Local Conference Call
TRACTEBEL ENERGIA S/A
Resultados do Segundo Trimestre de 2011
1 de Agosto de 2011 – 11h (Horário de Brasília)

Operadora: Bom dia. Esta é a teleconferência da Tractebel Energia. 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 "asterisco zero". Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

Agora, passo a palavra ao Sr. Antonio Previtali, Gerente de Relações com Investidores da Tractebel Energia. Por favor, Sr. Previtali, pode prosseguir.

Sr. Antonio Previtali: Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do segundo trimestre de 2011.

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

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da Companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje, estão Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentará o desempenho da Tractebel Energia no segundo trimestre de 2011, e Elio Wolff, Gerente de Relações com o Mercado da GDF SUEZ Latin America, que fará uma atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após, responderão às perguntas que eventualmente sejam formuladas.

Agora, eu passo a palavra ao Sr. Eduardo Sattamini. Por favor, pode continuar.

Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini: Bom dia a todos, eu queria agradecer a presença de todos no nosso *call*. Mais uma vez a gente vem trazer a mercado um excelente trimestre, apontando para um resultado excepcional e para um novo recorde de lucros que a gente prevê em 2011.

Nós vamos passar para a página 4 onde a gente traz os destaques do trimestre, os principais indicadores financeiros e operacionais da empresa. Nós tivemos um aumento de 9,7% na receita operacional líquida, alcançando 1.058 bilhão no segundo trimestre de 2011.

Um reflexo de 13,5 no aumento do Ebitda, principalmente em função do aumento do preço médio de venda da ordem de 12,9% nas vendas totais da empresa; do aumento na exportação da ordem de 50 milhões no trimestre; e da redução da energia comprada para revenda, nós tivemos aproximadamente 218 MW médios a menos de energia comprada nesse trimestre em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isso tudo se traduziu em um aumento de margem de Ebitda - nós passamos para uma margem de 66,3 para 68,6 nesse segundo trimestre de 2011, representando mais um resultado operacional bastante robusto.

O lucro líquido teve, além das razões de aumento já mencionadas, como principal fator a redução das despesas financeiras em função de uma variação do IGPM menor nesse trimestre em relação ao mesmo trimestre de 2010. Para se ter uma ideia, o IGPM no ano passado, no mesmo trimestre do ano passado 2,4%, enquanto nesse ano ele variou 0,7, trazendo o que a gente vem dizendo em vários resultados: a inflação, a medida em que ela aumenta, ela impacta um pouco nos nossos resultados, mas ela vai trazer benefícios futuros na hora em que ela recrudescer.

Também o resultado financeiro foi beneficiado por uma base de dívida a resultado mais baixa, ou seja, as dívidas que contribuem, ou as despesas financeiras vão a resultado, tiveram uma base menor nesse segundo trimestre de 2011 contra o segundo trimestre de 2010. Porque a gente está falando de dívida com relação à base de resultado? Porque a dívida relativa da Estreito só parcialmente hoje estão impactando resultado por que apenas as duas primeiras máquinas entraram em operação .

Com relação à energia vendida nós tivemos uma redução na energia vendida muito em função da quantidade de energia comprada para revenda. Nós tivemos um aumento do preço médio dos contratos de venda da ordem de 11,5%, em que pese o total do preço médio de venda, ou seja, contratos de operações de curto prazo terem tido um preço médio maior, 12,9%... uma variação maior de 12,9%.

Na produção nós tivemos uma redução de 7,7%, basicamente dois efeitos. Primeiro efeito é que as hidrelétricas do sul, a hidrologia foi um pouco pior no segundo trimestre de 2011 do que no segundo trimestre de 2010, o que faz com que as nossas usinas tivessem uma produção menor, do sul menor do que no ano anterior. O segundo aspecto é que as demais regiões tiveram a hidrologia no segundo trimestre de 2011 muito mais favorável do que no segundo trimestre

de 2010, fazendo então com que a gente tivesse uma necessidade menor de geração termelétrica para cobrir com a necessidade do país. Esses foram os dois fatores que impactaram a nossa produção menor, 7,7.

Nos destaques nós tivemos a aprovação pelo Conselho de Administração da distribuição de 658 milhões de dividendos intercalados relativos a esse primeiro semestre, o valor corresponde a R$ 1 por ação - é a primeira vez que nós pagamos um dividendo semestral desta ordem, acima de R$ 1. A data do dividendo-ex vai ser no dia 11/08/2011, e a data de pagamento prevista para o dia 06/10/11.

Essa mudança nossa no *payout* resultou da nossa melhoria do fluxo de caixa, principalmente em função da redução do custo da dívida e da mudança de curto prazo no perfil dessa dívida. Nós também tivemos a confirmação da transferência de Jirau mais próxima a COV, que também nos facilitou e melhorou a nossa previsibilidade do fluxo de caixa.

Nós também em 29 de abril tivemos a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de Estreito, a segunda entrou no iniciozinho do terceiro trimestre, na primeira semana de julho. No dia 11 de maio tivemos a emissão da ordem de início de construção de cinco parques eólicos da região nordeste, com capacidade instalada de 145,4 MW.

Essa ordem de início foi dada com base no atingimento de uma meta interna que nós tínhamos de alcançar um percentual da energia de referência dos projetos vendidos ao mercado livre. Nós vamos falar com mais detalhes sobre essa venda de energia quando chegar às páginas relativas ao crescimento da empresa.

Finalmente a Fitch atribuiu um *rating* internacional de 'BBB-', a Tractebel reafirmou o *rating* nacional de longo prazo 'AA+', ou seja, nós agora temos um *rating* internacional, contando para a Tractebel com um Investment Grade, facilitando e nos dando acesso mais barato ao mercado financeiro internacional.

Passando para o slide 5, organização e controle da Tractebel Energia. Praticamente a única diferença com relação ao trimestre anterior é a criação da holding dos novos projetos eólicos (última caixinha à direita, inferior à direita), Energias Eólicas do Nordeste, onde a Tractebel através da Tractebel Energias Complementares tem 99,99% do controle. Aqui estarão penduradas as empresas com propósitos específicos relativas aos cinco projetos que nós mencionamos há pouco – os cinco novos projetos eólicos.

Passamos ao slide 6, um portfólio da empresa, como a gente sempre fala, é balanceado, com localização estratégica. Hoje a gente está expandindo cada vez mais o nosso alcance alcançando essas usinas. Para aqueles que nos

acompanham há muito tempo, nós tínhamos uma concentração muito grande no sul do país, e com o nosso desenvolvimento e o desenvolvimento de novos projetos a gente tem ampliado as nossas fronteiras.

Nesse quadro da página 6, do slide 6, uma novidade que nós temos é o Estreito entrando em operação, a usina nº 5 das usinas hidrelétricas. Nós preferimos mantê-la aqui com capacidade instalada e a capacidade comercial total, em que pese que nós temos apenas hoje duas unidades operando, para que a gente não tivesse uma alteração constante desse quadro.

Nós vamos estar atualizando a informação com relação às unidades que entram em operação, mas foi uma decisão nossa de manter a capacidade total e a capacidade comercial total nesse quadro de forma mais constante. A capacidade instalada da empresa passou para 6,908 mil MW em 22 usinas, 81% hidrelétrico, 77% termelétrico e 2 em energias complementares. Tivemos um crescimento desde 98 (na época da privatização) de 86%, alcançado agora com essa inclusão de Estreito.

Passando para o slide 7 o nosso posicionamento de mercado. Continuamos mantendo liderança do mercado de geração de energia. Somos o maior gerador privado do setor elétrico brasileiro. Temos hoje 6,9, mas ainda temos um crescimento previsto de 1,9 advindo do projeto de Jirau - a nossa previsão é alcançar nos próximos anos 2,8 MW... 8,8 GW instalados.

Uma liderança de longe com relação aos *players* do setor privado. Isso nos qualifica ainda mais para a consolidação do setor, a gente sempre mantém essa.. esse *statement* nosso é porque nós temos interesse em crescer também através de M&A, desde quando as operações se apresentem viáveis.

No slide 8 o nosso portfólio balanceado entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras. Vocês já puderam observar no trimestre passado, nós tivemos uma mudança de perfil no mercado livre - onde a gente teve um aumento substancial de clientes livres em relação às comercializadoras. Isso se deveu basicamente ao aumento de confiança dos clientes livres na contratação direta com gerados.

Nós também tivemos o efeito, apesar de nós termos entrado fortemente no ano passado no mercado livre, nós tivemos um efeito da entrada dos contratos de São Salvador, o que não permitiu a mudança substancial da divisão entre mercado livre e mercado regulado. Basicamente o mesmo percentual se manteve, mas tivemos uma atividade bastante forte de comercialização a clientes livres no ano passado – depois nós vamos falar com um pouco mais de detalhes, mostrou uma estratégia bastante vencedora.

No slide 9 nós passamos a falar sobre os nossos clientes livres, a diversificação dentro do nosso portfólio, a distribuição dentro dos vários segmentos da indústria, o que permite que nós tenhamos um perfil de risco diversificado, sem nenhuma grande concentração a um setor específico da economia. Também no nosso processo de venda com rigoroso critério e análise de crédito nos permite dizer que temos hoje um nível de inadimplência zero.

Passamos então para o slide da página 11, vamos falar um pouco de perspectiva de preço e mercado. Na parte inferior à esquerda nós temos o mercado de energia, o que a gente prevê de excesso ou déficit de oferta. Nós estamos prevendo para esses próximos dois, três anos um excesso substancial... uma expectativa de sobra substancial, e isso tem contribuído para uma pressão baixista dos preços.

Por isso que nós confirmamos que a nossa estratégia no ano passado de buscar um maior volume de vendas no mercado livre se mostrou bastante vencedora, hoje os preços de mercado estão influenciados por essa sobra... perspectiva de sobra de energia no curto prazo (curto e médio prazo), e também por uma hidrologia bastante favorável que a gente vem observando no ano de 2011.

A visão nossa de longo prazo é uma visão um pouco diferente, no gráfico da direita nós temos a nossa expectativa de oferta e demanda pelas várias fontes de energia, e a gente vê que a demanda só será atendida se houver a termoeletricidade participando desse atendimento. Com isso, à medida que a gente tenha usinas desenvolvidas a fio d'água, a gente tem mais necessidades nas termoelétricas, com maior preço e, com isso, a tendência do preço de longo prazo é crescente.

Passar então para o slide 13 onde a gente apresenta a nossa posição de contratação. Como vocês sabem, a gente sempre apresentou o gráfico do lado direito com uma política de contratação paulatina da energia de um determinado ano, o que aconteceu no ano passado foi que nós mudamos um pouco essa estratégia para o curto prazo. Efetivamente, se você olhar para o quadro da esquerda da nossa disponibilidade de energia (energia descontratada da Tractebel Energia), vocês vão notar que nós estamos praticamente totalmente contratados até 2014, 2015.

Isso foi em função da visibilidade desse excesso de oferta, de uma eventual pressão baixista de preço e também em função da visibilidade do Projeto Jirau – a energia do Projeto Jirau poderia então ser agregada ao nosso portfólio, fazendo com que nós criássemos então produto para venda no curto e médio prazo. Nesse sentido a companhia buscou negociar com Energia Sustentável do Brasil, controlada pelo controlador GDF SUEZ, International Power GDF SUEZ, no sentido de que nós tivéssemos uma opção de venda de energia vendendo a

energia da Energia Sustentável do Brasil junto com a energia do portfólio da Tractebel Energia.

Na reunião do Conselho da última sexta-feira foi aprovada então a assinatura do contrato de opção, onde a opção é uma opção sem custo, à medida que a Tractebel tenha a possibilidade de vender energia da Energia Sustentável junto com a energia do seu portfólio, ela o fará sem nenhum custo para essa opção, com possibilidade, benefício, *upside* de um *fee* a medida que alcance preços que sejam interessantes para Energia Sustentável do Brasil.

Passar para o slide da página 14, slide 14, falando um pouco sobre balanço de energia. É um balanço bastante conhecido de vocês, a gente apresenta trimestralmente as suas variações, e as principais variações que vocês vão identificar desse trimestre para o trimestre anterior é uma pequena compra de energia para revenda em 2011 (ajustes e contratos). Nós incluímos já a energia da eólica a partir de 2012 parcialmente, a partir de 2013 na sua íntegra – são 75 MW médios atribuídos às eólicas.

Nós também já agregamos as vendas bilaterais feitas para clientes especiais, hoje da ordem de 60 MW médios, ou seja, nós alcançamos um percentual de quase 80% da energia desses projetos vendidos. Outros reflexos de alteração de portfólio, *swap* de contratos com fornecedores e clientes, nenhuma modificação significativa no balanço e na disponibilidade.

Com relação ao preço, o preço é crescente, principalmente a gente teve os efeitos inflacionários já incididos sobre outros contratos - nós tivemos um impacto grande no primeiro trimestre em função do reajuste dos contratos dos clientes livres, e agora começamos então a colher também os efeitos de preço no mercado regulado, que são vinculados às datas de reajustes das distribuidoras.

Passando então para a página 16 onde a gente apresenta primeiro o projeto de crescimento de Estreito, a gente já considerou dentro do nosso portfólio. Tivemos a primeira unidade entrando dia 29 de abril, a segunda unidade entrando em 2 de julho.

Nós vamos ter um projeto, um programa por dentro da Tractebel no final de agosto onde nós convidamos alguns analistas e investidores para participarem conosco de uma visita na usina, talvez tenhamos a possibilidade de naquele momento estar observando já os primeiros testes e comissionamento da terceira máquina. Esse projeto, vale lembrar, que a energia assegurada da Tractebel Energia foi vendida no Leilão A-5 de 2007, hoje o preço dessa energia é R$ 155,5/MW, esse preço referido agora ao dia 30/06/2011.

Na página 17 a gente vê o *ramp-up* da motorização da usina, a gente já com a terceira unidade entrando em final de agosto alcança 60% da energia assegurada; a quarta máquina 75%; a quinta 85% e aí um pouquinho de energia, 15% destinado às demais turbinas (as outras três turbinas). Isso demonstra que a nossa previsão é ter entre quatro a cinco unidades instaladas até o final do ano, ou seja, teremos entre 75 e 85% da energia assegurada instalada até o final de 2012.

Importante também notar que desde a transferência do projeto que foi concluída em agosto do ano passado e negociada no final de 2009, nós tivemos já um aumento percentual de financiamento, BNDES a baixos custos. Nós já tivemos uma revisão na previsão do governo com relação à entrada de Serra Quebrada de 2017 para 2019. Nós não tivemos nenhum impacto significativo no orçamento desde então. Isso vai estar contribuindo ainda mais para a gente aumentar o retorno desse projeto.

Vou passar agora para os slides sobre Jirau, e eu passo a palavra para Elio Wolff, que está conosco aqui hoje.

Sr. Elio Wolff: Obrigado Eduardo, bom dia a todos. Com relação ao projeto de Jirau algumas atualizações, no primeiro quadro basicamente as informações são as mesmas apresentadas no trimestre passado. A capacidade da usina em implantação é de 3.450 mil MW, e existe um projeto em análise – projeto de quatro unidades adicionais correspondentes a 300 MW.

O montante de energia assegurada alocada ao projeto é da ordem de 1.975 mil MW médio, esse montante corresponde a 44 turbinas que era o projeto original. O montante adicional de energia assegurada a gente imagina que seja publicado logo, muito provavelmente antes do leilão que está sendo anunciado no dia 17 de agosto, e a gente vê isso em detalhes no próximo slide.

Com relação à construção, uma atualização, a construção volta ao seu nível normal, hoje com quase 15 mil empregados que voltam ao site. A questão do desvio do rio continua mantida para o segundo trimestre deste ano, e é um marco importante para o projeto que a gente vem focando, tentando buscar manter ainda para este ano.

As discussões com o consórcio construtor continuam em andamento com relação ao cronograma e atualização de orçamento. O que a gente imagina com relação ao cronograma é que algumas unidades entrem em operação a partir do segundo semestre de 2012, e isso logicamente está em discussão com o consórcio construtor, então logo a gente tenha uma atualização no que diz respeito ao cronograma e orçamento, a gente passa aos senhores.

O financiamento adicional com o BNDES também continua em discussão, também depende da atualização do orçamento, cronograma e também do

investimento adicional das quatro unidades, que logicamente depende do seu montante de energia assegurada.

Passando ao slide 19, o primeiro bloco com relação ao contrato já existente, contrato de energia com ACR, que em junho de 2011 tem um valor de aproximadamente R$ 64, esse contrato é indexado ao IPCA, e tem o seu escalonamento demonstrado no gráfico à direita.

Uma notícia nova aqui é a qualificação das seis unidades adicionais do projeto para o Leilão de Energia Nova, que está programado para acontecer em 17 de agosto, essas unidades são as unidades 45 até a unidade 50. O montante efetivo de energia assegurada que a gente vai poder comercializar nesse leilão ainda não foi divulgado, logicamente esse montante tem que ser disponibilizado para a ESBR para todos os acionistas até a data do leilão, e é isso que a gente espera que aconteça nos próximos dias.

Para esse leilão as condições são... existe um preço teto estabelecido para o projeto de Jirau, esse preço teto é de R$ 2, na data-base de agosto 2011, para a obtenção de um PPA de 30 anos começa a partir de 2014.

Uma outra notícia positiva com relação ao projeto logicamente é a questão da linha de transmissão, não é uma concessão do grupo International Power GDF Suez, mas, devido ao seu impacto ao projeto, a gente acompanha e traz aos senhores uma atualização que foi a emissão da licença de instalação da linha. Essa linha já começou a ser construída e a gente acredita que em volta do segundo semestre de 2012 ela esteja em operação.

No slide 20 só algumas atualizações fotográficas. Aqui a gente pode ver o andamento da obra e a obra está realmente de volta a pleno vapor. O vertedouro vocês podem ver a evolução, o vertedouro tem que estar pronto... a grande maioria dos bons vertedouros tem que estar pronto para o desvio do rio programado para o segundo semestre. Logicamente a gente vê na foto, acima à direita, que está já bastante adiantado.

Com relação à Jirau eu acho que é isso, volto a palavra ao Eduardo Sattamini.

Sr. Eduardo: A gente volta a falar então dos projetos da Tractebel. Os projetos eólicos a gente já mencionou, 145 MW de energia renovável não convencional, é distribuído em quatro usinas... em cinco usinas, perdão, quatro no Ceará e uma no Piauí. Capacidade da usina no Piauí, Porto do Delta, é de 30 MW, enquanto as do Ceará, as quatro usinas montam em 115,4 MW.

O investimento total é de 625,6 milhões, continua com o mesmo nível de investimento, o anúncio desse Capex foi feito a pouco tempo. Será feito com bastante certeza no volume total o gasto porque os contratos são feitos com três

principais fornecedores, os preços já estão ajustados e acordados. Então não teremos surpresa com relação a alterações de orçamento do projeto.

Como já falamos, temos 60 MW médios vendidos aos consumidores especiais, os consumidores A4, a níveis de preço, eu diria, bastante atrativos para o mercado atual.

A gente passa então para o desempenho financeiro da empresa. Nesse slide da página 23 nós temos uma pequena mudança com relação ao que foi apresentado no trimestre anterior. No trimestre anterior a gente não fazia a representação gráfica da mudança do Brazilian Gaap, então havia um erro de comparação principalmente no lucro líquido, que é mais impactado pela mudança do sistema contábil, e nós demonstramos então um crescimento de 2008 a 2010 na ordem de 6,3% ao ano, ao invés como no trimestre anterior que estava sendo apresentado 4,4. Foi uma mudança não conceitual, mas importante para que as pessoas pudessem comparar as mesmas bases contábeis.

Nós temos apresentado então lucros crescentes há sete anos e esta é a principal mensagem desse slide. 2011 eu a expectativa é garantir que nós vamos ter mais um ano especial. Esses seis meses que a gente fechou agora demonstram isso – a gente deve alcançar mais um recorde de lucro ao final do ano.

O ritmo do nosso crescimento do lucro líquido é, se vocês olharem, um pouco menor do que o ritmo de crescimento da receita do Ebitda, muito porque o nosso crescimento traz um volume maior de depreciação, são novos ativos com custo de implantação atualizado. Então é normal que o reflexo de aumento de receitas e Ebitda não se transmitam, se traduzam em mesmos aumentos de lucro líquido.

Passando para o slide 24, a evolução da receita operacional, então como a gente já mencionou no início da apresentação, o principal efeito foi o aumento do preço médio bruto – ele contribuiu com 110 milhões nos efeitos comparados trimestre a trimestre. Nós tivemos também 50 milhões de exportação, exportando para a Argentina e Uruguai, foram aproximadamente 208 MW médios no trimestre.

A CCEE nós tivemos um resultado comparado 25 milhões a menor do que no mesmo trimestre do ano passado, apesar de ainda positivo de 1,6 milhão no segundo trimestre de 2011. Tivemos uma queda no volume, como a gente já falou, resultado de menor quantidade de energia para revenda, nós tivemos 218 MW médios na posição compradora de energia para revenda do segundo trimestre de 2010 para esse segundo trimestre de 2011. Alcançamos então uma alteração na evolução da receita operacional bruta de 109 milhões, representando um crescimento de 10,2% nesse agregado financeiro.

No slide 25 a gente apresenta a evolução do Ebitda, nós tivemos o mesmo efeito de preço nas operações, mais o efeito de uma redução na energia comprada para revenda da ordem de R$ 52 milhões, causando então o efeito combinado de 123. Nós tivemos uma contribuição de 22 milhões a maior na exportação, isso aí já líquido do custo de combustível – o carvão usado nessa exportação, esse carvão é por conta da própria empresa, quando ela é despachada para efeitos do Sistema Brasileiro ela tem o benefício CDE.

Na CCEE nós tivemos o mesmo resultado com relação ao apresentado na receita operacional bruta, da ordem de 28 milhões a menor com relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Tivemos também no Ebitda o efeito de resultados não recorrentes, nós tivemos uma redução no resultado não recorrente.

Para aqueles que se lembram, nós tivemos no segundo trimestre de 2010 45 milhões que foram oriundos da reversão da provisão da IN 468, que era aquela disputa com relação à incidência da nova alíquota de PIS e COFINS sobre os contratos de energia.

Nós tivemos lá trás uma reversão de 45 e nesse trimestre nós tivermos 15 milhões de resultados não recorrentes, que são oriundos da alienação do projeto Seival ocorrido e concretizado agora no início de junho deste ano. Com isso nós tivemos... apesar de termos tido um resultado, 15 milhões contribuíram para o nosso resultado não recorrente, nós tivemos no geral uma redução de resultado não recorrente do trimestre de 2011 comparado com 2010.

Passemos então a variação no Ebitda trimestre a trimestre de R$ 87 milhões, com um crescimento de 13,5%. No lucro líquido basicamente os reflexos que a gente viu na evolução da receita e do Ebitda se repetem. A alteração seria com relação principalmente ao resultado financeiro, nós tivemos uma receita financeira, apesar de menor porque nós tivemos um saldo menor de aplicação, nós tivemos uma menor receita de atrasos de pagamento de fornecedores... de clientes, desculpe. Tivemos uma menor rentabilidade de depósitos recursais.

Mas nós tivemos um efeito bastante positivo que foi em função da redução dos juros das debêntures que foram liquidadas no iniciozinho do terceiro trimestre. Tivemos uma redução do IGPM que impacta as nossas despesas financeiras relativas às concessões, e com isso nós tivemos 12 milhões de resultado financeiro melhor do que o resultado financeiro do mesmo trimestre do ano anterior.

O resultado líquido dos ganhos não recorrentes, vale lembrar que provisões não tem efeitos fiscais, por isso talvez não seja uma transferência de 34% imediata do Ebitda para cá e o resultado da CCEE. Então com a variação de 33,1% no lucro líquido trimestre a trimestre e 29% no lucro líquido semestre a semestre.

Falando dos principais *drivers* financeiros, os principais agregados financeiros, importante aqui ressaltar que a energia vendida teve, como a gente já mencionou, teve uma pequena queda. O preço médio vem crescendo, crescendo do segundo trimestre para cá, também crescendo do primeiro trimestre para o segundo trimestre, isso também refletindo na margem do Ebitda e em crescente lucro líquido apresentado pela empresa.

No slide 28 falar um pouco do endividamento. Nós retornamos ao nível de dívida total Ebitda da ordem de 1,3, como tinha sido antecipado no trimestre passado, nós previámos o pagamento de algumas dívidas que venciam em abril e maio, então a nossa dívida total Ebitda caiu para 1,3, nossa posição de caixa reduziu, principalmente em função do pagamento dessas debêntures. Nós continuamos ainda com a dívida moeda estrangeira com um nível bastante insignificativo, contribuiu um pouco no caso da valorização do real com relação ao dólar, mas a nossa ideia é esterilizar ao máximo esse efeito cambial dos nossos resultados, até porque todas as nossas receitas são receitas em reais.

Vamos para o slide da página 29, apresentação da evolução da dívida líquida, nós tivemos a redução de 13,8%. Uma série de fatores contribuíram para isso: pagamento de dividendos consumiram caixa. Variação do capital de giro, normal pelo aumento do nosso nível de receita, com isso o aumento do nosso nível de contas a receber. Nossos investimentos, continuamos a fazer investimentos na Usina de Estreito.

Juros líquidos apropriados e juros capitalizados, são fatores que contribuíram para o aumento da dívida líquida. Para a diminuição da dívida líquida nós tivemos a variação monetária cambial líquida, uma redução de 2, encargos das dívidas pagos caíram de 136, e atividades operacionais contribuindo então com 709. No total a gente teve uma redução de 3,8% na dívida líquida.

No slide 30 a gente monta o perfil da nossa dívida, vocês veem que 2011 nós tínhamos um valor substancial no trimestre anterior. O pagamento dessas dívidas, que eram dívidas com juros mais altos do que os juros alcançados por nós hoje e das nossas demais dívidas, por exemplo, a terceira emissão, que foram pagos 640 milhões de um custo de 117% CDI, tinha sido contratado em 2009. O pagamento da primeira emissão de debêntures no total de 160 milhões foram lançados em 2005 e tinham um custo de IGPM mais 9,29.

Nós tivemos também o efeito do pagamento de uma tranche da dívida de ITASA, que é uma subsidiária nossa, com 27 milhões, sendo que essa dívida estava contratada desde 2001 em IGPM mais 9,41. Com isso, ou seja, essa redução de custo, esse pagamento dessas despesas mais caras reduziu nosso custo em reais, em moeda brasileira, para 9,6% ante aos 10,5% apresentado no trimestre anterior.

Esse reflexo também vocês vão ver na a composição do endividamento em moeda nacional, antes nós tínhamos uma participação de 24% do CDI, hoje nós temos 12% só da nossa dívida em CDI. Nós tínhamos 59% em TJLP, hoje temos 73% em TJLP. Tínhamos alguma dívida em IGPM que foi completamente paga, e a participação do IPCA passou também de 11 para 13%. Com isso nós temos 75% aproximadamente da nossa dívida em índices que são, eu poderia dizer, fixos – TJLP, apesar de ser uma taxa variável, essa taxa varia muito pouco e a gente entende que ela apresenta um risco baixo de flutuação.

O que também talvez a gente possa falar como eventos subsequentes: nós fizemos uma operação agora em meados de julho, uma operação de 4131. Nós contratamos com o Bank of America Merrill Lynch R$ 430 milhões, foi um empréstimo externo, "swapado" para CDI, um *head account* e com valores líquidos equivalentes.

Nós usamos esses recursos para liquidar a quarta emissão. A quarta emissão de debêntures teria investimentos a partir agora de 2011, com cinco vencimentos anuais. Nós resolvemos pré-pagar essa dívida que estava nos custando 110% de CDI, e com essa transação do Bank of America, do empréstimo externo e com o *swap* para CDI, o custo final desse empréstimo ficou em 98% do CDI para um prazo médio igual (até um pouquinho maior do que a dívida do Banco do Brasil). Então isso é mais uma medida nossa para reduzir custos financeiros e aproveitar a oportunidade de mercado que nós concretizamos e concluímos agora em meados de julho.

Passando para o slide 31, apresenta o nosso cronograma de Capex, nenhuma grande mudança com relação ao trimestre anterior, com exceção da apresentação das eólicas, basicamente isso não tem nenhuma surpresa, nenhum projeto novo.

Política de dividendos a gente sempre mencionou, nossa política de dividendo é legal mínima de 30%, compromisso de um *payout* de 55%, mas sempre falamos, quando a empresa tiver capacidade de fazer um *payout* maior, ela o fará - ela não tem nenhuma necessidade e interesse em reter caixa que ela não tenha uso para seus novos investimentos.

Nós tivemos, como falamos, melhorias do fluxo de caixa da companhia, melhorias operacionais, melhoria no perfil da dívida, alongamento do perfil da dívida de curto prazo, melhoria nos custos de financiamento, como vocês viram há pouco. Nós tivemos a confirmação da decisão da transferência de Jirau mais próximo a operação comercial.

E o andamento regular de Estreito com as máquinas entrando em operação dentro do cronograma apresentado pela transferência nos deram... esses fatores nos deram conforto para que nós nesse ano de 2011 fizesse a proposta para o pagamento de 100% do lucro líquido distribuível.

Eu acho que a gente nesse sentido acaba a nossa apresentação com essa boa notícia para os nossos investidores.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Com licença. Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem “asterisco um” (*1). Para retirar a pergunta da lista, digitem "asterisco dois" (*2). Cabe lembrar que esta teleconferência é exclusiva para investidores e analistas de mercado. Solicitamos que eventuais perguntas por parte dos jornalistas sejam encaminhadas à assessoria de imprensa da Tractebel Energia. Solicitamos que seja respeitado o limite de duas perguntas por vez.

Com licença, nossa primeira pergunta vem do Sr. Márcio Prado, do Santander.

Sr. Márcio Prado: Bom dia Sattamini, bom dia Elio. Duas perguntas, a primeira ainda sobre Jirau, Sattamini, você comentou durante a apresentação a nova ideia de prazo para transferência. Eu queria que você desse um pouco mais de detalhes sobre isso, segundo semestre de 2012.

E também em relação ao cenário de preços que vocês passaram uma visão pouco mais cautelosa negativa para preços, pelo o que eu entendi, até 2012 / 2013. Eu queria saber qual é a visão de vocês para o Leilão A-3 agora de agosto? E se vocês acham que os resultados desses leilões devem também surpreender... estar em linha com essa visão um pouco mais negativa de preço, apontando preços um pouco mais baixos do que a gente viu em outros leilões? Falar um pouco sobre o leilão... obrigado, é isso.

Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini: Vamos lá, primeiro falar de Jirau. Lembra que quando a gente determinou que a gente iria definir um *payout* de 55%, isso aconteceu lá em 2009, existia uma previsão de Jirau estar entrando em operação no final de 2011, então na verdade o que a gente está fazendo é adequando o nosso *payout* a realidade.

A gente sabe hoje que o projeto vai acontecer mais para o final... entrada em operação mais para o final de 2012, a gente está falando em segundo semestre porque exatamente a data não está acordada, a gente ainda precisa de um tempinho para que a Energia Sustentável do Brasil acorde esta data com os construtores e fornecedores. Mas é uma data próxima... quer dizer, é no segundo semestre, final do ano ou se é no início ou final do semestre, hoje não tenho essa informação.

O que é importante para gente é que isso alivia o nosso fluxo de caixa, eu não tenho mais que efetuar pagamento no final de 2011, passa a ser mais para o final de 2012. A gente tem que lembrar que na hora em que nós fizermos a

negociação de transferência, acerto de preço e etc., além disso, ainda vamos ter que pedir as autorizações de CADE, de BNDES, de ANEEL, e isso leva... por exemplo, o Estreito levou oito meses. Vamos supor que a gente seja otimista e que leve seis meses, a gente já está indo para uma liquidação entrando pelo ano de 2013. Então é essa a filosofia que nos levou a mudar o *payout*.

Com relação a nível de preço, a gente já falou várias vezes sobre preço... hoje a gente tem um efeito no mercado de contratação de longo prazo grande em função da hidrologia muito favorável. Hoje os níveis de preço praticados no mercado estão baixos, e nós, graças a Deus e a estratégia formulada no ano passado, temos muito pouca energia descontratada.

Nós temos um impacto de longo prazo que pode advir parcialmente dos novos leilões, uma das componentes e formadoras de preço é o leilão... são os leilões de energia nova. Eu acho que os preços continuam presos relativamente baixos. Eu acho que a gente já continua ainda tendo um apetite de alguns *players*... a gente vai ver ainda algum apetite de alguns *players* por projeto e por PPA para financiar seus projetos - eles precisam de PPAs para fazerem com que seus projetos sejam bancáveis, ou seja, financiáveis.

Acredito que ainda vamos ter uma pressão baixista nesses leilões, eu não posso te dizer quais serão os preços dos leilões, porque se eu soubesse eu ganhava uma fortuna com essa informação.

Sr. Márcio: Maravilha. Obrigado Sattamini.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Marcos Severini, do Itaú BBA.

Sr. Marcos Severini: Bom dia Sattamini, Previtali. Duas questões, a primeira relacionada a essa parte de energias renováveis, principalmente eólicas. Eu gostaria de saber qual é o volume anual que vocês estão projetando de crescimento nesse segmento?

Quer dizer, quanto vocês acham que podem estar direcionando para o mercado livre, venda para consumidores especiais principalmente? Ainda dentro dessa questão, eu queria ter um pouquinho mais de informação sobre o *pipeline* de projetos eólicos que vocês têm?

E a segunda questão, Sattamini, é em relação ao mercado regulado. Se vocês trabalham com a hipótese de comercializar parte da sua energia existente, energia velha, no mercado regulado mais a frente? Ou se vocês vão continuar direcionando isso, as suas atenções até o mercado livre? É isso, obrigado.

Sr. Eduardo: Vamos pela ordem do mais fácil para o mais difícil. Energia existente a gente tem mostrado que a nossa estratégia é tentar ao máximo contratar no mercado livre e não estar sujeito e exposto aos leilões de energia existente aonde você tem participação de alguns vendedores que tem menos flexibilidade de vender no mercado livre e, com isso, talvez tenha que aceitar preços mais baixos no mercado regulado. Então a nossa estratégia de continuar fugindo desses leilões continua.

Nós temos, sim, alguns projetos eólicos e negociações e conversa com alguns... temos alguns projetos sendo desenvolvidos pela nossa equipe, e algumas conversas com eventuais *developers* de projeto que estão sempre em andamento, visando, sim, esse mercado livre, a gente não tem tido uma visão favorável do mercado... dos leilões de energia reserva em função do apetite exagerado de detentores de projetos - empresas que precisam gerar o PPA para que elas possam financiar os seus projetos. Então a gente acha que esse tipo de concorrência com esse tipo de PPA não é o que nos atrai.

Com relação ao volume de energia para esse mercado de A4, eu hoje não saberia te dizer qual é exatamente a dimensão, o que eu posso te dizer é que o mercado que durante muitos anos permaneceu cativo das distribuidoras muito em função do mercado brasileiro de energia livre ser um mercado que começou... tem algo em torno de 10 anos. Esses não são aqueles grandes intensivos consumidores de energia, eles não tiveram a intenção de testar essas novas águas no início... na liberação do mercado.

Hoje o que a gente vê é que a maior parte dos potenciais clientes livres convencionais que decidiram migrar, já migraram. O mercado convencional está crescendo de maneira orgânica, e que o potencial de crescimento está nesses novos clientes que hoje talvez se sintam um pouco mais confortáveis de sair da distribuidora e negociar direto com o gerador. Já existe um mercado estabelecido de energia, hoje os próprios *traders* de energia precisam buscar esses clientes para poder gerarem negócio para as suas empresas - esse é um mercado que a gente vê com um potencial crescimento.

Uma vantagem talvez que nós tenhamos nesse mercado é que nós temos hoje uma força estabelecida de venda. Nós temos um portfólio de energia, a gente tem fluxo de caixa, confiabilidade, e eu acho que talvez para esses clientes o importante é a solidez da contraparte.

Sr. Marcos: E você acha que é possível vocês estarão comercializando 100... 200... 300 megawatts por ano para este segmento de consumidores especiais?

Sr. Eduardo: Olha, para falar a verdade a gente está testando esse mercado agora, tivemos uma evolução de vendas razoável no primeiro semestre desse ano com a visão específica de viabilizar essas usinas que nós estávamos

intencionando construir. Ainda não tem histórico suficiente de aceitação desse produto no mercado, então eu não saberia te dizer qual é o nosso potencial de crescimento nesse setor.

Sr. Marcos: Certo. E só para fechar aqui, Sattamini, a questão do *pipeline*, hoje vocês poderiam estar... qual é o *pipeline* de projetos em eólicas?

Sr. Eduardo: Eu não tenho essa informação porque eu não sei quão rápido esse mercado vai adotar, vai migrar. É um mercado relativamente novo, eu não sei, eu não teria essa informação para você. Se eu vou conseguir fazer 150, 200 megawatts ano eu não sei te dizer. É óbvio, a gente vai buscar esse mercado, o crescimento desse mercado, mas continuo acreditando que o ganho de crescimento da Tractebel Energia virá do desenvolvimento de hidrelétricas e grandes usinas. Essa é a nossa vocação.

Sr. Marcos: Obrigado.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Vladimir Pinto, do Bradesco.

Sr. Vladimir Pinto: Olá, bom dia Sattamini. A minha pergunta, uma é sobre a questão dos dividendos, então a gente teve esse aumento nesse dividendo do primeiro semestre. É possível a gente esperar esse mesmo patamar para o segundo semestre?

E a segunda, você mencionou o pagamento de dívidas. Hoje quais são os *covenants* existentes, das dívidas existentes qual é o principal *covenant* que vocês teriam em relação principalmente endividamento versus Ebitda? Muito obrigado.

Sr. Eduardo: Sim, a decisão que foi tomada foi tomada para o ano de 2011. A nossa intenção é pagar 100% do lucro distribuível também nos resultados... nos dividendos complementares. Com relação aos *covenants*, o *covenant* mais antigo que nós temos é da segunda emissão, a última parcela vence em 2014 e o *covenant* é 2,5 vezes o Ebitda dívida bruta.

Sr. Vladimir: Ok, muito obrigado.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Kaique Vasconcelos, do Citigroup.

Sr. Kaique Vasconcelos: Bom dia Eduardo, bom dia Elio. Com relação à estratégia de alocação de energia no ano, no *press release* a gente achou que ele está mais *flat* no ano. A gente gostaria de saber se é isso mesmo e se puder dar uma clareada nessa estratégia? Obrigado.

Sr. Eduardo: Estava um pouco baixo, a sua pergunta foi sobre a nossa estratégia de alocação. A estratégia de alocação é muito parecida com a do ano padrão nosso, nós alocamos menos energia no primeiro semestre, mais energia no segundo semestre. Até agora a estratégia é adequada, nós tivemos preços baixos no primeiro semestre, o que fez com que as nossas compras para reposição dessa posição *short* fossem a preços baixos.

Agora o segundo semestre, havendo um aumento do preço do PLD, a gente vai estar protegido. Lembro que nós estamos expostos normalmente na média ao PLD em função da nossa capacidade térmica - nós temos 50% de flexibilidade nas nossas térmicas e, com isso, eu fico exposto. Essa nossa estratégia de alocação visa na verdade reduzir a nossa exposição ao PLD em períodos de energia mais cara.

O que nós esperamos é que aumentando o preço no segundo semestre, nós estamos protegidos por uma alocação maior de energia no segundo semestre.

Sr. Kaique: Tá joia, obrigado.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Vinicius Canheu, da Credit Suisse.

Sr. Vinicius Canheu: Oi, bom dia a todos, Sattamini, Previtali, Elio. A minha pergunta eu acho que é para o Elio, mais até direta. Em relação a Jirau, dado que saiu o preço teto para o leilão, sobrou interesse para o consórcio? Quer dizer, ainda tem interesse de vender a energia de Jirau a 102 no leilão, ou vai analisar, pode ser que sim ou pode ser que não? Qual é a posição?

Sr. Elio Wolff: Vinicius, com relação à leitura do preço teto para o leilão é um tipo de informação que a gente prefere não comentar anteriormente ao leilão para reservar a nossa decisão para ser tomada até a data do leilão. Posteriormente ao leilão logicamente a gente vai comentar o resultado e discutir sobre esse assunto.

Sr. Vinicius: Porque originalmente acho que o grupo não trabalhava com uma ideia de um preço teto específico para o projeto?

Sr. Elio: Olha, essa questão de preço teto para leilão de energia nova no que diz respeito à expansão de Jirau ou de qualquer outro projeto hidrelétrico, acho que era assim uma questão prevista. Acho que a forma como o governo licita novos contratos para leilão de energia nova já foi assim, se eu não me engano, para a usina hidrelétrica de Jari, no passado. Essa é a forma esperada e a gente já aguardava uma definição desse preço teto.

Sr. Vinicius: Tá bom, obrigado.

Operadora: Com licença. A teleconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agora gostaria de passar a palavra aos palestrantes. Por favor, podem prosseguir.

Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini: Mais uma vez, é Eduardo Sattamini falando, eu queria agradecer a presença de vocês, as perguntas, o interesse. Esperamos estar apresentando nos próximos trimestres também resultados bastante robustos, e trazendo a atenção cada vez mais para a ação da Tractebel Energia. Muito obrigado e uma boa tarde.

Operadora: A teleconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um bom dia. Obrigada.
