Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Segundo Trimestre de 2015

27 de julho de 2015

Operadora:

*Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do segundo trimestre de 2015. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes, e mais tarde será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as instruções para 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 também poderão obter a cópia da apresentação e do release de resultados da companhia. Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da companhia, devem ser tratadas como previsões, independentemente 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 Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Tractebel Energia, o senhor Antônio Previtali, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no segundo trimestre de 2015, e Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da Engie Energy Latin America, que fará uma a atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora eu passo a palavra ao senhor Eduardo Sattamini. Por favor, senhor Sattamini, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Bom dia a todos. Mais uma vez é um prazer estar aqui com vocês e falar sobre os resultados da Tractebel Energia. Vamos falar sobre o segundo trimestre de 2015. Começamos então na página 4 da apresentação, onde a gente destaca os principais elementos do resultado do segundo trimestre de 2015. A receita líquida de vendas teve um aumento de R$ 180 milhões, em comparação com o mesmo trimestre do ano passado, principalmente em função do aumento do preço médio, efeito do reajuste da inflação sobre os nossos contratos, e uma pequena melhoria no mercado de curto prazo. Tivemos um decréscimo de quantidade, principalmente em função da quantidade comprada para a revenda. No resultado dos serviços nós tivemos um aumento substancial de quase R$ 300 milhões. No EBITDA nós tivemos um aumento

de R$ 285 milhões aproximadamente, sendo R$ 180 milhões oriundos do aumento de receita, e R$ 105 milhões da redução da despesa que nós vamos mencionar os componentes mais adiante. A margem do segundo trimestre de 2014, de 22%, passou para o segundo trimestre de 2015 para 37,99%. Nós tivemos um aumento no lucro líquido da ordem de R$ 136 milhões de reais, principalmente influenciado pela melhoria do resultado, mas com uma certa compensação do aumento das despesas financeiras. Essas despesas financeiras, principalmente o impacto principal foi do ajuste monetário das concessões a pagar no nosso balanço. Produção de energia, ela foi menor do que no mesmo trimestre do ano passado em função da hidrologia. Nós tivemos 22% a menos na nossa geração hídrica, parcialmente compensado por 12% de aumento nas outras fontes, termoelétrica e não convencional renovável. O preço médio líquido, como a gente mencionou, ele teve um acréscimo substancial, 14.8%. Existe uma componente aqui de aumento das atividades de trading e de operações vinculadas ao PLD, que fizeram com que o preço médio de contratação 2015 tivesse um aumento anormal, anormalmente, acima da inflação.

Nós vamos passar então para a página 5, onde a gente fala dos destaques do trimestre, a GDF Suez passou a adotar uma nova marca corporativa, Engie, é um novo nome da GDF Suez, é uma das respostas à transição energética que se acelera, e as mudanças no setor eletromundial. A Engie passa também por uma reestruturação, uma reorganização a partir de janeiro do ano que vem, o Brasil passa a ser uma região, uma unidade de negócios em separado da América Latina. Nós tivemos também a autorização na entrada de operação comercial do turbo gerador 5, da Usina Termoelétrica Ferrari, elevando para 15 MW a capacidade instalada da companhia. Tivemos também, passamos a fazer parte do índice Euronext-Vigeo EM 70, que envolve as empresas que possuem mais alto desempenho em responsabilidade corporativa em países em desenvolvimento. E o IBAMA emitiu a licença de instalação para UTE Pampa Sul em 19 de junho de 2015.

Na página 6 nós continuamos com os destaques, mas com eventos subsequentes. O primeiro deles, a companhia mandatou uma assessoria para coordenar uma eventual alienação das usinas eólicas de Beberibe, Pedra do Sal, e a PCH Areia Branca, e a ideia da companhia é desinvestir, fazer um desinvestimento visando vincular os recursos para os novos empreendimentos onde nós temos vantagens sinérgicas, sinergias com projetos já em andamento. Por exemplo, o Parque Eólico de Santa Mônica, onde a gente tem a sinergia com o Parque de Trairi, Campo Largo, onde a gente tem três fases de projeto, alcançando quase 900 MW instalados. E se desfazer desses ativos onde a gente tem uma operação isolada, sem nenhuma sinergia operacional, sem nenhuma outra usina próxima. Então a ideia não é reduzir o tamanho da empresa, mas sim otimizar os ativos que a companhia explora. Nós aprovamos também a distribuição dos dividendos intercalares no valor de R$ 311 milhões, e o que corresponde a 55% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2015. A ideia em função, nós já mencionamos isso no primeiro trimestre, em função das incertezas ainda que o setor

vive, no ano de 2015 a ideia da companhia é pagar o mínimo comprometido com o mercado, que são 55% do lucro. O último destaque, a Apine, da qual a Tractebel Energia faz parte, obteve a decisão liminar, que determinou à ANEEL que até o trânsito em julgado da presente ação, a ação contra o GSF, abstenha-se de proceder ao ajuste da MRE em relação às associadas da Apine, ora substituídas, caso haja geração total do MRE em montante inferior a garantia física desse mesmo conjunto. Ou seja, hoje as empresas da Apine estão protegidas com relação a contabilização do GSF e isso vem acelerando as discussões junto ao Ministério de Minas e Energia e a ANEEL.

Na página 7, onde a gente fala do controle acionário da Tractebel Energia, não existe nenhuma mudança significativa, apenas a mudança de nome da Engie. Nós tivemos, é sempre bom lembrar, nós fazemos parte de vários índices, e temos um troféu 'Transparência 2014', da ANEFAC, que aqui é um dos simbolozinhos da apresentação, e fomos informados na semana passada que também receberemos o Prêmio ANEFAC de Transparência nas Demonstrações Financeiras no ano de 2015. Somos uma das cinco empresas que foram selecionadas, com faturamento de até R$ 5 bilhões, apesar de nosso faturamento ser maior eles fazem pelo faturamento da controladora. Então essa é a única novidade com relação ao slide 7.

No slide 8, sempre lembrando, nós operamos 28 usinas, nós estamos hoje com 7.044 MW instalados. Nós tivemos um acréscimo da última apresentação para essa de 17 MW, 15 referentes à Ferrari, que nós mencionamos a pouco, e 2 referentes a uma usina piloto que nós temos no nosso programa de P&D, que é uma eólica com aerogeradores da Weg, nacionais. Ela tem 2.1 MW instalado e está em estado de testes, e está em operação comercial, mas é uma usina, é uma turbina com a finalidade de pesquisa e desenvolvimento para outros turbos geradores da Weg. Nós temos um portfólio balanceado, nós temos um crescimento da nossa capacidade, guiado pela prudência, aproveitando as oportunidades, em momentos a gente acelera o crescimento, em outros momentos a gente aguarda as melhores condições, o que tem se mostrado interessante. No recente leilão no final do ano passado nós vendemos Pampa I, a primeira unidade de Pampa, com 340 MW instalados, e também a primeira fase de Campo Largo. Ou seja, nos parece que as condições de investimento voltaram, e a empresa deve voltar a uma fase de crescimento mais acelerado.

No slide 9 nós vamos falar então sobre a nossa posição de mercado, nosso market share. Temos uma liderança entre os geradores privados de energia, nós somos a maior geradora privada do setor elétrico. Temos 7 GW instalados, temos mais 2,3 GW em andamento. Nesses a gente considera também 1,5 GW de Jirau, é um projeto que está sendo empreendido, desenvolvido pela Engie, que em algum momento deverá ser transferida a participação da Engie para a Tractebel. Nós estamos bem posicionados para capturar oportunidades de negócios no mercado.

No slide 10, o portfólio balanceado, a gente continua com a nossa estratégia de ter parte da energia no mercado regulado, parte da energia no mercado livre. O mercado regulado garante previsibilidade de longo prazo nos nossos contratos, o mercado de

curto prazo permite a gente valorizar a energia do nosso portfólio de energia existente. Somos hoje a maior comercializadora de energia do mercado livre, algo em torno de 21% do mercado livre de energia no Brasil.

No slide 11, em função da importância do mercado livre para nós, nós temos uma política de crédito bastante atenta às movimentações de mercado, e temos uma política de proteção ao risco específico de algum setor. Nós temos uma diversificação setorial grande, em que pese hoje a gente tem uma participação grande de cimento, são empresas de excelentes níveis de crédito. Seria a única que talvez saísse um pouquinho do que a gente considera o limite máximo, que é 15%, mas esse limite está bem protegido em função da qualidade dos clientes do setor.

Passando para o slide 13, a gente verifica, principalmente na parte inferior esquerda, o mercado de energia, houve um aumento substancial na energia disponível no mercado, ou seja, no superávit estrutural, em comparação com o trimestre anterior, em função da revisão da demanda. Essa revisão da demanda vem em resposta a uma redução em um nível de atividade econômica, e isso está refletindo aí para todos os anos adiante. Ou seja, quando o operador faz a previsão de demanda ele considera a partir do momento de redução de demanda, o crescimento a partir daquele novo patamar. Então isso está refletindo na demanda aí de todos os anos, a partir de 2015, com um aumento substancial no superávit energético. Isso deve, e já começa a ter algum impacto sobre preços futuros, mas a partir do momento que a economia volte a crescer, a se recuperar, esse acesso de oferta ele deve ser reduzido. Lembrando ainda que se a gente, quando a gente fala de GSF, quando a gente fala que o gerador hidrelétrico tende a ter ainda uma participação nesse déficit energético, essa energia GSF tende a não ser comercializado, pois ele representa um custo, um potencial custo elevado para os geradores hídricos. Então a gente não considera nenhum ajuste para a participação do GSF nessa equação, nesse balanço de energia do slide 13.

Passando para o slide 15, a gente olha especificamente a situação de energia, do balanço de energia da Tractebel, a gente tem uma pequena melhora no ano de 2015, principalmente em função da redução da demanda industrial, alguns clientes estão reduzindo a sua demanda, e com isso eles aumentam a sua disponibilidade da nossa energia, e isso porque os contratos são, nós chamamos pela medida, ou seja, a energia medida, se ele não consome a energia fica livre para a Tractebel liquidar no mercado de custo prazo. Isso tem ajudado um pouco, dado que a gente vem vivendo uma situação, eu diria, devedora, na Câmara de Comércio de Energia Elétrica. Então nós temos aí ainda uma posição satisfatória em 2016, com uma quantidade de energia razoável, mais ou menos como se a gente considerasse uma reserva para futuro GSF. Em 2017 mais ou menos o mesmo nível, e em 2018, 19, 20, dentro do normal de comercialização nosso, então digamos que a gente começa a ter um pouco mais de energia. Lembrando que a nossa estratégia é a venda paulatina de energia, como a gente mostra no quadro inferior à direita, paulatinamente a gente vende a energia de um ano nos anos anteriores, servindo sempre aos nossos contratos, contratos que a

gente tem no mercado livre, são na média de quatro a cinco anos, então a gente precisa estar atendendo ou renovando na ordem de 20 a 25% desses contratos, desse nosso volume de energia no mercado livre.

No slide 16 a gente tem a posição contrato a contrato no mercado regulado, e um pouco mais de discrição do detalhamento da nossa posição contratual, talvez a única coisa importante é a questão do preço médio de venda, que ele vai reduzindo um pouco de 171 em 2015 para 160 em 2016, 157 em 2017. Especificamente aí porque nós temos uma atividade de trading maior, a preços mais elevados, influenciado pela crise hídrica que nós vivemos em 2014 e 2015, que fazem com que os preços de contratações específicas para esses próximos anos eles tenham sido muito altos, agora em 15 e um pouco mais baixo em 16 e 17. Então isso tem influenciado o preço médio nosso. Lembrando que esse preço médio que nós apresentamos é um preço médio líquido de impostos, ou seja, para a comparação com os preços de mercado a gente teria que incluir, pelo menos, o PIS/COFINS, aumentando aí da ordem de 10% esses preços.

Passamos então para a expansão, o primeiro projeto de expansão é o projeto de Jirau, e eu passo a palavra então para a Anamélia falar sobre o projeto.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da Engie Energy Latin America:

Bom, bom dia aos senhores, eu agradeço mais uma vez a presença de todos aqui nessa Conferência. Apenas passando rapidamente os dados do projeto, um projeto de 3.750MW, dos quais 40% pertencentes a Engie, são 50 turbinas de 75MW cada, com a energia assegurada de 2.185. Como é do conhecimento de todos, 73% dessa energia já foi contratada por meio de PPA de longo prazo indexados a inflação em dois leilões, um A-5 e um A-3, em 2011. O saldo da energia disponível está sendo comercializado aos acionistas, nesse caso Chesf, Eletrosul e Engie. Diferentemente, como avanço da última divulgação que a gente fez há três meses atrás, tivemos a decisão da ANEEL, como já era esperado no primeiro semestre de 2015, que aprovou 52 dias de excludente de responsabilidade, e também a sincronização com a linha de transmissão de alta voltagem, que liga Porto Velho a Araraquara. Logo após a decisão da ANEEL a gente teve a confirmação da decisão judicial ainda emitida em 1ª instância, reconhecendo o número de dias, bastante diferente, de 535 dias, de excludente de responsabilidade. Então esse é o cenário que a gente encontra hoje em relação à discussão ao excludente de responsabilidade de Jirau, em função dos eventos de vandalismo dos anos de 2011 e 2012. Bom, as condições de financiamento também são conhecidas, um total de R$ 9.5 bilhões, na taxa de juros normalmente praticadas pelo BNDES TJLP Spread, e amortização em 20 anos.

Passando para o slide seguinte, na página 19, nós temos boas notícias em relação ao projeto, o projeto atingiu 32 unidades em operação comercial, sendo 2 mais sincronizadas. Isso quer dizer o seguinte, que ao final dessa semana nós vamos ter 33

unidades em operação comercial, e o projeto vai atingir a sua energia assegurada total. Isso é um grande marco para o projeto, então chegamos a esse patamar aí de 2.185MW/Médio de energia assegurada. E com isso Jirau passa a cumprir integralmente com todas as suas obrigações no mercado regulado, independente da resolução final acerca do excludente de responsabilidade. Hoje Jirau está girando com alta performance, em vários níveis de carga, com vários níveis de vazão, o projeto está operando muito bem, e atualmente é responsável por 10% da demanda de eletricidade no sudeste. Então hoje a usina varia entre a segunda e terceira maior geradora do Brasil. Em relação as opções de criação de valor adicional nós estamos ainda em discussão com a ANEEL em relação às perdas hidráulicas do projeto, a partir da adoção de uma nova metodologia, que pode gerar uma energia assegurada adicional para o projeto. Outra questão recentemente divulgada na mídia, o acordo assinado entre o governo brasileiro e o governo boliviano sobre a maximização dos recursos hidroenergéticos da Bacia do Madeira, o que pode resultar na operação do reservatório de Jirau em cota constante, gerando uma energia adicional também para o projeto. E outros incentivos fiscais de longo prazo na região, que possam vir a ser discutidos.

No slide 20, a gente sempre faz uma atualização fotográfica, é claro que com o avanço do projeto essas mudanças são mais difíceis de serem percebidas. E dessa vez a gente tentou focar na segunda fase da margem esquerda, que são as 10 últimas unidades. A primeira faixa está totalmente concluída. Essa segunda fase tem avançado bastante rápido, tem sido construída pela Construtora J Malucelli. A gente vê um avanço bastante interessante entre março de 14 e junho de 15, e já tem uma foto mais em perspectiva, que vocês conseguem ver com maior facilidade. Então essas são as novidades do projeto, após o término da Conferência eu estou à disposição para responder quaisquer indagações. Eu volto a palavra para o diretor Sattamini.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

A gente volta para a página 21, a gente fala lá do projeto termelétrico de Pampa Sul. Lembrando, nós vendemos essa energia A-5, de novembro último, com preço de aproximadamente 202 MW por MW/hora, por 25 anos, com entrega a partir de janeiro de 2019. O projeto vem progredindo dentro do cronograma, nós tivemos a licença de instalação em 19 de junho, os trabalhos no site já começaram. O EPCista aqui é a SDEPCI, que é um EPCista chinês, que vem apresentando boa qualidade nos desenhos, são os desenhos iniciais. Nós temos uma equipe na China acompanhando o projeto, diligenciando, fazendo a aprovação de desenhos, a tropicalização também do projeto, para garantir a qualidade na hora da instalação.

Na página 22 o projeto do Complexo Eólico de Campo Largo, a gente fala da primeira fase. A primeira fase a gente fez um projeto onde 11 parques serão construídos, 5 para o mercado livre e 6 para o mercado regulado, com 326,7 MW, mais ou menos 150

MW/Médios na geração desses parques. O fabricante dos aerogeradores é a Alstom, e a entrada também em operação é 2019, para atender o PPA firmado com o público.

No slide 23 a gente fala do Complexo Eólico Santa Mônica, é aquele complexo eólico que está sendo construído próximo ao Trairi. Trairi já é um projeto em andamento, já são quatro usinas em operação. Ele tem, o Santa Mônica tem 97,2MW instalados, uma capacidade comercial de 47,8, e o início da operação é previsto para o ano que vem. O fabricante também desses aerogeradores é a Alstom.

Na página 24 nós temos os futuros desenvolvimentos, nós temos o Projeto de Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, a fase 2 e a fase 3 de Campo Largo. Campo Largo, lembrando também que nós temos a intenção de na mesma localização avaliar a possibilidade de implantação de projetos solares, e a Usina Norte Catarinense, em Santa Catarina. Talvez tenham sentido falta aqui de Pampa 2, Pampa 2, pelo momento gente resolveu retirar do nosso portfólio de desenvolvimento. Existe uma preocupação grande com relação a emissão no grupo Engie, e isso também se traduz dentro da companhia, e a gente está avaliando o momento adequado de trazer essa segunda fase do projeto. Talvez quando a gente tiver uma desativação de uma usina mais antiga da Tractebel. No momento a gente ainda está avaliando como é que a gente vai fazer esse passo.

Vamos passar para o desempenho financeiro, começando no slide 26, onde a gente apresenta os principais agregados financeiros. A principal mensagem aqui é que a gente tenha uma melhoria trimestre a trimestre, substancial. Ano a ano a gente vem sofrendo aí com algumas mudanças nos últimos dois anos, vocês veem uma redução de 2012 a 2014, em função de hidrologia em 2014, mudanças regulatórias ocorridas em 2013, e a gente espera que voltando a normalidade da hidrologia, um ambiente regulatório mais receptivo. Isso a gente deve estar vendo aí com o tratamento de uma questão importante para o setor, que é o GSF, isso deve fazer com que o resultado da companhia volte à normalidade, de uma empresa com crescimento, com crescimento de resultados, em função até da característica de indexação do produto energia.

No slide 27 a gente fala sobre a evolução da receita líquida. Nós mencionamos já a questão do aumento em função, o aumento da receita em função muito do preço médio de venda, ele passou de R$ 148 para R$ 170 MW/hora, 14,8% de aumento. Tivemos uma pequena melhoria na receita, na CCEE, R$ 11 milhões, e tivemos uma queda em função da redução do volume, como eu disse, nós tivemos menos contratos no ACR, resolvemos não renovar esses contratos, ou não vender essa energia, até porque nós estaríamos já com uma posição em função do GSF compradora no mercado de curto prazo. Então nós tivemos um aumento de R$ 180 milhões na receita trimestre a trimestre, em comparação desse ano com o ano anterior. Na evolução do EBITDA nós tivemos um principal componente, a CCEE em função da redução das compras, ou seja, a nossa alocação de energia nesse trimestre, primeiro trimestre de 2015 ele foi muito mais generosa do que a do segundo trimestre de 2014. Isso fez com que a gente tivesse um volume maior de energia a ser liquidado, e a nossa posição

mesmo, apesar do GSF elevado, foi uma posição compradora, bem menor do que no segundo trimestre de 2014. Só para terem uma ideia, a despesa com a compra de energia na CCEE no segundo trimestre de 2014 foi da ordem de R$ 475 milhões. E a gente teve no segundo trimestre de 2015 na ordem de R$ 247 milhões, apresentando aí uma redução nas compras, de R$ 227 mi, e aí se a gente soma aqueles R$ 11 milhões de aumento de receita na CCEE a gente alcança esses R$ 238 milhões aqui no curto prazo na CCEE. Nós tivemos a elevação da receita líquida, os outros componentes de elevação da receita líquida, já mostradas anteriormente. Nós tivemos uma redução na energia comprada para revenda, ou seja, tivemos um volume maior de compras, em termos monetários. Nós tivemos, e contra também o resultado do EBITDA, nós tivemos uma reversão de passivos em 2014 de R$ 55 milhões, que obviamente não ocorreram, e são eventos não recorrentes, ocorreram em 2015, são eventos não recorrentes. Com isso nós tivemos um aumento no EBITDA de 94,4%.

No lucro líquido, na página 29, a gente tem os componentes do EBITDA, ou seja, os R$ 285 milhões de aumento do EBITDA que nós observamos no slide anterior, eles líquidos de imposto, eles dariam esses R$ 187 milhões aqui, no slide 29. Nós tivemos um pequeno componente de imposto de renda e contribuição social sobre o uso de capital próprio, e tivemos no resultado financeiro uma queda de R$ 65 milhões, principalmente de juros sobre as concessões, e a inflação mais alta no ano de 2015 do que a de 2014, no mesmo trimestre. Tivemos aí um aumento de R$ 19 milhões de dívidas regulares, e esses foram os dois principais componentes desse aumento das despesas financeiras, ou seja, da piora do resultado financeiro.

Passando para a página 30, onde a gente fala do endividamento da companhia, o endividamento bruto basicamente não se alterou, a gente olha a posição final de 2014 e a posição atual, nós estamos com a dívida praticamente igual, a diferença é de R$ 1 milhão. Nós tivemos uma melhora do EBITDA, da geração do EBITDA, porque o segundo trimestre de 2014 foi substituído pelo segundo trimestre de 2015, ele é, ele foi muito melhor, então ele melhora um pouco os indicadores, ele aumenta o meu Funds for Operations, o FFO, e com isso o nosso indicador pula de 0,48 para 0,63, Funds for Operations sobre o EBITDA. A nossa dívida líquida também cai de 0,8 para 0,7 vezes o EBITDA. E a nossa dívida bruta sobre o EBITDA cai de 1,4 para 1,3. Nós temos mantido um volume grande de caixa para fazer frente aos projetos de investimento que nós temos, temos tido um processo relativamente moroso na aprovação do financiamento junto ao BNDES, em função da grande quantidade de trabalho que o banco tem tido, e aí por isso nós estamos retendo um pouco de caixa para fazer frente as obrigações dos projetos que nós temos. Além disso, a incerteza com relação a solução do GSF também nos traz a necessidade de mantermos um caixa um pouco mais robusto, preparado para qualquer eventual necessidade em caixa.

Mas a nossa dívida, como vocês vão ler na página 31, a dívida líquida cai, de R$ 2,229 bilhões no fim do trimestre passado para R$ 2,079 bilhões no fim desse trimestre, uma redução de R$ 150 milhões. Os componentes são basicamente isso aí, nós tivemos

pagamentos de dividendo a investimentos feitos, etc., e outros componentes que vão afetar a dívida líquida. De uma forma geral ela caiu 6,7%, R$ 150 milhões.

Indo para a página 32, a gente mostra o perfil da nossa dívida e a composição e o custo nominal. No perfil a gente tem uma concentração em 2016, são as dívidas contraídas durante o ano de 2014, em operações vinculadas ao CDI, operações 4131, onde a gente tem um custo de carregamento negativo, operações abaixo do CDI, e essas operações foram feitas exatamente para dar estabilidade ao caixa, tranquilidade na operação da companhia durante o ano de 2015. Com relação a composição nós temos a maior parte da dívida em TJLP, lembrando que nós não temos mais absolutamente nenhuma dívida em moeda estrangeira. No ano passado nós liquidamos a dívida que nós tínhamos em euro, no ano retrasado nós liquidamos a dívida que nós tínhamos em dólar, nós pagamos antecipadamente essas dívidas, prevendo que poderia haver aí uma desvalorização do real frente a essas moedas. Nós temos então 61% da dívida atreladas a TJLP, financiamentos de longo prazo com o BNDES, temos 29% de CDI, principalmente em função dessas dívidas de curto prazo, que isso são empréstimos em moeda estrangeira swapado para o CDI, que estão com um custo de carregamento negativo. Temos em IPCA aqui duas transações, uma é uma transação de longo prazo com o NIB – Nordic Investiment Bank, e outra a debênture de infraestrutura da modernização dos ativos da Tractebel, que foi emitida no final do ano passado, com spread também em NTNB. Nós temos aí uma pequena parcela de fixo relativos ao projeto do fundo centro-oeste.

Na página 33 a gente fala sobre o nosso plano de investimentos, sobre o nosso CAPEX, ele tem um perfil para atender aos novos projetos, basicamente projetos que estão aí, são os projetos que a gente já mencionou, da modernização, que a gente emitiu a debênture no final do ano passado. Nós temos um valor relativamente elevado de manutenção, nós estamos num processo de revitalização de algumas das nossas usinas, uma média aí de R$ 250 milhões por ano, nesses próximos três anos, para atender a manutenção e operação normal do nosso parque. Nós temos um volume razoável da UTE Miroel Wolowski, que é o nome da Usina de Pampa, algo em torno de R$ 1,800 bilhões, aqui nesse horizonte de tempo de três anos. Temos Campo Largo e Santa Mônica, e Ferrari ainda também, nos investimentos eólicos.

Passando à página 34, lembrando, a política de dividendos ela prevê um mínimo estatutário de 33%. A gente, a companhia vem mantendo o compromisso de pagamento mínimo de 55% do lucro líquido, em função do que foi dito e acordado informalmente durante o follow-on, e a gente tem pago três proventos por ano, os dividendos semestrais e os juros sobre o capital próprio. Nesse ano de 2015 o pagamento dos R$ 311 vai representar 1,4% de dívida líquida, em função do volume de lucros do primeiro semestre.

Aberto agora para perguntas e respostas, eu passo a palavra para a coordenadora do call.

Operadora:
*Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2 (*2). Solicitamos aos participantes que restrinjam-se a fazer duas perguntas. Nossa primeira pergunta, Vinícius Canheu, Credit Suisse.*

Vinícius Canheu, Credit Suisse:
Oi Sattamini, bom dia. Duas perguntas do meu lado. A primeira, acho que a questão está mais em evidência hoje em dia, essa discussão toda do GSF, eu queria checar uma coisa com vocês, a gente até viu a entrevista do Zaroni hoje no jornal, o que o ministro Braga tem comentado, que seria essa proposta, é que para ter essa proteção do GSF, no futuro as empresas teriam que investir, criar capacidade nova, de aproximadamente 5% da sua capacidade, aumentar em 5% a garantia física das usinas hidrelétricas. Olhando aqui o balanço de vocês, só a capacidade hídrica, e pensando agora num custo marginal da expansão recente, a conta que eu fiz aqui é que vocês, para aderirem a essa proposta, se fosse para aumentar em 5% a capacidade, você teria que investir mais ou menos entre aí R$ 1,400 bi, R$ 1,500 bi para conseguir aumentar em 5% a capacidade, usando os valores aqui de investimentos que a gente vê para o Complexo de Santa Mônica. Eu queria ter uma ideia se esse é o montante que faz sentido de investimento, que seria usado para criar esse head do GSF, e aí como vem sendo comentado. Essa é a primeira pergunta. A segunda pergunta é em relação ao comentário que você fez sobre Pampa Sul, a expansão do carvão, eu queria entender um pouco melhor. Eu me lembro que o discurso da companhia era de que vocês eram uma empresa de energia, obviamente tinham uma preocupação com a emissão, mas...

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, eu acho que caiu o Vinícius aqui, eu não sei se nós caímos também.

Operadora:
Senhor Vinícius, pode prosseguir.

Vinícius Canheu, Credit Suisse:
Então eu vou voltar. Vamos lá, a primeira pergunta eu acho que vocês pegaram. E em relação a segunda, só entender a postura agora da empresa de carvão, dado que vocês historicamente diziam que não haveria problema quanto a fonte da energia, desde que usando o *state of the art* da tecnologia e a mínima emissão possível. Só para entender se novas expansões a carvão estão realmente fora do radar agora para frente.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Vamos lá, a primeira pergunta, com relação ao GSF, a sua conta faz sentido, a única questão que talvez ainda não esteja bem defendida é exatamente como é essa forma,

essa compensação de 5% vai se dar. Existe proposta de se dar com, eventualmente com a energia existente, existe talvez uma aceitação daqueles que vem investindo talvez possam ter um tratamento diferenciado, é o caso nosso, nós não estamos numa situação de estar sentado num portfólio hídrico e estar parados, nós estamos investindo em outras fontes, e a aumentando a capacidade. Então essa discussão de se vão ser novos projetos, se vai ser energia existente, como que se dará essa compensação de 5% ainda não está bem definida. Em termos de valor você está correto, na verdade 150 MW/Médio de eólica se daria mais ou menos o tamanho do que a gente tem de Campo Largo 1, seria aí da ordem de investimento de R$ 1,8 bilhões. Mas o que a gente tem discutido é se eventualmente eu não posso substituir isso por energia com CVU 0, poderia ser uma hidro, uma capacidade de hidro não comercializado. Isso ainda é um ponto ainda a se discutir, não está bem definido. Com relação a Pampa Sul, existe sim hoje uma preocupação com a emissão, e isso pode afetar sim as decisões nossas de investimento. O que nós temos em mente é que eventualmente teremos aí uma, em algum momento, uma redução da capacidade de geração a carvão em função da idade de algumas usinas nossas, e essas podem dar lugar sim à expansão de Pampa 2. É basicamente esse o nosso cenário.

Vinícius Canheu, Credit Suisse:
Está ótimo, eu acho que as duas respostas aí foram claras. Obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Renato Assunção, Banco Votorantim.

Renato Assunção – Banco Votorantim:
Bom dia a todos. Eu gostaria de saber dos senhores como é que está a perspectiva aí de preço de energia no mercado livre, porque a gente notou no passado que o mercado está bastante aquecido, os preços estavam em patamares bastante elevados. E recentemente, com a melhora hidrológica, e menor consumo de energia, a gente tem observado aí uma ligeira queda. Então eu queria saber qual é a visão de vocês, e queria saber se já não faz sentido começar a comercializar energia para os próximos anos de uma forma um pouco mais ativa, para aproveitar ainda um bom momento.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, vamos lá. É verdade, existe uma influência grande do curto prazo nos preços dos anos mais próximos. Essa melhoria da situação da oferta e procura de energia, principalmente em função da queda da demanda, e obviamente o reflexo disso no *spot*, na hora que você projeta uma demanda mais baixa para os próximos anos você tem uma queda no preço *spot*, está reduzindo um pouco os preços para o próximo ano, próximo ano e 2017. Nós hoje temos muito pouco portfólio nosso para esses anos. Quando você volta a partir de 2018 a ter preços mais alinhados com a oferta de

longo prazo, 18, 19, 20. Então apesar de você ter tido uma redução aí para 16 e 17, em relação ao que estava sendo praticado aí há três meses atrás, você não tem um reflexo de tanta queda no preço de mais longo prazo. A gente estava falando ali da ordem de R$ 155, R$ 160 para 2020, 21, a gente continua mais ou menos nesse patamar. 2016 ainda está com um preço ali acima de R$ 220, R$ 230, 2017 abaixou um pouco de R$ 200, ou seja, tiveram uma pequena redução, já refletindo essa queda de demanda, refletindo essa queda do PLD. É verdade, mas ela está acontecendo muito em curto prazo, num médio e longo prazo, onde a gente está mais descontratado, ou estaria menos contratado, esses preços não caíram tão fortemente. Nós continuamos com a atividade comercial, olhando sempre para, temos uma realidade um pouco diferente, hoje nós temos um sistema que necessita, mesmo com uma média hidrológica histórica de contar com o despacho termoelétrico, nós teremos uma volatilidade maior em preço, nós teremos momento no ano onde o preço é mais alto, nós teremos uma maneira estrutural com um preço *spot* mais alto, então nós temos hoje uma maior preocupação de manter alguma reserva futura. Então nós já estamos num nível de reserva futura razoável aí para os próximos dois anos. Então não adianta eu querer vender mais energia para 16 e 17, que eu teria... aliás, eu estou vendendo, mas estou vendendo num sistema de composição de portfólios. Ou seja, eu compro de 16 e 17 e vendo para o meu cliente 16, 17 dessa compra, e 18, 19 e 20 é do meu próprio portfólio. Então eu estou repassando essa pequena redução que está tendo aí no 16 e 17 para o cliente, mas estou capturando vendas por um bom preço a partir, ou com preços equilibrados, a partir de 18, 19, 20.

Renato Assunção – Banco Votorantim:
Ok, obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Vinícius Tsubone, UBS.

Vinícius Tsubone, UBS:
Bom dia, obrigado pelo call. Eu gostaria de saber a partir de qual mês a liminar da Apine a passará a valer. A imprensa chegou a divulgar que ela seria válida para o mês de maio, que seria aplicada retroativamente. Isso é verdade?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
A ideia é que a liquidação que foi feita em julho agora já seria, já deveria ter sido feita com a liminar, ou seja, ela é referente a maio. E que esse ajuste não foi possível ser feito porque a contabilização já tinha sido feita, as garantias já tinham sido depositadas, e não havia tempo hábil para se refazer as contas e liquidar ali na segunda semana de julho. Então essa liquidação vai ser refeita e vai refletir agora no início de agosto.

Vinícius Tsubone, UBS:
Entendi, obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Kaique Vasconcelos, Citibank.

Kaique Vasconcelos, Citibank:
Bom dia a todos. Deixa só eu dar uma sequência aqui com aquela ação de preços do mercado de longo prazo aí. Como é que vocês estão vendo a liquidez no mercado livre, e se está dando para perceber já como é que está a migração de consumidor do cativo para o livre. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Olha, eu diria para você que não, o mercado livre hoje não está muito líquido. Sempre quando você tem movimento um pouco mais rápido como a gente tem hoje, houve queda de preço, os agentes não... Dão uma congelada, para saber se isso aí tem um efeito mais permanente ou um efeito mais de curto prazo. Então eu diria assim, o mercado não está super líquido, a gente não está vendo acontecer um monte de coisa, principalmente para os anos mais próximos, de 16 e 17. Eu não diria para você que temos uma migração muito grande do mercado regulado para o mercado livre, é possível que isso aconteça, tem um racional por trás disso, à medida que o mercado regulado fica com preços mais elevados, mas a gente ainda não conseguiu identificar isso de uma forma, como uma tendência ocorrendo não. Não poderia te afirmar isso.

Kaique Vasconcelos, Citibank:
Perfeito. Obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Henrique Peretti, JPMorgan.

Henrique Peretti, JPMorgan:
Boa tarde, obrigada pela oportunidade. Eu tenho uma dúvida relacionada ao trimestre. No primeiro tri vocês alocaram por volta de R$ 76,6 milhões numa provisão para um diferencial de preços numa disputa de William Arjona, e nesse trimestre vocês fizeram um ajuste nessa provisão. A gente estava esperando que vocês provisionassem de novo, a indicação da empresa é que as provisões seriam feitas trimestre a trimestre enquanto estivesse superando, ou quando vocês tivessem a liminar. Eu queria entender que ajuste foi esse, o que a gente pode esperar para os próximos trimestres. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
A gente continua fazendo as provisões com relação a William Arjona, nós não temos ainda certeza, não tivemos um julgamento que nos desse maior conforto. O que nós estamos fazendo é, o valor que está entre o meu custo declarado na ANEEL e o PLD, a gente tem provisionado sim. Teve um pequeno ajuste porque, relativo a PIS/COFINS que incidia sobre esse valor, esse seria o único ajuste. Nós estamos fazendo sim a provisão de forma preventiva, de forma prudente, em relação a diferença entre o custo declarado da ANEEL e o PLD que nós temos recebido. Agora, obviamente, se o PLD cair essa provisão diminui também de valor, eventualmente até desaparece se o PLD cair abaixo do valor de CVU informado.

Henrique Peretti, JPMorgan:
Mas então para o terceiro tri, supondo que a planta continue operando, deveria haver uma provisão de o *spot* ficar, digamos, 368, o *spot* voltasse ao que estava antes, ou deveria ter uma provisão parecida com a que você tem no primeiro trimestre, correto?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Sim.

Henrique Peretti, JPMorgan:
Está bom. Obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Eduardo Cancian, Banco Votorantim.

Eduardo Cancian, Banco Votorantim:
Alô, bom dia a todos. Ainda em relação a esse tema do GSF, eu queria saber se a expectativa de vocês é realmente que o acordo seja fechado aí entre essa semana e a próxima semana, ainda há tempo da próxima liquidação esperada para 05 e 06, ou se na visão de vocês é possível que haja um adiamento aí nessa liquidação. E a segunda pergunta também em relação a esse acordo, é se na opinião de vocês existe alguma chance disso retroagir, se é considerado aí desde o início de 2015, ou se o acordo consideraria apenas daqui para frente.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, a primeira parte da pergunta, eu acho que a solução não é uma solução trivial, é uma solução complexa, que está, a informação que nós temos, que você vai precisar fazer investimentos, que você vai compensar isso via renovação de concessão, que isso ainda também está discutindo, mas está sendo discutido, mas são soluções complexas, de implementação complexa, que o detalhe, a hora que você entrar no detalhe vai ter que ajustar um monte de coisa, vai ter que pensar. Não é uma coisa, na minha opinião,

que aconteça de forma que você implemente em uma ou duas semanas, eu acho que pode levar um pouco mais. Seria uma excelente notícia que a coisa se simplifique de tal forma a se concretizar mais rapidamente, mas não é a minha impressão. E a segunda questão era com relação a?

Eduardo Cancian, Banco Votorantim:
Se na opinião de vocês deve, esse acordo, consideraria desde o início de 2015, ou seja, retroagindo aí os prejuízos, as disposições que nele tiverem.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
A liminar vale a partir de maio, mas ela foi solicitada, a adequação foi de forma a retroagir. Quer dizer, essa discussão ainda está aberta, janeiro de 14 é a data da ação, quer dizer, isso eu acho que deve estar sendo discutido.

Eduardo Cancian, Banco Votorantim:
Está certo, obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Marcelo Sá, UBS.

Marcelo Sá, UBS:
Bom dia a todos. Eu tenho uma pergunta mais referente ao resultado. Eu queria entender em relação ao efeito das térmicas no resultado de vocês, qual que foi o efeito da geração excedente das térmicas? Porque, na verdade, a diferença entre o volume que vocês venderam e o volume contratado, entender talvez em MW/Médios, qual foi o efeito desse *hedge* termelétrico que vocês têm no trimestre? Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Eu vou te falar um pouco em tese, eu não tenho esse número agora de cabeça, mas na média a gente tem aí algo entre 60 e 80 MW/Médios quando eu estou gerando as térmicas todas *full*. Esse é mais ou menos... isso vai depender, obviamente, da temperatura, da condição, do despacho, do tempo que a gente leva para reaquecimento. Mais ou menos isso, entre 60 e 80 MW que a gente tem de excedente térmico. Mas eu não estou, eu não teria essa informação de cabeça, talvez eu possa depois verificar com o Previtali.

Marcelo Sá, UBS:
Não, está ótimo. Porque, na verdade, quando eu estava olhando no resultado, tinha uma diferença aí grande de geração termelétrica, que teve no segundo tri de 2014 com o segundo tri de 2015, então eu queria entender se teve algum aumento nesse hedge nesse trimestre ou não.

Antônio Previtali, Gerente de Relações com Investidores:
Marcelo, é Previtali. Nós geramos de termoelétrica no trimestre 841 MW/Médios, mas eu preciso abrir essa geração porque cada planta tem um consumo interno diferente da outra. Então eu preciso abrir melhor isso aqui para poder te dar uma resposta mais bem embasada.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Tem um outro efeito que talvez você tenha considerado, que foi no final do segundo trimestre, mais ocorreu, foi os incidentes com as duas turbinas de Jorge Lacerda A e de Jorge Lacerda B, que tiraram aí algo em torno de 150 MW de geração ali no finalzinho do segundo trimestre de 2014. Elas estão operando hoje, então talvez isso tenha contribuído um pouco para essa diferença. 2015, com relação a 2014, isso será mais evidente, porque os eventos que ocorreram, as plantas só voltaram, a principal, que é Jorge Lacerda B, que tem 120 e poucos MW instalados, ela só voltou a operar no início de 2015, então tanto no terceiro quanto no quatro trimestre a geração térmica deve ser maior do que a de 2014.

Marcelo Sá, UBS:
Está ótimo, obrigado aí gente.

Operadora:
*Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1). Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Eduardo Sattamini para as considerações finais. Senhor Eduardo, pode prosseguir.*

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Eu queria deixar aqui o meu agradecimento a todos pela participação, pelas perguntas, espero manter esse interesse pela companhia. Muito obrigado a todos e um bom dia.

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