Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Quarto Trimestre e ano de 2015

24 de fevereiro de 2016

Operadora: Bom dia, esta é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre e do ano de 2015. 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 * 0. Cabe lembrar que está audioconferência está sendo gravada. Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet, através do site www.tractebelenergia.com.br, na seção Investidor. Nele, os senhores também poderão obter a cópia da apresentação e do release de resultados da Companhia. Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência, relativa 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 presentes os senhores Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro de Relações com Investidores e o senhor Rafael Bósio, gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no quarto trimestre e do ano de 2015. Também estão presentes a senhora Ana Amélia Medeiros, gerente de Relações com o Mercado da ENGIE Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após, eles responderão as questões

eventualmente formuladas pelos participantes. Agora passo a palavra ao senhor Sattamini. Pode prosseguir, senhor Sattamini.

Sattamini: Bom dia a todos. É um prazer, mais uma vez, estar aqui com vocês, para comentar os resultados do ano de 2015. Vamos começar pelo slide número 4, onde a gente comenta os principais indicadores financeiros e operacionais da Companhia. A receita líquida de vendas teve um pequeno aumento entre 2014 e 2015, 0,6%, ela é uma componente de queda de volume de vendas, um total de 121 MW médios e aumento de preço médio. Que houve uma compensação de um e outro. E a queda de volume de vendas, ela efetivamente contribuiu para uma redução da exposição do GSF. A receita passou de R$ 6.472 milhões para R$ 6.512 milhões em 2015. O resultado do serviço, o EBIT aumentou 8,7%, passando de R$ 2.303 milhões para R$ 2.503 milhões de reais. Principalmente a redução de custo, destaque pro menor custo das operações do mercado de curto prazo, substancialmente menores, R$ 972 milhões a menos de despesa na CCEE. Tivemos uma compra maior de energia, de R$ 507 milhões, que foi também uma das razões para reduzir essa exposição no mercado de curto prazo. O EBITDA teve um aumento ano a ano de, desculpa, a margem de EBITDA 3,1 pontos percentuais. Uma melhoria razoável. Nós, hoje, não temos mais níveis de margem de 60% a mais, porque nossa atividade de *trading*, compra e venda para energia subiu bastante, e com isso as margens de trading sendo menores, elas impactam na margem global da Companhia. Lucro líquido nosso, aumentou 8,5%, principal destaque aqui é a despesa financeira, em função do estoque de concessões a pagar. Para ter uma ideia, nós tivemos o IPCA de 10,7%, ante a 6,4% no ano de 2014. No IGPM, também outro indexador relativo as nossas concessões a pagar, que teve uma variação

de 10,5% durante o ano de 2015. Em 2014 havia variado 3,7%. Nós tivemos uma queda na produção de energia elétrica no ano de 2015, principalmente em função da redução das afluências no sul do país, onde estão concentradas a grande parte das nossas usinas hidrelétricas. Como a gente já comentou, energia vendida, a gente teve um volume total de contratos em 2015, menor do que 2014. Mas isso fez parte da nossa estratégia de diminuição da nossa energia contratada, de forma a proteger um pouco da exposição do GSF e a baixa hidrologia observada também no ano de 2015. Preço médio de venda, que a gente comentou que já contribuiu também para a média de receita líquida e pro resultado, ele saiu na média do ano, de R$ 149,2 em 2014, para R$ 171,37 em 2015, um aumento da ordem de 15%. Número de empregados caiu, nós estamos num processo gradual de afastamento de pessoas já se aposentando, nós temos um PDV em curso, durante algum momento a gente teve que fazer uma pequena duplicação de funções. Ao longo deste ano de 2016 nós vamos ter ainda alguma redução de número de empregados, em função desse plano de demissão voluntária, que é parte do programa de aposentadoria da

Companhia. Nos destaques, na página 5, nós começamos pela nossa permanência pelo décimo primeiro ano consecutivo no Índice de Sustentabilidade Empresarial. Nós somos uma das 10 empresas integrantes do índice desde a sua criação. Nós tivemos em dezembro de 2015 o rebaixamento do *rating* internacional da Companhia, de BBB, para BBB-, com perspectiva negativa. E isso foi decorrente do rebaixamento do *rating* brasileiro. Mas tivemos naquele mesmo momento também a reafirmação pela Fitch do nosso *rating* nacional de longo prazo em AAA, com perspectiva estável. Nós vamos falar na próxima página com relação

ao *rating* da Standard & Poor's. Com o objetivo de alinhar a identidade visual da Companhia, da controladora a Companhia, a Companhia passou a utilizar a marca ENGIE, que é a marca global do controlador. Também como destaque, a ANEEL concedeu a anuência à adesão da repactuação do risco hidrológico, nós vamos aprofundar as condições de adesão ao plano de repactuação de risco hidrológico mais adiante na apresentação. A Companhia também conquistou o segundo lugar do 17º prêmio Abrasca de melhor relatório anual, sendo uma das empresas premiadas na menção honrosa pela análise econômica financeira.

No slide 6, continuamos com os destaques, a Companhia foi reconhecida pela segunda vez consecutiva como a instituição de destaque no *ranking* de empresas mais éticas do Brasil, pelo Instituto Brasileiro de Ética no Negócio. Consequência da nossa atuação ética e da nossa visão de sustentabilidade de longo prazo e compromisso a longo prazo com o país e com os *stakeholders*. Em novembro, a Companhia comercializou 9,2 MWmédios de energia solar, que será gerada pela Central Fotovoltaica Assú 5, e essa venda foi feita no segundo leilão de energia de reserva de 2015, ao valor de R$ 302,99/MWh. Isso foi o valor marginal, o maior valor de venda daquele leilão. A energia foi vendida por 20 anos, e a entrega a partir de 2018. O Conselho de Administração, na reunião de ontem, aprovou a proposta de destinação do lucro a ser ratificada pela AGO, considerando um aumento do capital no valor de R$ 290,5 milhões em distribuição de dividendos complementares de R$ 209 milhões, R$ 0,3210 por ação.

Em fevereiro, são eventos subsequentes, em fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou os *ratings* da Companhia de AAA pra AA, ou seja, teve uma queda de 2 graus na escala nacional. E esses *ratings* haviam

sido afirmados pela própria a Standard & Poor's no final do ano, em dezembro. E esse *rating*, esse rebaixamento foi em função do rebaixamento *rating* soberano do país pra AAA-. Apesar da gente permanecer num grau acima do *rating* soberano em moeda local, houve uma discordância nossa com relação a metodologia, a gente resolveu retirar o *rating*, deixando somente a Fitch como empresa provedora do serviço de *rating* para a Companhia.

No slide 7, a gente não tem nenhuma alteração com relação ao controle acionário da Companhia, a gente já mencionou a mudança de logo, e a razão da Companhia ter várias subsidiárias, a gente já mencionou algumas vezes, em função da necessidade de encapsular projetos pra fazer *project plans*, poder prestar as garantias desses projetos, além das questões também de desenvolvimento de pequenas centrais com benefícios de conexão e taxação diferenciada.

No slide 8, a gente menciona nosso portfólio balanceado de ativos, com localização estratégica, nós temos uma presença nacional. Lembrando que a gente começou como uma empresa geradora do sul, antiga Gerasul, um spin-off da Eletrosul em 1998. E temos como 3.719 MW instalados, hoje temos 7.044 MW. Com crescimento neste período, desde a privatização de 89%. A nossa matriz é ainda majoritariamente hidrelétrica, temos alguma termoeletricidade, a carvão, herdada da época da privatização e estamos crescendo no segmento de energias complementares, nós chamamos complementares que são eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

No slide 9, nós manifestamos aqui, apresentamos a nossa liderança entre os geradores privados, como já falamos, 7 GW instalados, temos ainda

com crescimento a adquirir num futuro próximo mais 2,3 GW, basicamente vindos das usinas em construção, Pampa, Campo Largo e Santa Mônica, além dos 1.500 MW instalados, que seria a participação do controlador na usina hidrelétrica de Jirau, que deve em algum momento desse ano começar a ser discutida a transferência. Nós vamos falar um pouco mais ainda porque ainda esse ano. A gente imagina que com a operação de um número grande de turbinas, e a finalização do risco de construção, a gente começa a ter condições de risco mais favoráveis pra unir sua transação. Obviamente isso é uma opção do controlador, mas a gente imagina que seja um momento adequado para ser trazido.

No slide 10, nós falamos sobre nosso portfólio balanceado, a Companhia sempre procura ter uma divisão entre mercado livre e mercado regulado. Obviamente à medida que os contratos regulados terminam a gente busca boas opções, seja no mercado regulado, através de alguns leilões pontuais, seja no caso do mercado livre, oferecendo energia pra empresas industriais. Temos uma atividade bastante forte de comercialização de energia a clientes livres, hoje talvez a maior empresa de comercialização de energia no mercado livre.

No slide 11 a gente mostra nossa diversificação dos clientes livres, dada a importância crescente desse portfólio na nossa carteira, a gente busca uma diversificação entre os diversos segmentos da economia, buscando diversificar o risco específico de alguma indústria específica. E contamos para atuar nesse mercado com uma política de crédito que vem nos garantindo um nível 0 de inadimplência. Como a gente sempre comenta, óbvio que em situações de crise nós temos alguma delinquência, mas a inadimplência não se configura a partir do momento que nós temos bons

mecanismos de garantia, de contratos bastante robustos pra lidar com esse tipo de inadimplência.

Passamos ao slide 13, nós temos observado que vocês podem observar no slide a esquerda, no gráfico, um aumento grande, a energia disponível, o suprimento maior do que a demanda nos próximos anos, fruto principalmente da queda da demanda, ocasionada pela redução da atividade econômica, além da frustração também de consumo em função do aumento de preço do mercado cativo. Isso vem impactando os preços de curto prazo, hoje nós estamos com PLD, com exceção do Nordeste, nos valores mínimos, e isso também vem impactando o mercado de contratação de mais longo prazo. A gente sempre fala que, apesar de não ter referência, existe uma influência do mercado *spot* no mercado de contratação. Quando você sobe muito o contrato, como aconteceu nos últimos 2 anos, onde você tinha o mercado *spot* com preços muito altos, a gente conseguia contratar a mais longo prazo, a preços acima da média de longo prazo. E agora com o mercado *spot* com o preço mais baixo, isso subentende também a fazer pressão baixista para a contratação de longo prazo.

No slide 15, a gente mostra nossa posição de energia descontratada, no lado esquerdo inferior, com uma pequena quantidade de energia em 2016, 149 MW de energia descontratada. Lembrando que essa energia descontratada, ela leva em consideração a minha capacidade comercial, ou seja, estão incluídas a energia assegurada das minhas hidro, mas também a energia firme das minhas térmicas que não necessariamente são despachadas em um ambiente de baixo preço no mercado *spot*. Na hora em que elas não estão despachadas, elas têm obviamente uma inflexibilidade para garantir, no caso das térmicas a carvão, o consumo e a

manutenção da atividade de carvão no sul do país, mas existe uma parte flexível, da ordem de 50% da capacidade dessas usinas, que num ambiente de preços baixos no mercado *spot*, essas usinas não são despachadas e eu preciso comprar. Então, nós hoje teríamos algo em torno de 200 e poucos MW que estão sendo comprados, na média do ano, ao preço *spot* baixo. Mas falando de mais médio e longo prazo, nossa energia está praticamente toda contratada nos próximos 3 anos, considerando que nós temos essa substituição térmica a fazer, na ordem de 375 MW médios. Começando a ter um pouco mais de energia liberada a partir de 2019 e 2020. É uma situação normal, quem opera no mercado livre sabe, a média dos contratos é de 5 anos. Isso penderia para a sua porção no mercado livre uma renovação da ordem de 20% ao ano. No gráfico da direita a gente demonstra muito claramente isso. Se a gente olhar no ano de 2016, quer dizer, esse ano de 2016, a energia para o ano de 2016, no final de 2012, que seria essa primeira barra, 26%, era quanto em 2012, no final de 2012, eu tinha da energia 2016 descontratada. E ao longo dos anos eu fui contratando a energia. Demonstra que essa energia hoje, de 22% em 2019, 34% em 2020, é uma energia que vai se traduzir na normalidade das atividades de venda da Companhia, nós vamos renovar contratos com clientes, na medida que eles vão vencendo, vão capturar novos clientes. Então essa energia, ela vai ser vendida. Lembrando que a gente busca, obviamente as melhores janelas de preço para vender. Foi a atividade dos 2 últimos anos fortes, comercial da Companhia, aproveitando que, pressionado pelos altos preços de mercado *spot,* existia uma visão de preço de longo prazo mais elevados, nós fizemos as contratações buscando alcançar o nível de contratação mais alto. E em períodos de menor preço, a gente tende a ter um nível menor de

contratação, atuar talvez com um pouco mais de operações de *trading* pra atender contratos vincendos, garantindo uma parte da energia para ser comercializada em um período de preços mais convidativos. Essa é a estratégia da Companhia.

No slide 16, a gente tem a posição do balanço de energia da Companhia, com quantidades e preço. É um slide que a gente disponibiliza mais para o uso de quem busca um nível de informação para fazer uma modelagem financeira. É dado que a gente não dá *guidance* de resultado. Talvez o que devemos destacar aqui é que a gente tem um preço médio de venda menor do que o preço médio de compra. É bom sempre falar que isso se refere a quantidades muito menores, no caso de compra eu tenho 816 MW médios pro ano de 2016, e as vendas totais representam 4.365 MW médios, ou seja, obviamente esses preços aqui aconteceram e foram em função de em determinados momentos eu ter que comprar e vender, comprando a um preço alto, vendendo a um preço um pouco mais alto, fazendo margem e isso vai se refletir nessa diferença de preços.

No slide 17, a gente fala da repactuação do risco hidrológico, nós tivemos um resultado de R$ 223 milhões nessa transação do acordo da transferência do risco hidrológico, representado por um reembolso de despesas na CCEE de R$ 263 milhões, menos o prêmio anual de risco de R$ 40 milhões, que foi abatido desses créditos. Nós passamos a proteger a totalidade dos nossos contratos regulados que poderiam estar aderindo a esse acordo de GSF, numa quantidade de 1.344,5 MW médios. Numa capacidade de hidro de 2.881 MW médios, sem considerar as perdas, se considerar as perdas ela deve cair uns 2,5 a 3%, a gente tá falando da cobertura de risco para metade do nosso risco hidrológico total da Companhia. Só talvez falar um pouco do racional, da repactuação do risco

hidrológico, da escolha dos produtos, a Companhia fez uma avaliação dentro da sua visão de expansão do mercado, dentro da sua visão futura de preços e dos preços no mercado *spot*, dos preços de contratação e da situação hidrológica futura, avaliamos diversos cenários e fizemos uma análise em valor presente, para tomar a decisão do melhor produto que a gente achava para cada uma das usinas.

Nos vamos passar agora para a expansão, no slide 19, eu vou passar a palavra para a Anamélia, que vai falar sobre o projeto de Jirau.

Anamélia: Primeiramente, bom dia a todos, é um prazer estar aqui mais uma vez. Vou fazer uma atualização no projeto Jirau. Como já é de conhecimento amplo de todos vocês, é um projeto de 3.750 MW de capacidade instalada, dos quais 40% pertencentes à ENGIE. Recentemente, no final do ano passado, nós tivemos um aumento da energia assegurada do projeto, que passou para 2.205 MW médios. Este aumento foi decorrente da revisão das perdas hidráulicas da usina. Então a gente teve 20,5 MW médios adicional incluído ao portfólio de energia assegurada do projeto. Hoje, como que a gente tá em termos de contratação dessa energia? 72,2% da energia assegurada, contratada por meio desses PPAs de 30 anos, indexados a inflação, relativos ao leilão A-3 e A-5, e 0,8% da energia contratada por meio de PPA de 3 anos, também indexados à inflação, no último leilão A-1 ocorrido em dezembro do ano passado. O saldo da energia disponível será comercializado por meio de Chesf e Eletrosul, sendo que ENGIE detém 60% dessa energia. Em relação ao excludente de responsabilidade, que nós já viemos discutindo há pouco mais de 2 anos, houve uma decisão judicial obtida em primeira instância, que reconheceu 535 dias excludentes da responsabilidade de Jirau. No entanto, o processo continua em aberto e em análise na segunda

instância. As condições de financiamento também não alteraram desde a última divulgação de resultados.

Passando pro slide 20, o que a gente tem hoje é uma usina já em fase final de construção, com 41 unidades instaladas e operando normalmente. Temos mais 3 unidades, ou seja, 225 MW em fase final de montagem e comissionamento. Em julho do ano passado nós atingimos a energia assegurada total da usina e a conclusão total do projeto previsto agora para o começo segundo semestre de 2016. Como eu já falei, obtivemos mais 20,5 MW médios concedidos pela ANEEL no mês de novembro do ano passado, e com isso a gente pôde comercializar parte dessa energia, 18 MW médios no leilão A-1. Hoje a usina de Jirau desde outubro de 2014 é a usina com maior disponibilidade entre as hidrelétricas no sistema interligado nacional, decorrência da boa performance em vários níveis de vazão que a usina vem apresentando. Em relação a isso, essa boa performance tem permitido inclusive a gente discutir hoje, que é uma discussão em aberto com a ANEEL, o incremento da energia assegurada da usina através da autorização da operação do reservatório em cota constante. Nós temos um reservatório hoje em cota variável, e que se passará a ser operada em cota constante, vai resultar no aumento da energia assegurada do projeto. Além dos incentivos fiscais e adicionais de longo prazo da região, como incentivo da SUDAN.

Bom, eu passo a palavra novamente para o diretor Sattamini para complementar a discussão em torno da expansão.

Sattamini: Bom, a gente volta então para a página 21, onde a gente comenta o projeto em construção de Pampa, já começa a aparecer aqui as fotografias. Eu pedi, antes a gente tinha um desenho esquemático aqui, e

achei importante para começar a dar realidade para a obra. Essa obra, Pampa é uma usina de 340 MW instalado, uma capacidade comercial de 294,5 MW médios, investimento referido a época do leilão, foi novembro de 2014, de R$ 1.800 milhões. Teve uma boa parte dos equipamentos comprados de fornecedor internacional, em moeda estrangeira, integralmente *hedge*ados. Isso reflete no nosso balanço, vocês podem notar que existe *hedge* para a cobertura de risco de fornecedores, dentro do ativo, o que tá garantindo a manutenção, obviamente, do custo da obra. O preço médio referido também a época foi R$ 201,98/MWh. Ele vai garantir, isso é o preço do ICB, e ele vai nos garantir uma receita fixa anual de R$ 473,3 milhões. A licença de instalação foi conseguida em 19 de junho, a usina encontra-se já em construção, já na instalação das sapatas das bases para a instalação das caldeiras.

No slide 22, nós temos o projeto de Campo Largo, também vendido no leilão A-5, onde comercializamos 82,6 MW médios. Faz parte de um conjunto de 11 parques eólicos dos quais 6 foram vendidas no leilão, 5 iniciaram a construção para vender para o mercado livre. Lembrando que a gente durante algum tempo comprou energia incentivada a capturar clientes A4, e esse espaço então, eles vão dar a energia necessária para que a gente possa continuar o fornecimento para esses clientes. Isso dentro da nossa atividade normal de comercialização e atendimento do mercado de clientes especiais. Bom, esse parque também, o início da operação dele é 2019, ele ainda não está em fase de construção, ele já tem todos os equipamentos contratados, também com *hedge*, mas a construção dele efetivamente só vai começar a partir de 2017. A foto aqui já é menos agressiva, é a foto da região onde vai ser instalada.

Passando para a página 23, hoje a gente tem o Complexo Eólico Santa Mônica, originalmente ele estava sendo vendido para o mercado livre. Aproveitamos a oportunidade 21 de agosto, último leilão A-3, nós vendemos 46 MW médios ao preço total de R$ 188,45/MWh. Foi feito pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2018. Ele é composto de 4 parques, esse complexo, e ele está em fase de construção, o início da operação se dará ao longo de 2016.

No slide 24, a nossa primeira iniciativa mais em escala comercial, na parte solar, nós já tínhamos um projeto, uma usina pequena de 3 megawatt pico, que chama Cidade Azul, mas nós iniciamos no 2º leilão de energia de reserva de 2015, vendemos uma usina solar, como a gente já mencionou, no preço marginal do leilão, com a capacidade instalada de 36,7 MW pico, mas com uma capacidade comercial de 9,2 MW médios, que foram vendidos, é um investimento da ordem R$ 220 milhões, referidos a data do leilão, início da construção se dará agora durante o ano de 2017. E o início da operação em 2018. O contrato de fornecimento hoje é com painéis importados e estão também integralmente *hedgeados*.

Bom, na página 25, a gente fala do nosso *pipeline* de projetos, o que a gente tem, nós temos mais 73,3 MW pico de centrais fotovoltaicas a comercializar, na mesma região, no Rio Grande do Norte, do projeto de Assú. Nós temos também no Rio Grande do Norte, 600 MW de capacidade instalada do Complexo Eólico de Santo Agostinho, temos mais a segunda fase de Campo Largo, com mais 300 MW de capacidade instalada. Temos também a possibilidade, na Bahia, do Complexo Fotovoltaico Alvorada, próximo a região de Campo Largo. E temos um projeto que tem menos chances de ser desenvolvido a curto prazo, depende da solução de gás, que é UTE Norte Catarinense, a gente imagina que em algum momento o

gás passar a ser um pouco mais importante na matriz energética e a gente tem esse projeto sendo desenvolvido num passo um pouco mais lento, mas no momento que for necessário, for viável, a gente acelerar o desenvolvimento e oferecer uma termelétrica a gás no sul do país.

Nós passamos então para o slide 27, onde a gente fala do desempenho financeiro da Companhia. Voltamos este ano a ter um crescimento do lucro, passamos de um lucro de R$ 1.383 milhões para R$ 1.501 milhões de 2014 para 2015. EBITDA também teve o conhecimento, depois de 2 anos de decréscimo em função das diversas crises, da MP579, mudança de PLD, risco hidrológico, voltamos então a ter crescimentos nos nossos agregados, principalmente EBITDA e Lucro Líquido.

No slide 28 a gente parte por uma avaliação mais pormenorizada da receita líquida, nós já comentamos sobre os fatores que influenciaram. Nós tivemos um crescimento pequeno da receita líquida, mas em função da compensação e do aumento do preço médio pelo PLD menor, que teve um impacto menor na operação de curto prazo, ou seja, com o PLD menor agente teve menor receita na CCEE. Lembrando que a gente registra as receitas quando a gente está, receitas positivas, quando a gente está credor e despesas quando está devedor. Então quando a gente está credor a receita está sendo referenciada a um PLD muito elevado, no ano de 2014 o PLD na média R$ 670/MWh, comparado com R$ 285 em 2015, então você teve uma receita necessariamente menor independente de volume. Além disso, a gente teve um maior volume de transações, de alocação, de estar *short* ou *long* em determinados meses também fez com que essas diferenças aumentassem.

No slide 29 onde a gente fala da EBITDA a gente tem os principais componentes que a gente já falou da receita líquida, das operações de curto prazo a gente teve uma contribuição, apesar de eu ter tido uma receita menor eu tive uma despesa muito menor, em função obviamente do acordo do GSF em função de um volume maior de compras pra revenda que também se reflete no EBITDA através desses R$ 506 milhões de despesas a mais compra pra revenda. E no total nós tivemos uma alteração do EBITDA da ordem de R$ 220 milhões passando de R$ 2.895 milhões para R$ 3.115 milhões, com um aumento de 7,6%.

No slide 30, a gente apresenta a evolução do lucro líquido onde a gente tem uma componente que a componente vem do próprio EBITDA e aí as componentes financeiras. Nós tivemos uma redução de imposto de renda e contribuição social e isso principalmente em função de uma redução da uma alíquota efetiva de 29% para 26%, em função do aproveitamento de juros sobre capital próprio referenciado a uma TJLP mais alta durante o ano de 2015 do que do ano de 2014. Nós tivemos um resultado financeiro de R$ 124 milhões menor, nós tivemos uma despesa maior, um endividamento maior, mas o principal aqui é o impacto da aceleração inflacionária. Lembrando que a aceleração da inflação ela no curto prazo ela impacta negativamente a questão da oneração das dívidas e das concessões a pagar, mas no longo prazo como a maioria dos nossos contratos é indexado ou está indexado a inflação, isso vai se refletir no resultado dos anos seguintes.

No slide 31, a gente vai falar sobre o endividamento, nós temos baixo endividamento, baixíssimo hoje endividamento, nós estamos com uma posição de dívida líquida/EBITDA de 0,4 vezes. Nós viemos já ao longo de 2015, em 2014 nós tomamos uma iniciativa de tomarmos recursos através

da Lei 4131, que são empréstimos de moeda estrangeira que nós *swap*amos para CDI ali na base de 99%, 96%, 99% de CDI para poder passar o ano de 2015 sem necessidade de novas captações. Fizemos a retenção dos dividendos para enfrentar a crise que nós estamos enfrentando. Hoje tem uma crise de crédito, os juros muito elevados, os *spreads* aumentaram, obviamente com o título do tesouro pagando altos juros, acaba que o apetite por títulos mesmo de empresas com *rating* e com a qualidade de crédito que nós temos, os *spread* ele aumenta em termos nominais. Então por essa razão nós hoje estamos com um caixa bastante robusto para enfrentar o período, lembrando que a gente tem investimentos a fazer esse ano que vão ser mostrados mais adiante e que se a gente tiver qualquer capacidade de captação a gente vai estar fazendo frente com esses recursos. Obviamente a medida que os financiamentos eles venham a se configurar, os projetos, os próprios projetos que a gente já vem financiando no tipo Santa Mônica, que nós vamos entrar em operação agora, mais os financiamentos do BNDES que ainda está na fase final. Entramos na fila e obviamente, apesar de também ter uma boa vontade do time do BNDES, a gente demora a conseguir a contratação, então vamos estar contratando financiamento muito próximo da operação comercial. Esse é um exemplo de casos que a gente precisa no momento em que a gente tem um programa de investimento grande, onde a gente precisa de contar com recursos que a gente não pode deixar ou se sujeitar ao mercado ou a fonte principal de financiamento, o BNDES que ele também tem os seus problemas a transpassar. Então a nossa dívida líquida ela está em R$ 1.215 milhões, nós vamos ver no próximo slide, o slide 32, a evolução, como é que essa evolução se deu, nós tivemos variação capital de giro, R$ 205 milhões, nós

tivemos investimentos de R$ 166 milhões, nós tivemos imposto de renda e contribuição social de R$ 79 milhões, nós tivemos operações *hedge* também contribuindo e tivemos as atividades operacionais com R$ 1.028 milhões, contribuindo para a redução dessa dívida líquida. Então dívida líquida caiu de R$ 1.683 milhões para R$ 1.215 milhões, ou seja, 27,8%. Lembrando, isso é a preparação da Companhia e tomada em função da situação de estresse que economia se encontra e que a empresa preserva e quer preservar a sua liquidez.

Na página 33 a gente vai falar sobre perfil e a composição da dívida, uma dívida 64% baseada em TJLP, com *spread* médio de 2%, nós temos uma parte atrelada a IPCA principalmente a debênture lançada para financiar a modernização, foi lançado no final do ano de 2014, e temos aí essas operações de mais curto prazo, CDI, que são essas que no slide da esquerda do perfil da dívida vocês podem notar que da ordem de R$ 1 bilhão. Você vê que o financiamento normal de longo prazo é da ordem de R$ 270 milhões, são as amortizações de serviço da dívida do BNDES, das dívidas de longo prazo e em 2016 a gente tem um vencimento das dívidas de 4131 que foram *swap*adas para a CDI.

No slide 34 a gente mostra o programa de investimento da Companhia, como a gente já falou nós temos R$ 2.350 milhões investidos nesse ano, desses nós temos R$ 500 milhões ainda que é aquela retenção que nós fizemos para a questão Jirau, nós colocamos aqui esse ano que existe a possibilidade de que a gente venha a ter essa transação iniciada nesse ano, pode ser não terminada, mas a gente tem que alocar esse recurso retido em 2010 em algum momento do tempo. Nós temos então R$ 1.880 milhões que vão ser financiados basicamente com recursos de terceiros porque, porque os recursos próprios para esses projetos em boa parte

deles já foram injetados, vocês podem ver no ano de 2015. Nós tivemos R$ 779 milhões de capital próprio investido principalmente em Santa Mônica, em Pampa e alguma parte de Campo Largo, que foram ainda com financiamento pendente para ser liberado pelo BNDES. E o projeto então nosso que vocês podem ver nós temos algo em torno de R$ 4 bilhões nos próximos 2 anos, R$ 3.950 milhões e mais um valor de 2018 de quase R$ 2 bilhões até. Nós temos um programa de investimento da ordem de R$ 6 bilhões para os próximos 3 anos.

A política de dividendos da Companhia vocês já conhecem, nós temos dividendo mínimo estatutário de 30%, temos um compromisso da administração de *payout* de 55% e temos pago 3 proventos por ano. A gente paga juros sob capital próprio, a gente paga duas vezes o dividendos, uma vez normalmente ali por volta de maio que é o complementar do ano anterior e por volta de outubro, novembro a gente paga a parcela referente ao primeiro semestre do ano. Esse ano tivemos um dividendo de 3,7% com um dividendo por ação de 1,28 reais.

Bom, essa é a apresentação da Companhia e estamos abertos para perguntas e respostas.

Operadora: Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1, para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2. Nossa primeira pergunta, Caroline Yamaguchi, J.P. Morgan.

Caroline Yamaguchi: Bom dia Sattamini, muito obrigada pela pergunta, seguinte, historicamente o fenômeno do El Nino é seguido pelo seu oposto, o La Nina. Queria saber como que impactaria os preços de energia e despacho térmico. Obrigada.

Sattamini: Olha, uma das coisas mais difíceis de prever é o clima. Pode ser que isso aconteça, pode ser que não. Então, obviamente, se você tiver uma reversão você volta a ter períodos mais secos e períodos mais secos vão representar em uma disponibilidade menor de energia, disponibilidade menor de energia, preços de curto prazo mais altos e isso pode ser que gere um aumento de preços. Isso, se acontecer, nós vamos estar atentos para nos posicionar de acordo. Hoje a gente tem dificuldade de prever o comportamento do clima pros próximos meses, a gente vai em grandes tendências, relativamente com um grau de confiabilidade do nosso estudo interno razoável, mas com mais longo prazo a gente tem muita dificuldade de prever. É possível, é possível, mas eu não posso te garantir que isso vá acontecer. Eu acho que ninguém pode.

Caroline Yamaguchi: Ótimo, obrigada.

Sattamini: De nada.

Operadora: Nossa próxima pergunta, Carolina Carneiro, Santander.

Carolina Carneiro: Bom dia, obrigada pelo Call, eu tenho 2 perguntas. Primeiro, eu gostaria que vocês comentassem um pouco sobre expectativa de crescimento esse ano, a oportunidade no caso, se tem algum leilão em particular que vocês acreditam que possa ser do interesse da Tractebel participar e se vocês têm visto aí de fato aquecimento no mercado de M&A alguns *players* e a empresa têm comentado sobre isso, mas pra ter uma visão de vocês sobre possível M&A e a segunda em relação aos contratos que vocês fecharam, as vendas que vocês fecharam, só para a gente ter uma ideia do nível de preço que a gente pode considerar obviamente a gente vê uma tendência de pressão para baixo agora, mas os níveis de preço estão ainda alinhados pelo menos com os

níveis que a gente tinha visto nos últimos trimestres com os contratos que vocês fecharam. Obrigada.

Sattamini: Bom, vamos lá, primeira pergunta. Leilão, eu acredito que a demanda vá ser muito baixa porque a gente teve uma queda muito grande na demanda então, hoje existem excedentes nas distribuidoras, então acredito que a gente não tenha muita demanda pelo A-3 nem A-5, então acho que talvez não sejam leilões muito convidativos, onde alguém que tenha ou esteja desesperado por crescimento vai querer oferecer preços mais baixos. Então talvez seja uma competição, vai ter uma oferta muito grande por uma demanda muito baixa. Então não sei se será um leilão dos melhores. Obviamente nós vamos nos posicionar, nós temos projetos para nos posicionar e vamos participar. Com relação a M&A tem atividade grande M&A tem várias empresas manifestando interesse de vender ativos, a gente participa, olha, mas obviamente isso vai depender muito da condição que a gente consiga ofertar e também do *timing* do acontecimento das coisas. Não adianta querer acelerar o *timing*, a gente precisa ter uma qualidade de informação do vendedor, a gente precisa ter uma confiança na decisão e na informação prestada para que a gente possa se sentir a vontade de fazer uma oferta que faça sentido. Caso contrário, às vezes, caso contrário é muito provável que a Companhia deixe de fazer a oferta. Ninguém faz oferta sem saber o que está comprando. Com relação a contratos, como a gente falou, o preço de curto prazo ele tem uma influência no preço de contratação, principalmente porque quando a gente está olhando o preço de 2016 muito baixo, ele infere também que vai existir uma situação confortável de oferta e demanda em 2017, isso impacta no preço de 2017, então os preços caíram do ano passado para esse ano. Eu diria para você

substancialmente. Se a gente pegar preço médio do ano passado para o preço hoje que a gente está comercializando, caíram substancialmente. Obviamente como eu digo para você, nesse momento a gente diminui o nosso ímpeto vendedor e vai atender os nossos clientes, mas com parcimônia. Não gostaria de falar níveis de preço que está vendendo porque tem leilões que estão acontecendo no mercado e eu posso estar interferindo nesses leilões.

Carolina Carneiro: Não, com certeza. Obrigada, viu.

Sattamini: De nada.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1. Nossa próxima pergunta, Vinícius Tsuboni, UBS.

Vinícius Tsuboni: Oi, bom dia. Obrigado pelo Call. Voltando nessa questão do M&A dado que a Duke Paranapanema já disse que quer vender seus ativos na América Latina, a Tractebel teria interesse nesses ativos? E também sobre as térmicas da Petrobras, gostaria de saber se houve alguma mudança na proposta da oferta que faria com que a Tractebel ou a ENGIE gostaria de comprar esses ativos. Obrigado.

Sattamini: Duke é um ativo que a gente já olhou muitas vezes, um ativo na região Sudeste, ou seja, que teria um apelo interessante por estar no mercado consumidor. Eu acredito que a gente deva olhar, mas tem obviamente uma semelhança grande com os ativos que a gente tem hoje, ou seja, tem concessões vincendas próximas das nossas concessões que estão no mesmo tipo de regime de concessão, a questão da renovação, etc. Acredito que possa olhar se ela vier a mercado, mas ela tem uma similaridade com os nossos ativos. Ela não vai representar um perfil diferenciado que pode diminuir nosso risco ou prolongar a nossa

operação. No caso de térmicas da Petrobras, já falamos, a gente tem que avaliar a qualidade de informação, a gente, eu sei que o nosso pessoal andou olhando, mas também, o apetite vai depender muito das condições que a gente encontrar ali e da qualidade da informação que tiver. Acho que é isso, você cobriu os dois pontos.

Vinícius Tsuboni: Ok, obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta, Sérgio Tamashiro, Haitong.

Sérgio Tamashiro: Bom dia Sattamini, bom dia Ana, bom dia a todos aqui. Algumas perguntas aqui. Primeiro, gostaria que você pudesse dar um pouquinho mais de esclarecimento aí sobre a transferência de Jirau, se isso aqui já está incluso no CAPEX que vocês estão anunciando, comparando aqui com o terceiro tri e agora no quarto tri, vocês aumentaram o CAPEX 2016 de 2.1 para 2.4 e mantiveram 2017 no 1.6. E faz alguma menção aqui a esse CAPEX para o custo de aquisição de Jirau. Depois se pudesse dar um pouquinho mais de detalhes de como é que pode ficar aqui sobre esses excludentes, se vão colocar algum tipo de *put*, compensação e depois também sobre os 300 MW que já tem contratado pela ENGIE certo. Vocês vão estar assumindo esse contrato, como é que vai estar ficando esse tipo de contrato e também vocês fazem menção sobre a parte da dívida que é os R$ 9,5 bi, se pudesse falar sobre o CAPEX total, quanto foi colocado de *equity*.

Sattamini: É, vamos lá. São muitas perguntas que você fez.

Sérgio Tamashiro: Não, é uma só.

Sattamini: Vamos lá, vamos tentar ponto a ponto, você me lembra se eu esquecer algum pra eu comentar. Primeiro ponto, a questão do t*iming* e do processo, o *timing* quando o controlador quiser levar ao conselho, ele

ainda não levou. A nossa percepção é de que a medida que a construção, que é um dos grandes riscos do projeto, ela chega ao seu final é menos um risco a ser tratado ou mitigado via uma solução contratual. Isso vai ser tratado como você sabe dentro do comitê de partes relacionadas numa análise distanciada do controlador, onde o controle da negociação, da discussão vai estar na mão dos minoritários que são maioria nesse comitê de partes relacionadas. Quem participa junto com os representantes minoritários, ou seja, os independentes, os conselheiros independentes da Companhia são os profissionais da própria empresa que tem todo o interesse em manter a saúde da sua Companhia olhando então e dando suporte para que esses conselheiros tenham ferramentas para fazer a análise. Contratação de *advisory*, análises técnicas etc. É um processo que é um processo que vai ser demorado, na mão dos minoritários e feito de forma, diria, bastante prudente. Nesse momento é que vão se discutir as condições que algumas situações de conflito de percepção, ou seja, não conflito, mas de diferentes percepções e como que elas podem ser tratadas. Então um dos exemplos que você falou é a questão do excedente, do excludente de responsabilidade. Se você tiver uma visão diferente entre um e outro, talvez a gente tenha que botar algum tipo de previsão de *burning out* que cubra esse tipo de diferentes visões. Então, vamos supor, retenção de uma parte do preço, ou compromisso de aporte caso aquilo tenha uma solução, uma resolução negativa, então são esses tipos de mecanismos que a gente imagina que havendo qualquer divergência, de visão, que será utilizado para tratar essas divergências. Você falou de comercialização da energia, da ENGIE, ela comercializou 300 MW médios no último leilão, através da nossa comercializadora, Geramamoré ao preço de R$148,00/MWh. Foi uma decisão

extremamente acertada, haja vista a situação de mercado que a gente vive hoje, com preços de PLD bem baixos, a gente vendeu por 3 anos e foi uma maneira de a gente diminuir a exposição da ENGIE, a ENGIE tomou essa decisão no ano passado, ela diminuiu a sua exposição a preço de mercado. O mercado *spot*. Tem mais um elemento que você perguntou na questão do CAPEX. O CAPEX atualizado eu diria para você que a gente hoje trabalha com um número da ordem de uns R$ 20 bilhões dos quais R$ 10 bilhões é dívida, R$ 10 bilhões é *equity* e a participação da ESBR, que eu acho que essa é talvez uma informação relevante, sendo 40% deste *equity* representaria num *book value* na ordem de R$ 4 bilhões. Quando a gente faz qualquer tipo de avaliação de projeção de caixa da Tractebel Energia, projeção de dívida pra que a gente tome, absorva esse ativo, a gente sempre considera um valor de *book value*. A gente, obviamente, o valor de transação vai depender da discussão entre o controlador e o comitê de partes relacionadas. Então a gente não sabe qual é o número que vai sair, imagina que deve ser alguma coisa próxima do *book value*, dado que o projeto teve alguns contratempos e *costs over run*, etc. Por um lado, e por outro lado também conseguiu alcançar algumas vitórias e energias adicionais e tem alguns *upsides* a serem capturados. Tudo respondido, esqueci alguma coisa?

Sérgio Tamashiro: Não, só voltando aqui um pouquinho. É, agora então o aumento do CAPEX 2.1, 2.4 teve alguma justificativa? Não é relacionado a Jirau isso?

Sattamini: Não, nada a ver. Eu não estou com esses números na cabeça, mas muito provavelmente o que você estava vendo no terceiro é porque pode ter tido algumas coisas. Uma coisa é postergação de determinados investimentos. Vamos supor, o fornecedor não entregou aquelas peças ou

material ou não terminou a fase da obra, a gente não paga. A gente estava prevendo pagar, não paga. Então ou o contrário, eu estou acelerando, por exemplo, no determinado ano porque é um momento que eu consigo de repente tirar um desconto do fornecedor porque se eu antecipar o fornecimento. Então, podem ser coisas dessa magnitude, não tem nada a ver com o Jirau.

Sérgio Tamashiro: Tranquilo. Ainda com relação a Jirau, haja visto que isso foi um projeto conturbado, uma série de atrasos etc. Agora, vendo como os próximos leilões via Tapajós, como é que vocês veem pela cabeça do controlador pela ENGIE, se eles tem esse tipo de apetite, continua sendo um aprendizado, vale a pena, conseguiu se criar muito valor por Jirau, ou seja, vamos entrar com essa mesma sistemática para Tapajós ou agora você acha que assim deu uma luz amarela lá para o *board* deles, e falar não, vamos só ficar pegando esses projetos menores, como é que está a estratégia de longo prazo?

Sattamini: Olha, eu vou fazer o seguinte. Eu vou peitar o benefício de ter a Anamélia aqui comigo, que é a representante da ENGIE, e vou passar sua pergunta pra ela, se você não se incomodar.

Anamélia: Bom, obrigada pela pergunta, a ENGIE como um grupo industrial ela é não se furta de analisar as oportunidades que estão surgindo no mercado, tanto no ponto de vista de M&A como projeto *greenfield* obviamente hoje a gente tem uma visão de portfólio com o portfólio basicamente dominado por hidrelétrica, então a gente tem o interesse numa maior diversificação e também olhando para as energias convencionais com bases nos projetos que estão mais avançados dentro da nossa análise hoje nossos processos de desenvolvimento como

salientado pelo Sattamini. Então, nós vamos olhar né, participamos do consórcio que está estudando, mas a decisão final de participação ou não nesse tipo de projeto vai ser tomada pelo *board* e eu acho que tem que ser feito claro com cautela e aprendendo das lições, das experiências que nós tivemos em geral.

Sérgio Tamashiro: Ok. Obrigado.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Eduardo Sattamini para fazer as considerações finais, por favor senhor Eduardo.

Sattamini: Gostaria de agradecer a presença de todos, nós tivemos um número grande de participações, obrigado pelas perguntas e vamos nos falando até o resultado do primeiro trimestre que espero que seja bastante positivo. Obrigado a todos e um bom dia.

Operadora: A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham um bom dia e obrigado por usarem Chorus Call.