Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Segundo Trimestre e do Ano de 2014

28 de julho de 2014

Operadora:
Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do segundo trimestre de 2014. 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 participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar *0 (asterisco zero). Cabe lembrar que essa teleconferência está sendo gravada. Esta apresentação acompanhada de slides será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.tractebelenergia.com.br, na sessão Investidor. Nele os senhores 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 essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho, e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a mudanças. Conosco hoje estão o senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e o senhor Antonio Previtalli, Gerente de Relações com Investidores da Tractebel Energia, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no segundo trimestre de 2014. E Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora, eu passo a palavra ao senhor Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom dia a todos. Bom dia a todos que estão presentes aqui e aqueles que estão via web ou através do *call*, da telefonia. Eu vou começar a apresentação na página 4, por favor, se puderem passar a apresentação também aqui no auditório. Eu acho que a gente precisa pontuar, a primeira coisa que a gente precisa pontuar no resultado desse segundo trimestre de 2014, não é novidade para todos, o país vem passando por um período hidrológico bastante atípico, eu diria. Nós tivemos uma hidrologia muito ruim, talvez uma das piores, duas ou três da série histórica, no primeiro semestre, com vazões muito baixas, janeiro, fevereiro, então, com 38% da MLT, quer dizer, muito, muito baixa. E isso caracterizou sim, o resultado da companhia. Nós lá, só para ter uma ideia, nós tivemos um GSF de 5%, ou seja, de 0.95, ou seja, afetando 5% a capacidade de geração das hídricas no Brasil. No nosso parque de 2.865 MW/médios de

capacidade comercial, isso representa algo em torno aí de 140 MW/médios, 150 MW/médios, que em 180 dias, 24 horas, se a gente pegar o preço médio de R$ 680,00 por MW/hora, a gente vai chegar a alguma coisa entre R$ 420 milhões de reais de impacto, ou de frustração de receita, dependendo da posição, ou de custo, no caso nosso, afetado muito o custo, porque nós tínhamos uma estratégia também de alocação nesse ano mais *short* no primeiro semestre, e mais *long* no segundo semestre. Então isso vai caracterizar o resultado da companhia nesse segundo trimestre, principalmente porque essas posições *short* se caracterizaram muito fortemente ali entre abril e maio, e por isso a gente apresenta resultados, para nós atípico. É a primeira vez que eu venho aqui apresentar um resultado tão baixo. Já desde 2010 que eu estou na companhia, desde o final de 2009.

Bom, então vamos passar ao comentário dos números, na página 4. A receita líquida de venda ela subiu 7,2%, principalmente pelo aumento do preço médio, uma pequena participação também da quantidade, nós tivemos 35 MW/médios vindo de compras para revenda e do projeto Trairi, entrando de forma integral nesse trimestre. Mas em compensação nós tivemos uma redução dos resultados da receita no mercado de curto prazo de R$ 42 milhões. Exatamente porque quando a gente está numa posição *short* as receitas são muito baixas, porque quando a gente apresenta a receita, a receita é liquida naquele mês. E eventualmente eu posso ter tido aí uma ou outra empresa do grupo que tivesse ainda com um valor a receber na CCEE, então aquilo conta como receita. Mas de maneira geral nós estávamos *short* no segundo trimestre.

Nós tivemos um EBITDA de R$ 301 milhões, ele teve uma redução em relação ao mesmo trimestre do ano passado, de R$ 418 milhões de reais, então muito próximo daquele número que a gente falou há pouco tempo, se bem que aquele número é semestral. Principalmente pelo custo que a gente teve em suprir as nossas necessidades dos contratos através de compra no curto prazo, com preços elevados. Lembra que a gente teve aí desde final de fevereiro até final de maio, preço no teto, com pouquíssimas exceções ou com pequenas reduções ali na faixa ainda dos R$ 800,00 por MW/hora.

Margem obviamente caiu, e o Lucro Líquido acompanhou. É que tem, nós vamos falar mais adiante, mas tem também uma componente de reversão de despesas, seja ela de despesas com compra de energia e tarifa do sistema de transmissão, que afetam o EBITDA, por um lado, e também despesas financeiras atreladas a prescrição de obrigações com relação ao contrato antigo que nós tínhamos registrado, e que depois de cinco anos sem cobrança, o Código Civil nos permite a reversão desses valores, pois a cobrança não é mais devida, ela prescreve. Então a gente vai falar isso um pouco mais adiante, mas também o Lucro Líquido teve essa participação desses componentes.

Tivemos também a reversão nesse trimestre da CNPE 03, nós éramos a única companhia que ainda mantinha provisões com relação à CNPE 03. Chegamos à conclusão que os últimos eventos que ocorreram ali no iniciozinho de abril nos permitiam e nos dava um conforto de que poderíamos seguir as demais companhias do mercado e reverter aquelas despesas. Então também foi feito nesse trimestre.

Nós tivemos um aumento da energia vendida, como nós falamos, tivemos aí um aumento de energia comprada para revenda em Trairi, contribuindo para isso. O preço médio de venda subindo de acordo com a inflação, um pouco mais, 7%, e tivemos uma produção maior em função da melhor afluência nas usinas do sul, e também em função do despacho termelétrico elevado.

Na página 5 nós temos os destaques, continuando com os destaques do trimestre, o Conselho de Administração aprovou na última reunião do dia 25/07 o pagamento de 100% do Lucro Líquido Ajustado. Lembrando que o Lucro Líquido Ajustado é o lucro líquido hoje apurado com, agregando a depreciação adicional que nós temos em função da avaliação a valor justo dos ativos da companhia, quando da adoção da IFRS, então a gente ajusta o Lucro Líquido de tal forma a não prejudicar, quer dizer, à medida que foi tomada na adoção da IFRS não prejudicar o fluxo de capital, o fluxo de dividendos para os nossos acionistas, nós tivemos também em junho, firmado com a Alstom, um contrato de fornecimento de 36 aero geradores, modelo ECO122, de 2,7 MW de potência cada um, para o Complexo de Santa Mônica. O Complexo de Santa Mônica é um Complexo contíguo ao Complexo de Trairi, são quatro usinas, a gente também vai falar deles mais adiante.

E em 30 de abril a Agência Nacional de Energia Elétrica realizou o leilão A-0, onde foi negociado 2.046 MW/médios, onde nós contribuímos com 150 MW/médios vendidos a um preço de R$ 270,69 MW/hora. Nessa venda, isso todos sabem, que a gente também não tinha essa energia, nós fomos procurar de forma criativa uma parceria com um agente que tivesse energia no período, em que a gente não tivesse. Então nós conseguimos fazer uma operação “ganha ganha”, e acabamos então capturando aí um contrato com um bom valor, e com boa duração.

Na página 6 a gente fala da aranha de controle, todos sabem, a Tractebel é controlada pela GDF Suez, líder mundial de energia. Nós não temos nenhuma mudança nessa aranha, não teve nenhuma fusão ou nenhuma nova aquisição, ou formação de nova empresa. Talvez o único elemento que já tenha do trimestre passado, é que nós passamos a fazer parte do IBOVESPA, desde janeiro desse ano.

Na página 7, onde a gente fala do nosso portfólio balanceado, ativos com localização estratégica, o importante aqui, nós temos 16% de usinas termelétricas do nosso

portfólio. Quando vocês viram mais cedo o vídeo sobre as termelétricas da companhia, quem estava aqui no auditório, quando falou-se de 14%, é porque quando a gente considera em operação a gente considera que nós operamos mais do que a nossa capacidade, que existe a capacidade de terceiros. Então talvez pudesse gerar uma dúvida dos 16% com 14%, e a explicação é basicamente essa. Mas nós temos um portfólio basicamente hidrelétrico, com alguma participação termelétrica. Essa participação termelétrica, como a gente já disse, ela tem um caráter mitigatório do risco hidrológico, obviamente ela tem a sua limitação, se o risco hidrológico for muito grande ela obviamente não consegue cobrir. Mas existe ali, talvez, uma complementariedade que é favorável para a companhia. E nós temos 5% de energias complementares - *no convencional renewable energy* – que é biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, e vento, *wind*. A gente tem crescido bastante no *wind*, principalmente, no mercado livre, e vocês vão ver isso durante a nossa apresentação.

Crescimento, como vocês sabem, o crescimento da companhia é um crescimento com disciplina financeira. E quando as oportunidades de crescimento aparecem, para nós elas tem que aparecer aliadas a futuro aumento de rentabilidade da companhia. Em alguns momentos nós tivemos isso, e em outros não. No momento que não existe a gente vai buscar o nicho de mercado, como foi o caso aí da evolução na energia eólica, recentemente e ficamos fora de alguns leilões onde a competitividade foi maior e que nós não achávamos atratividade que justificasse a nossa participação.

Passando para o slide 8, a companhia é líder de mercado, do mercado do setor privado, continua, vai continuar, de longe ainda a maior empresa. Nós temos a perspectiva de aquisição de Jirau, do controlador, nós vamos falar disso também ao longo da apresentação. E essa posição de liderança é importante no nosso diálogo com o governo, no nosso entendimento como formador de opinião, e nós pretendemos manter. Obviamente, como eu falei para vocês, dependendo da atratividade do mercado.

Passando para o slide 9, não tem grande alteração sobre a nossa estratégia, nós continuamos buscando um portfólio balanceado entre clientes livres e o mercado regulado, o mercado regulado, obviamente, a gente busca com as novas usinas, onde a gente busca contratos de longo prazo, para suportar um investimento, dar um pouco mais de segurança para o investimento. E no mercado livre a gente normalmente dirige a nossa energia, o que a gente chama de energia existente, é de tal forma criar valor, evitar ter que vender essa energia no A-1, onde existe muito pouco tempo para o início da entrega da energia, e que essa incerteza do fluxo de caixa da companhia não seria vantajosa. Então a gente procura agregar valor através da venda antecipada no mercado livre, agregando valor ao portfólio da companhia.

No slide 10 a gente, como a gente fala de mercado livre, qual é a importância para gerar valor nas usinas, que a gente chama usinas existentes. A nossa busca por uma venda estável, diversificada, com risco diversificado, onde a gente então tem uma política de crédito bastante rígida, se adapta aos momentos de mercado, se adapta aos novos instrumentos de garantia, mas a gente tem tido uma performance muito boa, muito interessante, conseguindo manter um nível de inadimplência zero. E nós temos procurado diversificar ao máximo as indústrias, obviamente em determinados momentos como agora, nós temos uma participação grande da indústria de cimento. Mas também essa participação ela é avaliada no sentido de que a qualidade da carteira nossa, desses clientes, é muito boa. São muitos os clientes, são clientes *triple A*, nós nunca enfrentamos nenhum problema sequer de atraso de pagamento desses clientes. Então a gente fica confortável em ter mesmo que uma concentração de 15% da nossa carteira de clientes livres, por causa as qualidades, então, dessa carteira. Ela é analisada, quer dizer, você não faz, não determina uma regra rígida, a regra é flexível em função da situação que a gente vive, e da qualidade dos clientes que a gente tem.

Na página 12 a gente vai falar um pouco do perfil de demanda, oferta e demanda. Nós temos tido, vocês têm observado que tem havido um descolamento entre consumo de energia e crescimento da economia, principalmente pela distribuição de renda, tem aumentado a demanda *per capita* de energia. E o que a gente tem visto é que cada vez mais existe a necessidade da termoeletricidade para cumprir com a obrigação, cobrir ou atender a demanda de energia que nós temos visto. Isso tem contribuído ou deve contribuir, a gente tem sentido mais recentemente no mercado que esse receio de uma participação termoelétrica é maior, o que é natural, um sistema hidrotérmico é muito mais seguro do que um sistema puramente hídrico, tem levado a crescimento a preços de mercado de longo prazo. Não só o efeito de curto prazo que a gente tem vivido da situação hidrológica hoje, mas a gente olhando para o longo prazo existe já uma percepção do mercado de que os preços tendem a subir em função de uma necessidade de outras fontes que não a hídrica, que é uma fonte normalmente mais barata do que as outras, do que as demais. Do lado do balanço de mercado, a diferença entre a oferta e a demanda, a única coisa que a gente pode comentar aqui é que existe uma pequena oferta, oferta adicional, estrutural, para os próximos anos, mas que ela é muito pequena. Ou seja, qualquer variação na hidrologia ela vai transformar essa sobre oferta em *deficit* rapidamente. Também por outro lado, se você tiver uma hidrologia muito favorável, essa hidrologia pode vir a aumentar os excedentes. Então isso é a característica do nosso sistema, um sistema que vai ter mais volatilidade de preço olhando para frente, e a tendência da pressão de preços mais elevados. Essa é a nossa visão.

No slide 14, olhando mais para a posição da companhia, a posição comercial da companhia, nós temos ainda um portfólio bastante contratado aí para os próximos 2, 3

anos. No terceiro ano a gente começa, 2017 começa a ter um pouco mais de energia disponível. E nós estamos capturando, nós estamos aumentando as nossas vendas aí, verificando um momento da demanda por contratos mais longos agora, e vocês vão perceber, quem fez as contas, uma variação grande do portfólio. Ou seja, eu vendi bastante no último trimestre, bastante energia para os anos ali de 2017, 2018, 2019, fruto já dessa pressão compradora em função da perspectiva de aumento de preço no mercado. Você, pelo lado direito do gráfico, aqui na página 14, vocês veem que a gente vende energia paulatinamente, a gente sempre fala nisso. E a gente vende energia quando as janelas de oportunidades aparecem, a gente intensifica a nossa atividade comercial. Então o Sureck está aqui conosco, ele tem feito um esforço bastante grande aí para atender as necessidades do cliente que vem demandando grandes quantidades, e aceitando níveis de preços bem mais confortáveis para nós, gerando então uma previsibilidade e uma melhoria da expectativa do fluxo de caixa da companhia para os anos que virão.

No slide 15, a gente tem o nosso balanço de energia, onde a gente tem a posição de contratos, e que a gente usa isso aqui mais para o pessoal modelar, talvez alguma coisa interessante que a gente tenha do trimestre passado para esse trimestre é alguma compra de energia para revenda, representando que nos próximos dois ou três anos vocês vão verificar que a gente já está tentando não diminuir o nosso portfólio para manter uma reserva, e que a gente então para esses próximos dois, três anos, a gente tem feito Trading. Tudo o que eu vendo eu estou comprando para fazer produto. Então eu compro dois anos, vendo três, e isso eu vou fazendo produto de cinco anos, para atender, cinco, seis anos, para atender os nossos clientes. A visão é de não diminuir demais o nosso portfólio, não ser pego numa situação muito vendido, como aconteceu recentemente, onde a gente precisa ir a mercado e repor energia, se você tiver uma hidrologia ruim, você acaba tendo que comprar a preços elevados. Outra coisa que a gente pode notar também no balanço de energia é a entrada daquele contrato que a gente já comentou com vocês, para o mercado regulado, onde a gente vendeu então 150 MW a partir de 2015, e como a entrega era a partir de maio a gente tem 101 MW/médios no ano de 2014.

Quando a gente fala de expansão, o primeiro projeto de expansão é Jirau, e Jirau nós temos a Anamélia aqui conosco para falar dentro da visão do controlador, GDF Suez, de como o projeto está se desenvolvendo, e depois nós vamos voltar nos projetos de expansão internos da Tractebel. Passo então a palavra ara a Anamélia.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Obrigada Sattamini, bom dia a todos, primeiramente. É a primeira oportunidade que eu tenho de estar aqui com vocês ao vivo, tenho recebido alguns questionamentos, no

call também a gente também tem feito essas atualizações periódicas. No slide 17, vocês estão acompanhando aí dados básicos do projeto que a maioria de vocês já conhece, é um projeto de 3.750 MW de capacidade instalado. Hoje com participação de 40% da GDF Suez. São 50 unidades bulbo de 75 MW cada, energia assegurada de 2.185 MW/médio. Em relação a parte comercial da usina, a gente sabe hoje que 73% dessa energia assegurada está contratada por meio de PPA de longo prazo, de 30 anos, e o saldo de energia disponível contratada com os acionistas, antes da entrada da Mitsui, ou seja, a GDF Suez tem 60% dessa energia, e Chesf e Eletrosul com 20% cada.

As condições de financiamento não se alteraram, nós temos um total de R$ 9,5 bilhões, foi negociado em duas frentes distintas: a primeira de R$ 7,2 bilhões, e a segunda de R$ 2,3 bilhões para financiar a expansão da usina. As condições de financiamento também permanecem, uma diferenciação aí que a gente colocou desde a última divulgação foi a extensão do período de carência muito em linha com as discussões que a gente tem hoje com relação ao excludente de responsabilidade e a entrada das máquinas. Vocês sabem que 100% da dívida é financiada pelo BNDES, dos quais 50% são financiados pelo sindicato de bancos. O que tem de novo aí? Desde a última divulgação de resultados, nós colocamos 3 unidades adicionais, então hoje a gente já tem 750 MW instalado, em operação comercial, em plena operação.

No slide 18, mais duas unidades em fase de teste. Uma coisa que é muito interessante de falar em relação a Jirau, é que as unidades têm operado com bastante sucesso, já foram testadas à plena capacidade, com performance, hoje em dia, desde o início da operação, acima dos requerimentos técnicos do edital de leilão. Então isso para nós é um dado de grande importância, que mostra a qualidade do gerenciamento da implantação dessas turbinas, tanto das turbinas chinesas quanto das brasileiras, e o sucesso que a gente vem tendo durante essa fase agora de comissionamento e início da operação. Então nós temos hoje 93,3% de avanço físico global da obra, sendo mais de 95% nas obras civis, e recentemente a gente intensificou o trabalho nos turnos noturnos. E isso para recuperar um pouco os atrasos, e conseguir acelerar o comissionamento e a montagem das unidades.

Como foi muito colocado na mídia nos últimos meses, o Rio Madeira, ele atingiu em março a maior vazão histórica desde quando se começou a fazer as medições, e ele ainda continua acima do nível médio. Isso mostra, dentro do portfólio da Tractebel, na medida em que Jirau for incorporado à Tractebel, eu acho que mostra uma complementariedade muito interessante, porque tem vazões bastante diferentes no norte e no restante do país. A vazão já está diminuindo, mas tudo sob controle, a gente teve que fazer algumas adequações durante o período de cheia, não houve danos materiais à planta, mas a gente teve que fazer algumas adequações como elevar o nível das ensecadeiras, coisas que foram colocadas também pelo presidente do

consórcio, para evitar possíveis problemas adicionais durante a construção. Em relação às opções para a criação de valor, nós temos a energia assegurada adicional, que ainda é um ponto passível de discussão, e outra questão que entrou na pauta da ANEEL recentemente foi a revisão do cálculo das perdas hidráulicas.

Nós estamos adotando uma nova metodologia, com isso aí mediante a aprovação da ANEEL, isso já foi acolhido pelo Conselho, mediante aprovação a gente deve ter um ganho aproximado de 20 MW/médio adicional na planta. E outras compensações conforme foram propostas pela ANEEL. Isso vai ser discutido no futuro, como a otimização da curva guia de operação da planta, isso pode acarretar num aumento muito grande da quantidade de energia assegurada. Além dos incentivos fiscais adicionais de longo prazo previsto para a região.

Aí do lado direito do slide 18, tem uma foto que mostra um pouco, uma visão panorâmica do projeto, então já dá para ver bem a casa de força da margem direita bastante avançada, a casa de força da margem esquerda ela já praticamente concluída. Na foto de baixo vocês veem que a casa de força da margem esquerda, a visão interna já 100% montada, então nós estamos num momento agora de comissionamento dessas unidades. Jirau é uma planta tão grande que a gente costuma falar que são duas, porque a gente tem uma na margem esquerda e outra na margem direita, e que tem hoje cronogramas paralelos de montagem, o que vem acelerando a instalação e o que a gente espera aí é concluir o ano com cerca de 20 unidades.

No slide 19 eu faço sempre uma atualização fotográfica. Infelizmente à medida em que as obras civis vão avançando é mais difícil a gente ver o que de fato foi feito. Mas só para vocês terem uma ideia, no primeiro quadrante a gente tem a vista de jusante em abril de 2014, e a vista de jusante em junho de 2014. Uma primeira coisa que vocês veem aí é a redução do nível da água, porque em abril a gente ainda estava lá naquele momento de cheia histórica do Madeira, vocês veem que até tem um desnível muito grande do nível da água com as ensecadeiras. Já na segunda foto não é exatamente o mesmo ângulo, mas já dá para ver a redução desse nível e um maior avanço na construção da casa de força. Já a casa de força da margem esquerda, que está mais avançada, a gente vê menos, mas a questão do nível da água aí é facilmente perceptível, entre abril e junho.

Bom, o que eu tenho para atualizar é isso, depois no momento das perguntas, caso vocês queiram fazer. Eu passo a palavra novamente para o diretor Sattamini.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Obrigado Anamélia. Eu vou para a página 20, onde a gente vai falar do projeto termoelétrico em construção, Ferrari, nós temos a UTE Ferrari, nós fizemos aquisição

desse projeto no início desse ano. Demos ordem de início para o aumento da sua capacidade. Então o projeto vai passar de 65,5 MW para 80,5 MW de capacidade instalada, e vai passar de 23,2 MW/médios para 35,6 MW/médios. Isso vai demandar investimentos da ordem de R$ 85 milhões, e provavelmente nós já estamos conversando, vamos ter financiamento do BNDES para cobrir esse dispêndio. Ainda não sabemos exatamente as condições, mas esperamos ter alguma coisa aí de 80% de participação, entre 70% e 80% de participação do BNDES, no *funding* dessa expansão.

Na página 21 nós vamos falar do projeto eólico de Santa Mônica. Nós também demos início à construção com a contratação, então, das turbinas da Alstom, dos 36 aero geradores. Esse empreendimento tem quatro parques, totalizando 97 MW instalados, 47,3 MW/médios. Eles têm, eles são, como eu disse para vocês, muito próximos aos parques de Trairi, vocês podem olhar na foto, e vocês veem, os de Trairi estão em vermelho, são quatro projetos, quatro plantas de Trairi, que somam 115 MW instalados e os novos projetos são esses projetos em amarelo, laranja, azul e roxo, cada um com a sua capacidade, usando o mesmo tipo de turbina, de 2,7 MW cada uma. O investimento é de aproximadamente R$ 460 milhões no total. Uma parte desse investimento é o contrato de CPC com a Alstom, e outra parte são outros investimentos necessários para a implementação do projeto e a gente também já deu entrada no BNDES com a solicitação de apoio financeiro.

Na página 22 a gente vai falar um pouco então da nossa Usina Solar Fotovoltaica, ela já está aqui já alguns trimestres, então eu não vou me ater muito a detalhes, mas é um investimento numa usina de 3 MW/pico, localizado ali na região próxima de Jorge Lacerda, e nós temos 7 ou 8 módulos, acho que 8 módulos de avaliação de diferentes tecnologias fotovoltaicas. Esse projeto, tanto a usina quanto os módulos, eles foram financiados pelo Programa de P&D, com a nossa obrigação de cumprir o percentual do nosso faturamento em investimento em pesquisa e desenvolvimento, aprovado pela ANEEL, e nós já estamos com a usina em operação, a usina que se chama Cidade Azul, em operação, em testes. Ela ainda não teve a operação comercial declarada, mas ela está operando em testes.

Bom, nós passamos então da parte mais estratégica e atualização na parte operacional para o desempenho financeiro.

Nós vamos então falar na página 24, a gente discutiu se a gente ia manter a palavra sólido desempenho financeiro, apesar desse trimestre ter sido ruim, mas eu diria que sim, porque a empresa ela tem uma resiliência, apesar de ter tido um trimestre ruim, nós acreditamos que pela nossa estratégica de alocação, pela alocação do volume de energia a gente deve ter uma recuperação bastante boa na segunda metade do ano, e eu acredito que a palavra sólido desempenho financeiro representa sim a capacidade

dela de pagar os seus compromissos, de gerar caixa, e isso a Empresa continua mesmo em situação adversa. Nós estamos numa situação hidrológica ruim, e isso vai afetar sim o resultado da companhia, mas ela ainda vai continuar tendo, eu diria, um resultado no final do ano satisfatório. Essa é a nossa expectativa.

No slide 25 a gente fala da evolução da Receita Líquida, basicamente já comentamos sobre os componentes, que elevaram a receita, o preço médio, subindo 7%, o volume de vendas com R$ 36 milhões de contribuição, a redução da receita de curto prazo, e isso, então, levou a essa evolução de 7,2% da receita.

No EBITDA, aí um pouco mais detalhado, nós tivemos na página 26 uma redução de R$ 720 milhões para R$ 301 milhões, se a gente comparar trimestre a trimestre, basicamente nós tivemos a contribuição positiva das operações, a reversão da CNPE 03, e aqui a gente tem um efeito dobrado, nós constituímos R$ 42 milhões de provisão em 2013, e nós revertemos R$ 55 milhões agora em 2014. Então quando você compara trimestre a trimestre eles se somam. Por que nós estamos fazendo uma reversão maior do que R$ 42 milhões? É porque nós fizemos a primeira, nós fizemos até o segundo trimestre de 2013 nós tínhamos só feito R$ 42 milhões, depois nós tivemos ainda julho e agosto, onde aquela metodologia temporária de cálculo de preço, onde tinha o PLD e o PLD1 ela sobreviveu. Então só a partir de julho é que você, então, teve a nova metodologia, que acabou com esse potencial de cobrança da CNPE 03 da companhia. Então nós ainda fizemos algumas provisões ali em julho e agosto, e elas foram revertidas agora. Então esses R$ 42 milhões feitos da provisão lá em 2013 e a reversão de R$ 55 milhões em 2014, dão esses R$ 97 milhões, comparados trimestre a trimestre. Nós tivemos R$ 54 milhões de reversão de passivos prescritos, que a gente comentou, foi um contrato com um fornecedor de energia antigo, ele acabou não tendo essa energia para entregar, e também tinha um *feed* de transmissão, era um contrato grande, e que nós temos até uma disputa grande na Justiça, mas esses valores, do período que a gente continuou ainda recebendo faturas e registrando essas faturas, até que nós identificamos que a obrigação não era mais devida, aí que aquele fornecedor deixou de nos faturar nós continuamos a manter aquilo porque nós não sabíamos como ia ser tratado. Como esse valor nunca nos foi cobrado, desse período que a gente contabilizou, e não foi arrolado nenhum processo judicial que nós tínhamos com esse fornecedor, o entendimento é que existe a prescrição. Nós tomamos muito cuidado em procurar em todos os processos que nós tínhamos, e isso demorou bastante tempo, para a gente poder ter certeza, os advogados nos darem certeza, então, que não havia qualquer cobrança posterior, e que então nós poderíamos fazer a prescrição de acordo com o artigo 206 do Código Civil.

Ali no combustível nós tivemos um aumento em função basicamente de William Arjona, que também contribuiu para uma redução de EBITDA, com R$ 44 milhões.

Energia comprada para revenda, tivemos aí um volume grande também comprado lá em 2013, visando já recompor o portfólio, porque víamos que nós poderíamos ter uma situação hidrológica ruim em 2014, comprados a preço bastante razoável lá no ano de 2013, mas isso ainda insuficiente para cobrir a posição do primeiro semestre. E o valor de R$ 547 milhões que é operação de curto prazo na CCEE. Quando vocês olham dentro do release, os R$ 97 milhões da CNPE, eles como são operação de curto prazo, e são relativos a operação de curto prazo, eles estão diminuindo o valor. Então quando você olha lá no release você vê R$ 450 milhões de trimestre em trimestre, que na verdade são os R$ 547 menos os R$ 97 milhões da CNPE 03.

No slide 27, falando do lucro líquido, a gente tem os mesmos componentes, com algumas modificações. Então quando a gente fala em passivo prescrito, a gente tinha R$ 54 milhões no EBITDA, e vai ter R$ 77 milhões ali no lucro líquido, por quê? Porque nós tivemos além das despesas, das faturas de energia e transmissão, nós tivemos também que fazer a correção monetária daquela obrigação durante algum tempo. Então essa correção monetária veio também a ser revertida, então você teve uma parte da reversão no impacto, no EBITDA, e outra parte no resultado financeiro.

CNPE 03 aqui, líquida de imposto, as operações, combustível e energia comprada para revenda e operação de curto prazo dentro da normalidade deduzida no Imposto de Renda. Então nós tivemos um lucro líquido de R$ 74 milhões nesse segundo trimestre de 2014.

Endividamento, vamos falar, o endividamento bruto da companhia no trimestre passou de R$ 3.588 milhões para R$ 3.357 milhões, é a página 28. Nós tivemos uma piora no nosso indicador de dívida total dos últimos 12 meses do EBITDA, basicamente porque esse trimestre entra em substituição ao trimestre anterior, que tinha sido, o trimestre do ano anterior, mesmo trimestre do ano anterior, que tinha sido muito melhor, mas dentro do ano deve voltar à normalidade, quer dizer, a gente acredita que a gente deve voltar muito próximo do 1.1x, ou talvez 1.2x.

A dívida líquida subiu um pouco, a gente vai ver no slide 29, passando dos R$ 2.455 milhões no final do trimestre passado para R$ 2.539 milhões no final do segundo trimestre. Aí tem as várias componentes que fizeram, contribuíram para esse aumento de dívida líquida.

Na página 30 nós temos aí a nossa dívida, o perfil da nossa dívida, em termos de distribuição temporal, em termos de custo, nós temos pago as nossas dívidas e algumas, de vez em quando, feito algumas renovações. Agora em 2014 pagamos uma operação de 4131 contratada com o Bank of America a 98% de CDI, que nós carregamos dois anos, foram 90 milhões de dólares, foi a última tranche, serão 3

tranches de US$ 90 milhões. Nós temos de 2015 também uma operação feita com o HSBC da mesma modalidade. Ultimamente a gente tem, no mercado de dívidas, a gente tem buscado fazer operações na modalidade 4131, porque ela tem apresentado um custo de carrego abaixo do CDI, abaixo do nosso custo de oportunidade do recurso. De tal forma à gente controlar o nosso colchão, o colchão de liquidez que a gente precisa para gerenciar a companhia. Então nós temos aí duas operações de 4131, contratadas com o HSBC em 2015 e 2016. E depois a gente vai voltar a partir de 2017 aí a ter o financiamento, um pagamento médio, financiamento do BNDES na nossa carteira, que é da ordem de R$ 220 milhões, que também está aqui dentro do 2014, 2015 e 2016. Também eu tenho uma componente desses anos de endividamento com o BNDES dessa ordem. Tanto é que quando a gente olha a composição de endividamento no lado direito inferior da página, a gente vai ver que o TJLP representa 75% dos meus indexadores de dívida. Nós temos ainda uma pequena participação do IPCA, teve uma queda grande do trimestre anterior para esse, que foi o último pagamento da debênture que a gente ia, da segunda emissão. E ficamos então com a operação aqui do NIB, do Nordic Investiment Bank, que nós contratamos no iniciozinho do ano passado, e que ela tem, ela é *swapada* para IPCA, operação com um custo muito interessante, foi IPCA mais 3,8%, se eu não me engano. Vocês podem confirmar esse valor nos nossos informativos trimestrais.

Passando para a página 31, a gente vai falar um pouco sobre investimento. Nós estamos aqui em 2014 com os investimentos, tem um grande volume de investimento em manutenção. Nós estamos com a Usina de Passo Fundo e de Salto Santiago fazendo manutenção das unidades geradoras, manutenção de grande porte, com mudança de gerador e investimentos robustos. Nós temos aqui também em 2014 Ferrari, Santa Mônica e o que é importante dizer é que nós ainda mantemos aqui R$ 650 milhões de recursos próprios, mas grande parte desses recursos virão do BNDES. Nós esperamos que amanhã o BNDES vai ter uma reunião de diretoria, nós já aprovamos as condições para o financiamento de R$ 318 milhões para essas modernizações. Então vai pegar uma parte de Salto Santiago e Passo Fundo, e também Jorge Lacerda A, que vai ter um investimento no precipitador eletrostático, para aumentar então a possibilidade de despacho da capacidade das suas máquinas, e também tem investimento social que está embutido, e que normalmente a companhia já faz, mas que o BNDES então está nos solicitando a fazer com recursos de fundos específicos do banco.

2015 o investimento continua na operação e manutenção, Santa Mônica e Ferrari. E como eu sempre lembro vocês, tem um valor que a gente reteve lá em 2010, relativo aos resultados, de R$ 511 milhões, para aquisição de Jirau, e que o momento mais próximo que a gente vê para qualquer pagamento relativo de Jirau seria 2015,

podendo ser 2016, vai depender então do processo, e vai depender da vontade do controlador de trazer esse projeto para a discussão no Comitê de Partes Relacionadas.

2016 nós continuamos com projeto de operação e manutenção, e temos então uma intensificação de dispêndio relativa ao projeto Santa Mônica na implementação das últimas máquinas do projeto.

Na página 32, política de dividendo, novidade aqui nenhuma para vocês. Só sempre lembrar que o mínimo estatutário é 30% do lucro líquido, mas nós temos um compromisso assumido com o mercado de no mínimo 55% de *payout*, obviamente desde que a liquidez da companhia permita, tem permitido sempre, graças a Deus. E a gente tem uma política de não reter caixa. Quando a gente não tem investimentos vultuosos a serem feitos a gente distribui 100% do Lucro Líquido Ajustado, e é o que a gente está fazendo mais uma vez agora no semestre. Bom, essa era a nossa apresentação, acho que agora podemos passar para perguntas e respostas.

Transcrição Q&A

A partir de 44:48:

Carolina Carneiro – Banco Santander:
Bom dia a todos, Carolina Carneiro, do Santander. Eu tenho duas perguntas. A primeira é se vocês pudessem passar uma atualização em relação ao cenário prazo de SF esse ano, para a segunda metade do ano, a expectativa que vocês têm sobre nível de reservatório. E a segunda, eu queria que vocês comentassem com um pouquinho mais de detalhe essas vendas bilaterais, que realmente é um montante que parece relevante, se puder passar um pouco mais de detalhe em relação ao que é prazo médio para esses contratos, e o nível de preço que você falou que é satisfatório, ou que tipo de nível de preço a gente está falando aqui.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
A primeira parte da pergunta a gente pode falar um pouco, mas é aquela história, a gente vai sempre saber que o que a gente vai falar vai estar errado, porque clima, hidrologia, a possibilidade de errar é muito grande. A gente não está trabalhando com cenário muito diferente, talvez um pouquinho mais pessimista do que o cenário oficial, o cenário da ONS. Até para a nossa surpresa a ONS tem sido bastante proativa no sentido de dar informação para o mercado, mas nós temos talvez aí uma visão um pouquinho mais pessimista. Com relação as vendas bilaterais, a gente tem como padrão fazer contratos, buscar contratos, entre cinco ou seis anos, podendo em

algumas situações ir a um pouco mais, um pouco menos. Mas o normal dos nossos contatos é cinco ou seis anos. E preço a gente tem sido surpreendido. Como eu disse para vocês, a gente não tem energia disponível para venda em 15, 16, porque nós já atingimos o nosso limite de reserva. O que nós temos feito é *trading* nesses anos. Então quando alguém me pede 15, 16, eu falo: "olha, tudo bem, eu vou ao mercado, eu vou buscar, vou te atender, para te vender energia para os anos de 17, 18 e 19". Então só faz sentido se eu estiver vendendo energia para 17, 18 e 19, eu não vou atender ninguém para 5, 16 unicamente. A não ser que ele queria, e esteja disponível a bancar uma margem, um *trading* muito elevado, que compense eu tomar o risco de crédito também, dele, porque o nosso crédito é muito bom, nós vamos acabar pagando quem nos fornece. Mas eventualmente, estamos tomando o risco de crédito daquele cliente. Então em termos de preço lá para 17, 18 e 19, o que a gente tem visto é uma elevação sistemática. Quer dizer, a cada 15 dias, 20 dias, quando eu vou conversar com o pessoal de comercialização, os preços estão um pouquinho mais alto. Então o preço que eu posso indicar para você de longo prazo pode já estar desatualizado. Então a gente tem percebido preços de longo prazo da ordem de 140, 145, e subindo. Talvez essa semana, quando a gente começar a fazer as propostas, e for... porque na verdade, como é que é preço de mercado? A gente perde algumas e ganha algumas, porque se a gente estiver ganhando todas é porque o nosso preço está muito baixo, temos que subir o preço. E assim vai semanalmente várias propostas que nós vamos fazendo. Então a gente, eu não sei se eu respondi, mas os preços de longo prazo está nessa ordem aí, beirando os 150 reais MW/hora.

Operadora:
Iniciaremos a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista digitam asterisco 2 (*2).

Vinícius Canheu - Credit Suisse:
Sattamini, aqui, Vinícius Canheu, Credit Suisse. Olhando o balanço de energia de vocês, a gente vê o ano que vem sobra de 72 MW/médios, é até inferior ao que foi o efeito do GSF aí no primeiro semestre do ano, que vocês estão indicando que deva ser o segundo semestre também. Só para eu entender isso aqui, a visão da companhia hoje é que o ano que vem, em termos de mercados de curto prazo, ele não deve ser tão ruim quanto esse ano, ou ainda de hoje até o final do ano, começo do ano que vem, tem uma sobra para tentar aumentar essa energia disponível de curto prazo, como vocês fizeram o ano passado com compras?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Se você olhar esse número já vem baixo há alguns trimestres. Então isso... o que aconteceu, para vocês lembrarem? Lá em 2010, 2011, nós estávamos com um mercado relativamente equilibrado, com uma expectativa de entrada de muita

quantidade de energia a partir de 2013/2014. E aí a nossa ideia foi aumentar o nosso ritmo de venda do nosso portfólio naquele momento. E foi o que a gente fez. E o que aconteceu foi que em determinado momento a gente não conseguia mais recuperar, mas nós conseguimos ainda o ano passado comprar alguma coisa para 2014, comprar alguma coisa para 2015, mas não conseguimos mais recuperar níveis confortáveis. Se a gente pudesse teria hoje uma reserva um pouco maior para 2015. Mas hoje é impossível comprar energia 2015 a um preço razoável. Por isso que a gente está dizendo: para 2015 eu não vou comprar energia a, sei lá, 350 *plus*, então a gente acha que essa reserva não é satisfatória, mas eu acho que também eu não quero cristalizar uma perda maior.

Marcos Severini – JPMorgan:
Olá Sattamini, é Marcos Severini, do JPMorgan, tudo bem? Duas questões. Uma em relação ao William Arjona. A gente sabe que vocês têm uma liminar que obriga a Petrobrás a continuar fornecendo gás natural para vocês, essa é uma planta que está descontratada. A minha pergunta é: o que a gente pode esperar para 2015 em relação a esse contrato? Quer dizer, vocês estão em negociação com a Petrobrás, existe espaço para que esse contrato de suprimento de gás continue valendo para o ano que vem, ou não? A segunda questão, já aproveitando aqui seria para a Anamélia, em relação a Tapajós. Vocês hoje estão desenvolvendo ainda o projeto de Jirau, mas o governo pretende provavelmente estar colocando Tapajós no leilão desse ano. A minha pergunta é: esse tipo de ativo tenta, a SUEZ têm interesse, não tem? Hoje o principal foco seria finalizar Jirau, entregar, fechar venda aí para a Tractebel, ou vocês estão olhando e Tapajós é uma oportunidade de crescimento. E a última questão também para a Anamélia é em relação a CAPEX de Jirau, você tem uma atualização desse número que você possa passar para a gente? Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Deixa eu pegar o mais fácil aqui, que é Arjona. Arjona o nosso contrato vai até o final desse ano, eu não sei exatamente qual é o mês, e a gente entende que o momento é um momento adequado para ter esse contrato e negociação de um outro ou de uma outra condição, até porque a pressão vai continuar de demanda de termoelétrica. Então a gente acha que vai, de alguma maneira, ter alguma boa vontade das autoridades para poder fazer uma renovação desse contrato. Então nós não temos, mas acreditamos que vamos ter. Então é ainda uma incerteza para a gente. Então não é como esse ano que a gente estava garantido o fornecimento integral.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Sobre a pergunta de Tapajós, nós do grupo GDF Suez a gente continua analisando o projeto, das mais diversas fontes, inclusive hidrelétrica. É claro, Jirau tem que ser

concluída, a gente ainda vai começar esse processo de transferência da Tractebel, mas a priori, dentro do portfólio da GDF Suez, das alternativas de crescimento e expansão, a gente não exclui nenhuma das fontes. Tapajós está sendo estudado pelo grupo, e a gente ainda não tem uma definição se vamos participar ou não, mas nós estamos estudando o projeto. Em relação ao CAPEX, como eu falei na apresentação, hoje o foco está muito no comissionamento e na operação do projeto. Então a gente pretende instalar entre 20 e 24 unidades no final do ano, então o que entrar agora de caixa vai ser utilizado para pagar o restante do investimento. E em virtude de algumas discussões que a gente tem hoje do novo contexto do projeto, a nova situação do projeto, e discussões na área de seguros, a gente optou por não fazer *disclosure* oficial de CAPEX nesse momento. Então a gente vai continuar fazendo essas atualizações periódicas, mas hoje a gente optou por não fazer.

Isabel Guerra – Grupo Santander Asset:
Isabel Guerra, do Grupo Santander Asset. A minha dúvida está um pouquinho relacionada com a diferença de preços de subsistema. Teve durante o segundo tri um período em que isso foi mais relevante e normalizou. O que vocês estão antevendo para o terceiro tri, visto que você vai ter um evento de El Nino importante aí, a gente pode ter a retomada dessa situação? Eu sei que alocação vocês não abrem muito, mas teria alguma concentração no período em função do outro, de mais úngue de energia?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Vamos falar, começar de trás para frente. É alocação, como você diz, a gente não fala muito, a gente já está falando até demais quando a gente diz que está mais concentrado no segundo semestre, que a gente já vinha falando isso desde o final do primeiro trimestre, para que vocês também possam ter um pouco de noção de como é que os nossos números vão se comportar ao longo do ano, que a gente, em função dos PLDs muito elevados desse ano, essa montanha russa fica muito mais acentuada. Então eu pediria para não falar sobre alocação dentro do semestre. E a tua primeira pergunta foi em relação com a diferença de preço. O submercado sul, a capacidade dele de armazenamento ele é muito pequeno, então qualquer chuva muito grande que tenha ela vem e ela é vertida e ela vai embora, e ela se regulariza em pouco tempo. Então se houver qualquer descolamento ele vai ser por pouco tempo. Então essa é a nossa visão. E foi o que aconteceu, teve numa semana, na outra diminuiu, e depois teve na outra, porque entrou uma outra frente fria, e depois diminuiu, e depois se regularizou. O que nós temos, se não me engano, é algo em torno de 19 MW/médios de capacidade dos reservatórios do sul, uma demanda local de 10 mil, uma capacidade de intercâmbio, e aí vai variar, sei lá, de 5 a 6 mil MW/médios. Então isso mostra que qualquer coisa que aconteça no sul ele acontece com eventos muitos rápidos. El Nino a

gente não sabe como ele vem, se ele vem, e se ele vem afetando o sul, ou se ele vem afetando sul e sudeste. Então é muito difícil, é como eu disse, previsão de tempo é uma coisa muito complexa da gente fazer, de afluência pior ainda, porque El Nino ele pode vir sim, parece que configurou, mas a chuva não acontecer no lugar onde gera afluência, acontecer no mar ou fora de bacias. Como já aconteceu anos de ter muita chuva no sul, mas no Rio Itajaí. Não adianta, no Rio Itajaí não tem hidrelétrica, então não gera nenhuma contribuição para o sistema. Então é muito difícil a gente comentar. O que a gente acha é que se ocorrer em algum momento vai ser por pouco tempo. Sabedor dessa possibilidade, mesmo que por pouco tempo, o governo tem mantido um despacho muito grande do sul para diminuir o nível de reservatório e fazer volume de espera, até por uma questão de segurança, porque se você tem um volume muito grande de chuva você pode colocar em risco determinadas comunidades, você pode ter que abrir vertedor sem ter, gerando insegurança à cidades ajuzantes, então tem também essa preocupação.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Pergunta aqui, Miguel Rodriguez, do Morgan Stanley. Sattamini, voltando um pouco a questão do preço de longo prazo, eu queria ter uma noção se o preço que vocês indicaram de 140, 150 reais é um preço que está afetado pelo nível mais alto de 2015, 2016, aí na média, quando você fecha um contrato mais longo, 2014, 15, 16, ou se é realmente um preço de longo prazo puro de 17 em diante? Se for essa segunda parte, se você pudesse dar uma ideia se a liquidez que você tem para esse período é representativo, ou seja, a gente pode tomar esse preço como uma referência de longo prazo, e se vocês acreditam que esse patamar é sustentável, acima de 140 reais KW/hora.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Vamos lá, vamos falar da liquidez, depois a gente volta. A gente vendeu para 2019, é isso mesmo Previtalli? É isso tudo, 458 MW/médio? Não, tem alguma coisa aqui. Vendas bilaterais, está aqui. Vendas bilaterais, 309 MW/médios para 2019; 253 para 2018; 122 para 2017. Você está sentindo que tem mercado, quer dizer, o mercado está precificando nesses níveis de preço, e está comprando, está fazendo negócio. 150 soma aqui no dois, não é isso? Tem 150 do A-0, então você tem que tirar um pouquinho mais. Mas de qualquer maneira são volumes significativos. Volumes de vendas significativos para o mercado livre no trimestre, que a gente está falando em três meses vender 150, mais de 150 MW/médios daqui a cinco anos. Então demonstra que tem um nível razoável de demanda, de liquidez. Percepção do mercado por um nível de preço mais alto, que é o preço que a gente está praticando. Com relação a esse preço ser um preço que se justifica a longo prazo, se ele é eventualmente fruto de um temor de curto prazo, que está levando, a gente não sabe. A gente sabe que existe uma componente psicológica sim, que faz com que o consumidor se preocupe no

longo prazo, quando, principalmente, quando ele vê que o curto prazo tem um preço muito elevado. Mas quando você olha aí num passado recente, se você pegar lá em 2007, 2008, 2009, esses preços de 150 reais, se você pegar o preço de lá e trouxer para cá, esses preços de 150 reais estão mais do que razoáveis. A gente tinha preços da ordem de 140 lá em 2008, você pega a inflação de seis anos, você estaria com um preço aí, sei lá, de quase 200 reais, 190 reais. E com um dólar naquela época de 1,5, 1,6. Então na minha percepção é que os preços estão voltando a passar por patamares razoáveis. Depois de um período grande de pressão por expansão muito barata, que na minha opinião eram preços não factíveis no longo prazo, e por uma hidrologia muito farta em 2011, que também criou uma visão de preços muitos baixos de curto prazo, que afetaram a contratação de longo prazo. Eu acho que esses preços são preços que são sustentáveis. Essa é a minha opinião.

Antônio Previtalli Junior - Gerente de Relações com Investidores:
Nós recebemos uma pergunta pela webcast, ela veio de um investidor estrangeiro, portanto, veio em inglês. É o Carlos Remeika, da Covalis Capital. Na verdade uma parte das perguntas, algumas dessas perguntas já foram respondidas, a pergunta dele é, tradução minha: quanto do total da capacidade comercial para o ano de 2014 a Tractebel alocou no primeiro semestre? O Sattamini já respondeu que essa é uma informação sensível do ponto de vista estratégico da empresa, então a gente, vamos dizer, dá uma visão mais geral, mas sem muito nível de detalhamento. E a segunda pergunta é também relacionada ao risco de diferença de preço de submercado: quanto de risco de deslocamento vocês ainda veem até o final do ano? Como o Sattamini respondeu, se houver materialização desse risco, ou seja, houver efetivamente uma diferença de preços deverá ser por pouco tempo. E aí ele quer saber ainda se a gente pode *hedgear* isso.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
O hedge de submercado é difícil, você não tem um mercado de hedge aqui no Brasil para esse tipo de risco. A maneira que você tem é ou vender mais no mercado onde você tem a disponibilidade da energia, mas é limitado. O Previtalli talvez possa elaborar um pouco.

Antônio Previtalli Junior - Gerente de Relações com Investidores:
Se eu puder complementar, uma alternativa seria você ter um disparo, um gatilho no teu contrato, prevendo que a partir de um determinado diferencial de preço o comprador assuma, mas obviamente você perde competitividade numa situação como essa, não é?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
É, o que a gente vê, já tentamos e não conseguimos, então a gente tem que conviver com isso. A única coisa que vocês têm que lembrar é que uma situação hidrológica extrema dessa acontece muito raramente. Você olha, nós temos acompanhado o histórico, isso aí é um percentual muito pequeno. E só agrega um pequeno risco para a companhia, talvez sim, mas é um risco totalmente dentro de um longo prazo aceitável.

Operadora:
Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Eduardo Sattamini para as considerações finais. Por favor, senhor Sattamini, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, eu queria mais uma vez agradecer vocês pelo interesse, nós temos aqui uma sala cheia hoje, eu não sei quantos a gente tem pelo sistema de áudio e de vídeo, mas queria agradecer a esses também a participação. É muito importante que vocês mantenham o interesse na companhia, perguntem, e entendam o nosso negócio, que não é um negócio fácil de se entender. O mercado elétrico brasileiro, o mercado de geração brasileiro hidrotérmico é muito complexo, com várias nuances, e o interesse é muito importante para que a gente se sinta confortável de que o entendimento do mercado é aquele correto. Muito obrigado a todos pela presença, e espero contar no próximo trimestre também com vocês.