou esse nível algumas vezes e ao longo da história, que eu era o CFO, então eu vou deixar o nosso CFO responder essa pergunta para você. A gente está bem alinhado, então a resposta é... por favor, Carlos.

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:
Obrigado, Sattamini. Bom dia, Marcelo. A pergunta é importante, a gente não tem nenhuma dúvida em responder. O nível de alavancagem que a gente trabalharia é o nível que a gente vai buscar um equilíbrio entre o melhor para o acionista, mas que também não comprometa a nossa capacidade de ter uma gestão conservadora no nosso fluxo de caixa, que é a visão da empresa. E qual é esse número? A gente trabalha, em condições normais, para atingir um nível de 2,5x, dívida líquida. Dívida líquida / EBITDA de 2,5x com dívida de longo prazo, que é o normal nosso, não é a foto de hoje, mas vai ser a foto daqui a pouco, com dívida de longo prazo, dívida estruturada, dívida, no nosso caso, dívida barata, a gente se sente confortável para trabalhar com um nível líquido de 2,5x. Então, hoje estamos com 1,3x, a gente pode dobrar esse nível, esse nível é bem abaixo dos nossos *covenants*, então não é essa preocupação. A preocupação nossa é que a gente quer também manter o nosso *rating* AAA que temos com a Fitch. Pra gente é um diferencial competitivo. A gente quando vai ao mercado, como foi ao mercado, por exemplo, em outubro e novembro para levantar R$ 3,5 bilhões em seis semanas, que foi o que foi feito, a gente, o nosso *rating* AAA e a nossa qualidade, da Companhia como um todo que se traduz no *rating*, eu acho que foi um diferencial competitivo que nos permitiu ser um dos poucos *players* do mercado que tinha capacidade de alavancagem rápida e eficiente para ser executada. Então, a gente trabalhando com o máximo aí de, pode chegar a 2,7x, 2,6x, mas em torno de 2,5x é um nível confortável.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Até diria, não é, Carlos, a gente pode temporariamente até ultrapassar um pouco esses limites. Por exemplo, hoje, veja, nós estamos com 1,3x de dívida líquida / EBITDA, mas a gente acabou de adquirir uma dívida grande relativo a ativos que ainda não contribuíram de forma integral. Então, quer dizer, esse 1,3x, se a gente não tivesse outros investimentos a serem feitos aí durante o ano de 2018. baixaria, certamente, pra algo em torno de 0,9x, 0,8x ao final do ano. Então, obviamente, a gente tem Umburanas e Campo Largo, então esse nível não vai baixar para esse patamar. Mas o que eu estou querendo dizer é que a gente pode eventualmente, até já existe isso, existe uma conversa com relação a isso no passado, quando a gente estava com expectativa de trazer Jirau mais lá atrás, e aí a gente começou a discutir qual seria o nível máximo de alavancagem que a gente pudesse alcançar com a manutenção do nosso *rating* AAA, a gente sempre teve a orientação e o direcionamento das agências de *rating* que a gente não deveria ficar muito longe dos 3,5x. Então, o que o Carlos fala é que o nosso nível de

2,5x é o nosso nível de cruzeiro, e que ele permite você ainda fazer investimentos, utilizar e explorar esses investimentos ao longo do tempo, subindo e descendo ao longo desses níveis. Então, basicamente isso. Concorda Carlos? Eu acho que é por aí, não é?

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:
Sem dúvida.

Marcelo Brito – City:
Perfeito. Sattamini e Carlos, obrigado pela resposta.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Obrigado, Marcelo.

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:
Obrigado você.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Ezequiel Fernandes, do Scotiabank. Senhor Ezequiel, pode prosseguir.

Ezequiel Fernandes – Scotiabank:
Bom dia, Eduardo, Carlos, Rafael, time de RI. Obrigado pela apresentação e parabéns pelos resultados e estratégia de alocação no ano. Tenho duas perguntas, a primeira é relativa a página 15 da sua apresentação, do balanço de energia do sistema . Comparando essa apresentação com a apresentação do trimestre anterior a diferença entre oferta e demanda é menor, mais ou menos 1 GW. Eu queria saber, por trás disso eu imagino que tenha uma maior demanda, se é regulada, não regulada, atividade industrial, temperatura. Isso é uma coisa. E a segunda é, se esse efeito, realmente vocês conseguiram ver em preço de PPA, de contratos, para começo de suprimento para depois de 2020.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Certo. A primeira pergunta foi com relação ao gráfico da página 15, que efetivamente é uma expectativa de maior demanda sim, e teve algum ajuste também de revisão de garantia física. A segunda pergunta eu não peguei, desculpa, Ezequiel.

Ezequiel Fernandes – Scotiabank:
O que esse feito de maior demanda, de menor reserva do sistema, vamos falar, vocês realmente conseguiram ver nos preços para PPA, para contratos, com começo de suprimentos depois de 2020.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
A gente, sim, a gente começou a ver uma demanda maior. Você vai ver, se você for reparar no nosso balanço de energia na página 18, se você olhar o que a gente tem tido de vendas novas bilaterais, você consegue ver isso, ir comparando com o trimestre anterior, a gente tem para 20, 21 e 22 quase 400 MW médios vendidos nesse trimestre. Então, é uma modificação significativa, ou seja, um volume de vendas bastante significativo no trimestre. E isso está demonstrando um aumento de demanda. Esse aumento de demanda ele vai gradativamente impactando preço, sim. A gente começa a ver que o preço começa de mais longo prazo, que estava achatado pelo excesso de oferta, ele começa a respirar um pouco mais.

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:
Ezequiel, e para confirmar ou corroborar com esse ponto, na página 17, que tem a estratégia de venda da Companhia, se você pegar o médio prazo, 2020 a 2021, por exemplo, nós temos em 2021, por exemplo, temos que 26% de energia não contratada, isso aqui equivalia no terceiro trimestre a cerca de 1.420 MW médios. Esse número já caiu, caiu 120 MW médios mais ou menos nesse trimestre, mesmo levando em consideração que a gente assumiu Jaguara e Miranda. Jaguara e Miranda tem mais de 500 MW médios somados, 30% dessa energia está livre no mercado livre, então a gente mesmo assumindo esse cerca de 160 MW médios, mais ou menos, livre de Jaguara e Miranda a gente reduziu o volume aberto de 2020, 2021, 2022, etc. Então, e isso aí é o que o Sattamini falou, a gente fechou vendas aí nesse início do último trimestre da ordem de 400 mega de médio prazo. Então tem sim liquidez de mercado.

Ezequiel Fernandes – Scotiabank:
Ok, está muito claro. E a segunda pergunta é relativa a geração distribuída. Realmente a gente está vendo um ritmo de crescimento muito forte, mas primeiramente eu queria saber se do lado regulatório vocês acham que está faltando alguma coisa para crescer ainda mais rápido em *rooftop* solar. E segundo, como é que a gente pode um pouco medir isso, se vocês têm alguma projeção interna que vocês poderiam compartilhar da penetração da geração distribuída no Brasil para 2030. Eu sei que é difícil falar, mas para ter uma ideia. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Então, vamos lá, a questão de solar, a nossa solar centralizada, a nossa visão é que os preços do último leilão não foram convidativos, eu não sei qual é a estratégia dos demais *players*, a gente, vocês sabem que a gente tem uma postura conservadora e que a gente, até se a gente levar o histórico nosso com eólica a gente também no início dessa tecnologia a gente não era aqueles desenvolvedores mais agressivos, porque tínhamos uma postura cautelosa com relação aos investimentos. Isso na eólica se mostrou muito bom porque alguns dos *players* que entraram agressivamente no início do processo

acabaram pelo caminho. Solar a gente vê aí *players* grandes entrando agora forte no último leilão. Agora, preço nesse leilão com demanda tão baixa a gente diria que não é preço para crescimento. Eu acho que talvez tivessem aí um conjunto de condições para esses *players* demasiadamente favoráveis que já usaram, na minha opinião, um preço muito aquém dos preços que seriam, para nós, razoáveis. Então, no caso da geração solar descentralizada, é essa visão que a gente tem. Na descentralizada a gente precisa ter uma, bom, o mercado vem crescendo sim bastante, é uma questão também cultural as pessoas se acostumarem. Uma outra questão para esse mercado continuar crescendo eu acho, positiva, é a questão do crescimento econômico, o retorno do crescimento econômico que da capacidade de pagamento e a volta da capacidade de endividamento da população vai permitir que as pessoas invistam em painéis solares e energia solar residencial. Também num outro lado a gente vê que existe uma demanda de pequenos e médios consumidores, industriais e comerciais, que andaram sofrendo bastante nesses últimos dois anos com a crise, e obviamente a sua capacidade de financiar CAPEX, seria a instalação de novas placas solares em seus telhados ficou debilitada. Então, a gente vê que a condição econômica para o crescimento da energia descentralizadaé grande, existem algumas questões sim que preocupam, principalmente a tarifa binômia, que pode gerar aí alguma trava ao crescimento desse mercado. Mas a gente entende que em uma política de governo a energia descentralizada ela é positiva e ela vai ser incentivada. A gente acha que a legislação vai evoluir de uma forma positiva para esse tipo de atividade.

Ezequiel Fernandes – Scotiabank:
Entendi, muito claro. Obrigado.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Giuliano Ajeje, da Claritas. Senhor Giuliano, pode prosseguir.

Giuliano Ajeje - Claritas:
Alô, bom dia. Na verdade são algumas perguntas. E aí até em linha com esse último comentário, é mais uma dúvida que eu tenho, se o crescimento em GD, em geração distribuída, vocês não deveriam fazer uma parceria com alguma distribuidora de energia? Então, só para entender como é que vocês conseguem atingir esse mercado sem a presença de um distribuidor. Segundo, e para entender um pouco mais de transmissão, o lote que vocês venceram no último leilão me pareceu um deságio bem agressivo. Então, só para entender um pouco as premissas que vocês estão trabalhando, é claro que vocês não me precisam falar os números na ponta da língua, mas só para entender um pouco se vocês trabalham com um cenário, primeiro, se o *bid* já está considerado de antecipação. Segundo, qual é a relação e dívida / *equity* que vocês estão colocando no *bid* também. E a terceira dúvida ela é da parte de crescimento aí, se vocês

estão olhando CESP ou se a contingência ainda continua sendo um problema mesmo com essa nova outorga, essa nova extensão que deve estar saindo no curto prazo. E deixa eu aproveitar também, Sattamini, acho que essa aqui é interessante ouvir o lado de vocês, quando a gente fala da repactuação, essa questão do GSF, vocês fecharam aqueles seguros, SP acho que é 91 ou 92, mas se mesmo tendo, quando vocês assinaram essa repactuação do risco hidrológico, se a princípio vocês abriram mão de qualquer pleito futuro. Então, se poderia de alguma forma vocês terem praticamente se beneficiado com essa reconsideração aí do passado. É muita coisa, não é?

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Vamos lá. É muita coisa, Giuliano, mas vamos lá, porque você é amigo de muito tempo aí, conhecido de muito tempo, a gente deixa você fazer quatro perguntas. Mas vamos lá. GD, parceria com distribuidores, a gente teve o benefício de ter uma parceria assim com a CELESC aqui num programa de eficiência energética, mas a gente entende que a gente precisa estar próximo ao cliente de forma independente. A parceria com a distribuidora ela acaba que, para a distribuidora não representa ganhos porque os ganhos da distribuidora têm que ser repassados. Então, a gente tem que ser independente. O distribuidor, é através da sua *holding*, etc., pode ser até, e vem sendo até um competidor nesse segmento, você vai ver a ENEL nesse segmento, você vai ver CPFL nesse segmento, você vai ver os grandes *players* de energia, que tem distribuidoras também atuando nesse segmento. Então, no caso aqui da CELESC que a gente teve foi uma situação, eu diria, anormal de acontecer. Então, eu não vejo assim a necessidade, a gente tem capilaridade, a gente quer a capilaridade independente das distribuidoras, a gente não quer ficar dependendo de um terceiro para conduzir o nosso negócio e a nossa possibilidade com o cliente final. Na transmissão, eu vou pedir depois para o Carlos falar sobre dívida/equity e qual a relação, mas basicamente o que difere de todos os *bids* que aconteceram na transmissão, é considerar a antecipação do COD de forma responsável. A gente entendeu que a gente teria condição de antecipar o COD da linha, e obviamente a redução dos custos, os custos que a ANEEL previa eram custos maiores. E isso é bom porque a ANEEL não tem que ficar querendo descobrir qual é o custo mínimo que se constrói, tem que definir lá um custo e deixar que a competição faça com que o preço, a RAP caia. Isso é uma maneira de deixar a competição acontecer. Se ela coloca um valor muito baixo ali eventualmente aquele lote não sai e é um prejuízo maior para a sociedade a não existência daquela infraestrutura, muito maior do que qualquer pequena economia que ele possa estar tendo se ele errar um pouquinho no orçamento e botar um orçamento um pouco maior, e por exemplo, o empreendedor capturar um retorno um pouco maior. Isso é, eu acho que essa é a tônica do mercado competitivo. O Carlos pode falar depois a questão da relação dívida/*equity*, eu vou completar com CESP. CESP, obviamente a mudança de estrutura melhora bastante, a gente pode potencialmente olhar o ativo, mas o momento não chegou ainda, nós precisamos esperar a documentação. Quando for emitido a gente vai avaliar. O GSF, pleitos futuros

seriam permitidos? Sim e não, a gente tem aí obviamente, a gente abriu mão de questionamento em determinadas situações. É óbvio que se o governo vier e tiver algum outro tipo de comportamento que não seja o comportamento adequado, a gente não está tolhido do nosso direito de defender coisas futuras. Então, não é bem uma amarra tão grande. E se você me perguntar se isso nos retira da possibilidade de obter alguns retrocessos da regulamentação que beneficiem os geradores eu diria para você que não, porque o governo apesar da gente ter feito um acordo, o acordo era no sentido de destravar o mercado naquele momento, então nós aceitamos a proposta do governo na boa fé. E se é dada a terceiros uma condição melhor, eu entendo que o próprio governo vai achar justo que aqueles que tiveram um comportamento adequado anteriormente não deixem também de obter esse benefício negociado pelos outros que não foram e não atenderam ao chamado do governo naquele momento. Então, eu acho que é uma questão de justiça e por isso até que as propostas que são levadas hoje no Projeto Lei são propostas que abraçam a todos os geradores, não apenas só aqueles que estão com as liminares, e que estavam com as liminares em vigor até pouco tempo.

Giuliano Ajeje - Claritas:
Ok.

Carlos Freitas – Diretor Financeiro e Relações com Investidores:
Bem, em relação a financiamento para a transmissão a gente, na verdade a gente ainda está começando a trabalhar no financiamento porque esse é um projeto de longo prazo. O CAPEX desse projeto nos primeiros 18 meses não é tão relevante assim, então é uma coisa mais *backloaded*. Mas a nossa premissa, a nossa ideia foi e é financiar esse projeto com um *mix* de BNDES e mercado. Aí a gente vai depois discutir qual o nível máximo de alavancagem, que nós estimamos que nós podemos alavancar cerca de 70% do CAPEX. Tem gente que fala que pode ser mais. Eu adoraria. Na prática o que a gente vê é que muitas vezes para ter algo com perfil bastante distribuído no tempo, para ter um prazo longo, mas sem ter nenhum grande *baloon*, etc., ou seja, para sair algo realmente de longo prazo e autofinanciável a gente via que muitas vezes o índice de cobertura é quem determina o valor máximo da dívida. Então, a gente na prática, espera e vai trabalhar para isso, para financiar 70% do CAPEX e com um *mix* de debênture em infraestrutura, BNDES, e com o menor custo possível.

Giuliano Ajeje - Claritas:
Ok. Ótimo, perfeito.

Operadora:
*Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um (*1). Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.*
A nossa próxima pergunta é do Sr. Giuliano Ajeje, da Claritas. Pode prosseguir.

Giuliano Ajeje - Claritas:
Eu vou, já que ninguém fez perguntas eu vou na minha quinta então. Que ainda é uma questão jurídica ainda, que a proposta para resolver a questão da RBSE, quando eles estão alongando o prazo para ir até o final da concessão a princípio pode impactar vocês que tem a TUST congelada acho que até 2022, não é. Vocês já se atentaram a isso, que no final os geradores, inclusive vocês podem estar fazendo parte desse problema da RBSE?

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Bom, eu ainda não pensei nisso não. Para falar a verdade eu tenho que dar uma olhada se o nosso pessoal de regulatório está acompanhando isso. Está, o Rafael está me dizendo que está. Mas esse assunto ainda não chegou. Eu não sei se a fórmula está definida e se a fórmula vai nos impactar. Acredito que não. Acredito que deve ser protegido por isso, mas eu fico devendo essa resposta a você. A gente também não sabe tudo.

Rafael Bósio - Gerente de Relações com Investidores:
É, Giuliano, eu acho que a gente já conversou sobre esse assunto, realmente o pessoal do regulatório está acompanhando o assunto, mas não existe uma resposta nesse momento.

Giuliano Ajeje - Claritas:
Tá. Ok. Obrigado.

Operadora:
Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.
Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra aos senhores Eduardo Sattamini e Carlos Freitas para as considerações finais. Por favor, senhores, podem prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente:
Eu queria agradecer a participação de todos e a participação ativa com um número grande de perguntas e o interesse pelo resultado, e o interesse pela Companhia. Então, é sempre bom contar com essa parceria com vocês analistas e investidores, são a razão aí da nossa existência. Muito obrigado.

Operadora:
A audioconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa tarde. Obrigada por utilizarem a Voitel.