Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Quarto Trimestre e do Ano de 2014

31 de março de 2015

Operadora:
Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre do ano 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 os senhores participarem. 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 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, 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 está o senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Tractebel Energia, que comentará o desempenho da Tractebel no quarto trimestre do ano de 2014, e a senhora Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após as reconsiderações, serão apresentadas as formulações das perguntas. Eu passo agora a palavra ao senhor Eduardo Sattamini. Por favor, senhor Eduardo, pode prosseguir**.**

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom dia a todos. Em primeiro lugar queria pedir desculpa pelo pequeno atraso, a tecnologia de vez em quando nos trai. A gente teve um desligamento aqui da estrela onde a gente faz a conferência e demorou um certo tempo para ela religar. Bom, a gente passa para o slide da página 4, onde a gente fala dos destaques financeiros, principais indicadores financeiros da companhia no 4º trimestre e no ano de 2014.

Vocês veem que a recuperação que a gente anunciou lá no segundo trimestre que ocorreria entre o 3º e 4º trimestre, ela efetivamente ocorreu, a empresa recuperou bastante do seu resultado. Lembrando que a gente tinha acumulado, em termos de resultado até o 2º trimestre, da ordem de R$ 380 milhões de reais, e a companhia termina o ano com R$ 1,383 milhões de resultado líquido. Isso demonstrou a

recuperação e efetivamente a estratégia de alocação do 2ª semestre, que com a manutenção dos Preços de Liquidação das Diferenças em patamares elevados também no 2º semestre fizeram com que a empresa, então, recuperasse o resultado.

Falando um pouco das receitas, as receitas no ano elas tiveram um aumento de 16,2%, bastante alto, principalmente em função do aumento do preço médio da ordem de 6,6% da Companhia, além do aumento de 186MW Médios no volume de vendas da Companhia. As operações também de mercado de curto prazo, de certa maneira, elas contribuem na hora que a gente faz uma sazonalização mais agressiva, ficando *short* ou *long* em determinados meses, porque ela funciona como se fosse uma *trading*, então ela alavanca também as vendas da Companhia, fazendo com que as vendas às vezes subam mais do que os seus outros indicadores financeiros, como EBITDA e Lucro Líquido.

O EBITDA esse ano, ele não acompanhou, ele teve uma redução de 4,8%, principalmente pela situação hidrológica que nós tivemos e o efeito do GSF, que significa *déficit* de energia, *Global Scaling Factor*, em inglês, e na verdade é um indicador de *déficit* de energia. Quando ele é abaixo de 1 a empresa gerou, quer dizer, o conjunto das usinas do MRE geraram menos do que o conjunto da capacidade comercial dessas usinas. Então, ano passado nós tivemos um GSF da ordem de 0,906, ou seja, um déficit na ordem de 9,4%, e isso refletiu então na necessidade da companhia de comprar alguma energia para repor os seus contratos. Nós não tínhamos 9,4% da energia descontratada da Companhia, então nós fomos obrigados, em determinados momentos, a ir a mercado comprar energia para cobrir essa posição.

Nossa margem então de 2013 para 2014 ela se reduziu em função também desse GSF, do alto preço que foi pago na reposição dessa energia. Lembrando que a média do PLD no ano passado foi mais alto que R$ 650,00 MW/hora, então isso fez com que a nossa margem caísse de 54,6% em 2013 para 44,7% em 2014.

O Lucro Líquido teve uma queda de 3,7%, passando de R$ 1,437 milhão para R$ 1,383 milhão em 2014. E como nós falamos de energia vendida, nós tivemos um pequeno aumento 186MW Médios, pulando de 4.046MW Médios para 4.232MW Médios em 2014. O preço líquido de venda aumentou 6,6%, como mencionamos, passando de R$ 140,00 MW/hora para R$ 149,2 MW/hora. E a produção da companhia foi bem acima da do ano passado, mas, como a gente sempre lembra, ela não reflete necessariamente em receita porque quando a gente tem uma afluência muito boa, mas o sistema como um todo, o MRE como um todo, ele não corresponde da mesma forma, a gente tem que fazer a transferência de energia pela tarifa de equalização. Então nós tivemos uma produção maior em função da afluência maior no sul em 2014 do que 2013, mas isso não necessariamente impacta em resultado.

Passando para o slide 5, a gente continua nos destaques do ano de 2014, e no 4º trimestre nós tivemos, em novembro, no final de novembro, a Companhia saiu vitoriosa em leilão A-5, com 3 projetos: o projeto de Pampa Sul, o projeto de Campo Largo 1, e o projeto Ferrari. Comercializamos no total 386,9 MW Médios de energia.

Adicionalmente nós anunciamos que Campo Largo 1, a primeira fase dele era composta de onze parques, 6 dos quais foram vendidos em um ambiente regulado através do leilão A-5, e outros cinco foram iniciados a construção, que serão destinados para o mercado livre. Parte da energia desses parques já está comercializada. Então esses novos empreendimentos vão assegurar um crescimento de 12,7% na capacidade instalada na companhia, mostrando que a companhia volta a crescer através dos leilões no mercado regulado, mostrando que o nível de preço agora volta a ser compatível com o nível de risco e o retorno requerido pelo investidor. Lembrando que passamos aí alguns anos sem êxito em leilões do governo, principalmente porque o ambiente não apresentava retornos atrativos para o tipo de risco.

Outro ponto de destaque, no 4º trimestre do ano passado, pelo 10º ano consecutivo, as ações da Tractebel integram o ISE, o Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, do qual a companhia faz parte desde a sua criação em 2005. Em dezembro de 2014 a Standard&Poor's reafirmou os ratings da companhia em Triplo A, na escala nacional, mostrando que apesar do ambiente hidrológico ruim, a companhia permanece sólida, com suas finanças em ordem. Na reunião do Conselho, o Conselho de Administração aprovou então a distribuição de 55% de *payout* para o ano de 2014, indicando um pagamento complementar agora, relativo ao resultado de 2014, de R$ 172 milhões, o que significa 0,2636 e um monte de casa decimal por ação.

Vamos passar para o slide 6, não temos nenhuma alteração na estrutura da Companhia, lembrando sempre que fazemos parte do Grupo Suez, controlador com 68,71% da Tractebel Energia, fazemos parte do Novo Mercado, como dissemos, estamos no ISE desde o início, há 10 anos, e retornamos ao IBovespa em janeiro de 2014, completamos um ano de retorno agora em janeiro de 2015.

No slide 7 mostra a nossa composição do portfólio, principalmente baseado em hidroeletricidade, crescendo na parte de complementares, que são usinas eólicas, biomassas, pequenas centrais hidrelétricas, e, de uma certa maneira estados que vem estagnados em termos de eletricidade, o que vai ficar um pouco diferente a partir de agora com a oportunidade do projeto Pampa Sul, que será renomeado Miroel Wolowski no futuro. Nós temos uma política de crescimento com disciplina financeira, e isso caracteriza alguns momentos em que a gente deixou de crescer em capacidade.

Nós não fazemos investimentos para ganhar *market share*, fazemos investimentos para gerar rentabilidade para o nosso acionista.

Passando para o slide 8, nossa liderança entre os geradores privados. Nós somos a maior empresa privada do setor elétrico, com 5,7% da capacidade instalada existente. Entre os privados somos de longe o maior *player*, pretendemos continuar, nós já temos adquirido um crescimento da ordem de 2,3GW, vocês podem ver no gráfico da esquerda. A composição desses 2,3GW basicamente é Pampa com 340MW, Campo Largo com 327MW, Santa Mônica com 97MW, Ferrari com 15MW, e Jirau com 1.500MW. Ou seja, a gente já vislumbra Jirau como potencial projeto a ser adquirido pelo controlador, dentro da sistemática de transferência que vocês já conhecem.

No slide 9 a gente apresenta o portfólio balanceado entre clientes livres e comercializadoras, lembrando que a companhia buscava vender a sua energia existente, energia de usinas que não tinham sido recentemente construídas e tinham acesso ao mercado regulado através de leilões, no mercado livre. Por que isso? Porque a oportunidade de vender no mercado regulado se apresentava sempre às vésperas da necessidade de entrega da energia, gerava uma incerteza com relação ao fluxo de caixa da Companhia, e a empresa preferia, a Companhia preferia ter uma maior previsibilidade do seu fluxo em caixa. Então existia sempre uma busca de venda antecipada da energia para o mercado livre. Com a recente mudança regulatória, com a possibilidade dos leilões A-2, talvez essa possibilidade de vender no mercado regulado com um pouco mais de previsibilidade se apresente. Ainda não sabemos como é que isso vai se operar a partir de agora, mas há a possibilidade, talvez, vendermos energia existente no mercado regulado, desde que o preço seja competitivo.

Passamos para o slide 10, a gente fala da diversificação do nosso portfólio de clientes livres, a Companhia busca uma diversificação entre os diversos segmentos da economia, para evitar um risco específico de algum setor, e a Companhia tem um foco, como eu já disse, grande, em clientes livres. Temos crescido nesse mercado livre. No ano de 2014 nós estávamos apresentando uma quantidade de aproximadamente 1.900MW Médios vendidos, esse ano o nosso portfólio de vendas para clientes livres é da ordem de 2.100MW, 2.095MW. Um crescimento aí aproximadamente de 200MW Médios do ano de 2014 para o ano de 2015.

Passando para o slide 12 a gente comenta um pouco a situação de mercado. O que a gente tem visto é uma dependência cada vez maior do sistema de termoeletricidade, no gráfico da direita vocês veem a demanda cortando a oferta bem alto, nas termoelétricas, na barra termoelétrica, que é a barra laranja, e a gente já identifica essa característica do sistema já desde 2013, quando a gente identifica que mesmo

com uma ENA próxima a 100% da MLT, o sistema já não é mais atendido somente por hidrelétrica. Teria que ter um ano de hidrologia extremamente favorável para que o sistema pudesse ser atendido quase na sua totalidade pelas hidrelétricas. Isso faz com que, obviamente, exista uma pressão para preços mais elevados de energia e uma maior volatilidade também no preço de curto prazo. Em termos de balanço de mercado, no lado esquerdo do slide, nesse gráfico esquerdo, a gente vê que existe alguma sobra estrutural teórica, obviamente essa sobra ela depende da entrada tempestiva dos projetos, e depende também da afluência observada. Nesse ano, por exemplo, obviamente existe uma deficiência de entrega e a gente tem consumido reservatório ao longo dos últimos meses.

Passando para o slide 14, a gente fala especificamente da posição da companhia para o curto e médio prazo. A gente tem uma posição, olhando o gráfico do lado esquerdo, a gente tem uma posição não tão confortável em 2015, mas um pouco já melhor do que no trimestre passado, a gente tem 99MW Médios livres. Junta-se, podemos agregar nesse portfólio ainda o excedente termoelétrico, como a gente tem gerado bastante termoeletricidade, a nossa capacidade comercial das termoelétricas ela é inferior a capacidade de placas, eu sempre gero um pouco mais de energia, que acaba também sendo liquidada a PLD. E temos a usina de William Arjona, que hoje não faz parte do nosso, ela é nossa, mas não tem sido incluída no nosso balanço de energia em função da indefinição com relação ao suprimento de gás, que representa mais ou menos 130MW. Então esse conjunto, de uma certa maneira ele absorve o potencial efeito de GSF que eventualmente tenhamos. Não totalmente, mas ele ameniza um pouco o efeito de GSF. 2016 a gente tem uma posição um pouco mais confortável, temos 397MW Médios, em 2017 começamos a ter quantidades maiores, e isso caracteriza a normalidade das nossas operações. Sempre temos um volume crescente de energia para os anos mais distantes, em função da característica da comercialização nossa, nós comercializamos os contratos entre quatro, seis anos, e os contratos que vão vencendo, nós vamos renovando os contratos com os nossos clientes, e isso tem que ser feito de forma gradual. Essa maneira de comercializar, ela permite que a gente capture aumento de preço, que também se proteja de quedas abruptas de preço em determinados anos. Sabemos que os anos, existe um ciclo de preço, e de certa maneira a gente amortiza esse tipo de preço através dessa forma de comercialização.

No slide 15 a gente apresenta o nosso balanço de energia, talvez a coisa mais importante aí de ressaltar, vocês conhecem bem, esse balanço é feito de forma, essa informação é dada para que os analistas possam modelar os números da companhia no futuro, mas talvez a informação mais importante aqui é efetivamente no ano de 2019, a venda dos novos projetos no leilão de A-5. Vocês podem ver aí que tem 295MW de Pampa, 10MW de Ferrari e 83MW de Campo Largo, somando 388MW de energia vendida nesses leilões. Observa-se também que existe uma atividade de

venda, que a empresa continua vendendo alguma quantidade de energia com preços interessantes, e vendeu ao longo aí dos próximos quatro anos uma quantidade aí por volta de 50MW só no último trimestre.

Falando um pouco de expansão, no slide 17 eu peço para Anamélia, que está aqui conosco, falar sobre Jirau e eu vou retornar nos projetos da Tractebel Energia.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Primeiramente, bom dia a todos. Agradeço a presença de todos vocês. Vou fazer uma atualização sobre o projeto Jirau, como de hábito. É um projeto já bastante conhecido pelo mercado, de 3.750MW de capacidade instalada, dos quais 40% pertencentes à GDF Suez. São 50 unidades no total, de 75MW cada unidade, com energia assegurada total de 2.185MW. 73% dessa energia assegurada foi contratada por meio de PPA's de longo prazo, indexados à inflação, e o saldo da energia disponível foi comercializado com os acionistas, neste caso, 60% da GDF Suez, 20% Chesf e 20% Eletrosul. Nós estamos aguardando ainda discussões, a decisão final em relação à excludente responsabilidade, é uma situação que já se alonga há alguns anos, mas nós estamos aguardando e continuamos negociando e apresentando nossas propostas, baseados nas novas diretrizes e, da mesma forma, no relatório do perito.

As condições de financiamento do projeto são da ordem, financiamento do BNDES, de R$ 9,5 bilhões, a taxa de juros é TJLP mais *spread*, amortização de 20 anos, e o *spread* situado entre 2,1% e 2,6%.

Bom, indo para o slide da página 18, a gente tem uma boa notícia aí para dar, hoje o projeto tem 26 unidades em operação comercial, ou seja, 1.950MW de capacidade instalada sendo injetada no sistema, mais duas unidades sincronizadas, que já estão conectadas ao sistema, o que aumenta essa capacidade para 2.100MW. Outras quatro unidades estão em faz de teste, então a gente vê que está avançando muito em comparação a última divulgação de resultados, nós incluímos doze unidades adicionais na Usina, o que leva a gente já a anunciar que a energia assegurada plena vai ser atingida agora no 2º trimestre de 2015, com a operação da 33ª unidade. De uma forma geral a planta tem apresentado boa *performance* operacional, inclusive a plena capacidade, com boa flexibilidade operacional em vazões diferenciadas. Hoje as 26 unidades estão operando normalmente, despachando e contribuindo bastante para o Sistema Interligado Nacional. As obrigações comerciais com o mercado regulado referentes ao leilão A-5 foram cumpridas em novembro de 2014, e hoje a gente já tem um avanço físico superior a 95%. A primeira fase da margem esquerda está totalmente concluída e nós temos divulgado nos últimos *calls* as opções para criação de valor adicional, além da revisão das perdas hidráulicas com base em nova metodologia, que pode acarretar num ganho de energia adicional, existem outras compensações que

podem ser discutidas com a ANEEL em momento oportuno, como a otimização da curva via montante. Além disso temos outros incentivos fiscais adicionais de longo prazo na região, que viabilizam o projeto.

Como de praxe, no slide 19 eu mostro um pouco o avanço físico da obra, diferentemente do passado, hoje a gente vê com menos clareza esse avanço, a gente vê que a obra já está bastante avançada. Aqui vocês têm uma visão na casa de força, da margem direita, visão ajuzante em outubro de 14 e visão ajuzante em janeiro de 15, já com a ensecadeira tendo sido inundada. Bom, além disso, a casa de força da margem esquerda com a primeira e segunda fase vista ajuzante também, a gente vê que a primeira fase totalmente concluída, com as unidades já em operação e a segunda fase terminando a parte de concretagem, também já bastante avançada.

Passo de novo a palavra para o diretor Sattamini, para continuar sobre os projetos de expansão da Tractebel Energia.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, a gente retoma no slide 20, falando sobre o projeto Pampa Sul, usina a carvão está tendo sua construção iniciada agora no meio do ano, no município de Candiota, no Rio Grande do Sul. Ela utilizará o carvão mineral da jazida também em Candiota, vai ser fornecida através do sistema de correios, nós estaríamos conectando no Sistema Interligado Nacional através da linha de transmissão já existentes, nós vamos, obviamente, ter uma linha curta sobre nossa responsabilidade para conectar nessa linha do sistema. Foram comercializadas então 294,5MW Médios no valor de R$ 201,98 MW/hora, prazo de 25 anos a partir de 1º de janeiro. Isso vai gerar para companhia uma receita fixa anual a partir de 2019 de R$ 473,3 milhões. A obra é prevista para estar pronta no finalzinho de 2018, sendo comissionada para fornecimento ao sistema a partir de 2019. É importante mencionar que essa usina ela é uma usina de 680MW Médios, com duas fases, a primeira fase com 340MW Médios, foi aprovado e vendido, e nós teremos então ainda a possibilidade de em um momento futuro estar disponibilizando mais 340MW Médios para o sistema através de leilões de energia nova.

Na página 21 a gente apresenta o projeto eólico de Campo Largo, já mencionamos, tem uma parte das usinas para o mercado regulado e uma parte para o mercado livre. A parte do mercado regulado foram seis parques, totalizam 82,6MW Médios vendendo energia a R$ 135,47 MW/hora, total de 20 anos também, entregue a partir de janeiro de 2019. E completando o complexo nós temos mais cinco parques com 148,5MW instalados, aproximadamente 70MW Médios, e a totalidade então dessa primeira fase de Campo Largo é de 326,7MW instalados, 150MW Médios. Esses parques que venderam, seis parques que venderam no leilão regulado vão gerar R$

95,8 milhões de receita fixa e eles têm fornecimento de aerogeradores da Alstom, investimento de aproximadamente R$ 1,7 bilhão.

Passamos então para a página 22, o complexo eólico de Santa Mônica, são quatro novos parques, eles são próximos aos parques de Trairi, estão fazendo um *cluster* também de oito parques na mesma região, eles estão direcionados para o mercado livre, já tinham sido aprovados desde o ano passado, nosso início de construção, para atender a demanda de clientes especiais que temos na companhia. É um mercado crescente, mercado de energia não convencional renovável para atender aqueles clientes que são clientes que tem a possibilidade de reduzir sua tarifa fio e só podem comprar de fontes renováveis não convencionais.

Na página 23 a gente fala um pouco de Ferrari, Ferrari é um projeto, na verdade, que nós adquirimos no ano passado, é um projeto que tem uma capacidade instalada hoje de 65,5MW, está operacional com 23,2MW Médios de fornecimento ao sistema, mas nós estamos fazendo a expansão, nós vamos agregar aí, 15MW instalados, que vão gerar 12,4MW Médios. Essa usina já começa, essa expansão da usina já começa a gerar, a partir agora, de meados de 2015, mas nós vendemos parte da energia da usina no leilão, que também integrará a partir de 1º de janeiro de 2019, em um contrato de 25 anos, em torno de R$ 202,00 MW/hora.

Nós ainda temos uma *pipeline* de projetos, vocês podem ver na página 24, nós temos um Complexo Eólico Santo Agostinho, com aproximadamente 600MW de capacidade instalada no Rio Grande do Norte. Temos a 2ª fase de Campo Largo com mais 300MW também ali na Bahia, temos a UTE Norte-Catarinense, com capacidade instalada de 600MW, capacidade comercial de 400MW Médios, combustível gás natural, obviamente precisa equalizar a questão do combustível, e temos aí a 2ª fase de Pampa Sul. Esses são os projetos que a gente tem de forma a implementar mais rapidamente, são projetos já em nível de maturação, e nós temos, obviamente, vários outros ainda em nível de maturidade mais baixa. A gente passa então para discutir o desempenho financeiro da companhia em 2014.

Na página 26, a gente sempre mostra os principais agregados financeiros em uma visão multianual. A gente vê que, apesar da receita vir subindo a 14,4% ao ano desde 2011, o EBITDA e o Lucro Líquido têm sofrido e, respectivamente, baixado 1,2% e 1,5% ao ano acumulado. Isso é fruto, obviamente, da dificuldade que a gente vem sentindo no setor nos últimos anos, e que a gente espera que modifique à medida que a hidrologia se estabilize e que as mudanças regulatórias que venham atender aos interesses dos investidores elas venham a acontecer.

Passando para o slide 27 a gente fala um pouco sobre a Receita Líquida, nós já mencionamos algumas coisas sobre ela no início da apresentação. Nós tivemos a Receita Líquida de vendas subindo 16,2%, R$ 5,5 bilhões para R$ 6,5 bilhões,

aproximadamente. Principais fatores, o aumento do preço médio nos contratos da companhia, o aumento do volume de vendas, as operações de curto prazo, principalmente em função do PLD da ordem de R$ 743,00 por MW/hora médios no ano, alavancaram as operações de curto prazo. Aqui tem um elemento importante, a recuperação de receitas na CCEE. O que é isso? Isso é um componente de recuperação das perdas de interrupção de negócios do sinistro das máquinas de Jorge Lacerda A e B, que ocorreram em junho do ano passado, e como nós temos um seguro de interrupção de negócio, nós registramos o direito a receber da seguradora para que isso não causasse impacto de perda no nosso balanço. É importante dizer que a gente registrou aproximadamente uns R$ 240 milhões já em 2014, parte na receita, parte na despesa, parte por recuperação da receita, parte por recomposição de despesa, e desses R$ 240 milhões a gente já recebeu R$ 200 milhões de adiantamento da seguradora, mostrando que a regulação do *claim* anda de acordo com a nossa expectativa e a gente imagina que até o final do 2º trimestre a gente tenha já o sinistro regulado e todos os recursos já recebidos. É um procedimento normal esse registro de forma a não distorcer os números da companhia no final do ano passado.

No slide 28 a gente tem a evolução do EBITDA. O EBITDA também com seu *bridge* mostrando aí que a gente teve uma involução do EBITDA de R$ 3.043 milhões para um EBITDA de R$ 2.895 milhões. Os principais efeitos são operação de R$ 570 milhões, a gente teve a questão da recuperação das receitas e custos com R$ 243 milhões, como a gente mencionou, R$ 160 milhões estavam na receita, e R$ 83 milhões no custo, isso é a questão de seguro. Tivemos alguns efeitos não recorrentes importantes de serem mencionados, a gente reverteu a provisão feita no ano passado para CNPE 03, nós obtivemos aí vitórias na Justiça e alteração na percepção nossa do risco da ação que as empresas têm contra a CNPE 03. Nós tivemos também uma reversão da provisão da TUST, uma questão que nós tínhamos também contra o sistema relativo a TUST da Ponte de Pedra. Nós tivemos também, obtivemos no início do ano uma vitória nessa questão inicial, e os advogados então reverteram, modificaram a visão de risco com relação a essa causa. Isso também fez com que nós revertêssemos o valor provisionado já em alguns anos anteriores. Nós tivemos R$ 55 milhões na decadência de uma questão que nós tínhamos de cobrança com uma empresa, e essa cobrança, a partir de cinco anos, ela não sendo feita, a gente mantinha isso no nosso balanço como uma obrigação pagar, mas essa cobrança não acontecendo por mais de cinco anos, o Código Civil prevê a decadência dessa obrigação. Bom, esses foram efeitos não recorrentes, então, se a gente não tivesse esses efeitos recorrentes, talvez a queda no nosso EBITDA não seria só de 4,8%, seria de 13,1%. A gente menciona isso no nosso *release* com bastante detalhe. É importante mencionar, como a gente falou no início da apresentação, se vocês olharem o gráfico de composição do EBITDA por trimestre, o 1º e o 2º trimestre deram uma contribuição muito pequena, 34% do total do EBITDA e a recuperação se deu no 2º semestre, principalmente em função da nossa estratégia

de alocação. Lembramos que a dificuldade que a gente tem às vezes de comparar trimestre a trimestre, porque ele é influenciado por uma série de fatores que podem distorcer essa margem.

Na página 29 a gente fala de evolução de Lucro Líquido da Companhia. O Lucro Líquido passou de R$ 1,437 bilhão para R$ 1,383 bilhão, uma redução de 3,7%. Os eventos não recorrentes voltam a aparecer aqui, a gente tem um primeiro bloco, de R$ 179 milhões, que são aqueles mesmo efeitos que afetaram o EBITDA, são os efeitos menos o imposto de renda. Nós temos, em relação ao ano anterior, R$ 48 milhões, de Charqueadas, foi um *impairment* que foi feito em 2013, em Charqueadas. Lançamos a perda, o valor não recuperável que estava no ativo da Usina de Charqueadas, e nós temos também fator positivo, ou seja, a reversão da decadência também de créditos da mesma causa que gerou no EBITDA, mais correção monetária dessa causa que veio a afetar só o resultado financeiro então. Além desses não recorrentes nós tivemos não recorrentes que aconteceram no ano passado, que vieram a abaixar a comparação entre os dois anos, 2013, 2014, porque tivemos R$ 19 milhões aí perdendo ação judicial no ano de 2013, que não ocorreu em 2014, obviamente. E também um ganho em 2013 da antecipação da dívida com a Secretaria do Tesouro Nacional, nós já mencionamos isso em anos anteriores, tivemos aqui um ganho líquido de R$ 32 milhões. Ou seja, se a gente compor todos esses não recorrentes e recompor o resultado de 2013, 2014, ao invés de ter uma redução de 3,7% no resultado de 2014, nós teríamos uma redução de 17,7%. Teve uma redução bastante significativa, e cujo principal efeito a gente gosta de mencionar, foi efetivamente a hidrologia e o impacto do GSF.

A gente vai então para a página 30, falar um pouco de endividamento. A gente está com um endividamento bruto um pouco mais alto, isso foi em função da nossa decisão de no final do ano passado tomar algumas operações, que a gente chama de 4131, são empréstimos externos que a gente "*swapa*" para o CDI, vocês já estão acostumados, tem nos financiado no curto prazo nesse tipo de operação. Como a companhia tem um crédito muito bom, um Triple A, normalmente a gente consegue captar em prazos aí entre um e três anos, crédito abaixo do CDI. Em todas as operações, nós fizemos três operações, quatro operações pequenas, totalizaram um trimestre, no quarto trimestre, US 280 milhões, todas elas abaixo do CDI, entre 96% e 99% do CDI. Por que é que nós fizemos isso? Nós tínhamos uma preocupação de como seria o ano de 2015, nós gostaríamos de entrar o ano com o caixa um pouco mais robusto. Então, apesar da nossa dívida total ter subido do trimestre anterior para esse trimestre, nós tivemos uma redução na dívida líquida. A dívida líquida no 3º trimestre era de R$ 2,580 bilhões, e ela caiu R$ 342 milhões, para R$ 2,238 bilhões. É importante também mostrar que o indicador Dívida Líquida/EBITDA, que é o indicador que está em laranja, ele está comportado ali por volta de 1.7x, 1.8x o EBITDA, em que pese ter havido uma redução

do EBITDA substancial do ano passado para esse ano. 4,8%, em termos nominais, é uma redução substancial.

No slide 31 a gente tem aí a composição da dívida líquida, como é que ela evoluiu. Ela passou de R$ 2,580 bilhões, para R$ 2,238 bilhões, como a gente já mencionou. Principais elementos: pagamentos de dividendos que ocorreram, o imposto de renda e contribuição social, investimentos, e uma série de elementos que vieram a contribuir para essa redução da dívida líquida da ordem de 3,3%.

No slide 32 a composição dessa dívida, perfil e composição, a dívida hoje é 100% atrelada à moeda local, talvez a observação é que nós temos empréstimos em moeda estrangeira, mas eles são *swapados* para o CDI pelas mesmas contrapartes que nos emprestam. Então o *hedge* é efetivamente um *hedge* perfeito, então nos permite dizer que a dívida está na sua totalidade, em reais, moeda local. O perfil, nós temos um perfil confortável, com exceção, obviamente, a essas operações de mais curto prazo que estão ocorrendo, que ocorreram em 2014, e que vencem em 2016, mas em 2016 provavelmente é um momento mais adequado, o mercado já é um pouco mais tranquilo em termos de ajustes ficais, etc., para que a gente possa então alongar um pouco o perfil dessa dívida através da captação de recursos de longo prazo e para os investimentos que serão feitos. Lembrando que uma das razões que nos fez tomar o recurso no final do ano foi necessidade de arcar já em 2015 com os primeiros compromissos dos novos projetos que nós ganhamos e temos a obrigação de construir para entregar energia a partir de 2019. Na composição dos endividamentos em moeda local nós tivemos um aumento na parcela dependente do CDI, indexada ao CDI, e uma redução na parcela do TJLP. São os dois movimentos mais significativos. Tivemos um pequeno aumento na parcela de IPCA, que foi basicamente a debênture de infraestrutura que foi captada em dezembro do ano passado. Foi uma emissão de 10 anos, onde nós pagamos, vamos pagar aos investidores a NTNB “careca”, ou seja, nós vamos pagar o mesmo custo que o Tesouro, sem nenhum *spread*.

No slide 33 a nossa expectativa de investimentos, o nosso Capex. No ano de 2014 nós temos R$ 619 milhões de investimentos. O principal, a gente teve uma parte grande com relação a aquisição da UTE Ferrari, que foi feita no ano passado, e uma parte de operação e manutenção, o Capex de operação e manutenção. Nós estamos passando por uma fase de modernização de algumas usinas, essa modernização vem não só para atender necessidades operacionais eventuais, como a gente tinha o efeito Corona em alguns geradores, mas também visando a melhoria operacional. Então, por exemplo, uma obra que está sendo feita em Salto Santiago vai possibilitar um aumento de 24,5MW Médio na Usina após o seu término. À medida que as turbinas sejam modernizadas, cada turbina vai contribuir com um pedacinho, no conjunto total a Usina vai aumentar a sua capacidade em 24,5MW Médios. Então, investimentos que a gente vai ver um pouco mais altos aí ao longo de 2015, 2016 e 2017, em O&M, da

ordem de R$ 300 milhões médios, eles compõem não só daqueles tradicionais Capex de manutenção que têm que ser feitos, as bombas que tem que ser trocadas, trocadores de calor, coisas normais que tem vida útil menor do que uma usina como um todo, precisam ser investidos, mas também investimentos em máquinas como geradores e turbinas, que são investimentos de mais longo prazo, que trazem benefícios também de aumento de receita, capacidade financeira. Então nós temos em 2015, R$ 963 milhões de Capex previsto, uma boa parte em O&M dessa ordem, que é R$ 380 milhões. Nós temos já os investimentos na Pampa Sul na ordem de R$ 360 milhões, temos Santa Mônica, que fica pronta em 2016, então tem uma boa parte de investimentos, R$ 250 milhões a serem investidos em 2015, e aí vem Ferrari e Campo Largo com valores um pouco menores, na ordem de R$ 40 milhões cada um. 2016 nós continuamos com os investimentos normais: Pampa Sul, Campo Largo, Santa Mônica, e tem aquele componente que a gente imagina que aconteça, e que é aquela parcela do lucro de 2010 que nós retivemos para aquisição Jirau sendo aplicada na compra de Jirau em 2016. Se, obviamente, se a gente tiver a GDF Suez trazendo o projeto para ser discutido no Conselho de Administração da Companhia, montado o Comitê de Partes Relacionadas, e obviamente isso deve acontecer, imaginamos nós, depois que a questão do excludente de responsabilidade estiver bem endereçado.

Vamos para o slide 34, normalmente o último slide da nossa apresentação aqui, vamos falar um pouco sobre a política de dividendos, lembrando que a nossa política mínima estatutária é 30%, a gente tem um compromisso com o mercado de pagar no mínimo 55%, a gente tem tido isso como uma obrigação, apesar de isso não ser uma obrigação formal, e a gente vinha pagando 100% de dividendos, em função da volatilidade e da indefinição do ano de 2015, da questão hidrológica, da situação de estarmos investindo nesse ano, do mercado estar passando por um ajuste fiscal, taxas elevadas, a gente optou, prudentemente, por não efetuar o pagamento em 100%, retornando a 55%, que é o que a gente considera o mínimo justificável perante os acionistas, mas nada impede que essa situação se normalize e a gente possa voltar a pagar os 100% de dividendos. Lembrando sempre, que em momentos de crescimento nós reduzimos um pouco o *payout*. Então era essa a apresentação que nós teríamos para vocês, e imagino que a gente agora passe para perguntas e respostas.

Operadora:

*Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2 (*2). Nossa primeira pergunta,* Marcos Severini – JPMorgan.

Marcos Severini – JPMorgan:

Bom dia, pessoal, bom dia, Sattamini. A primeira questão que eu tenho é em relação ao Projeto Pampa, que vocês tiveram sucesso no último leilão e a gente observou recentemente aí a ANEEL levando o preço teto para diversos projetos, inclusive para termoelétrica, um novo preço teto aí anunciado ontem na faixa de R$ 281,00. Se eu não estou enganado, quer dizer, naquele último leilão a remuneração fixa de vocês ficou em torno de R$ 170,00. Então se a gente considerar as mesmas variáveis a gente enxerga aqui uma remuneração fixa na faixa de R$ 240,00 por MW/hora, R$ 245,00 por MW/hora se as tuas variáveis Cop/Sep permanecerem as mesmas. Isso aqui pode significar um cenário de retorno bastante interessante para vocês uma vez que vocês têm a 2ª fase de Pampa Sul. A minha pergunta aqui é: existe alguma diferença significativa em termos de Capex indicado lá na primeira fase, aqueles R$ 1,8 bilhão, ou não? E como você imagina que, digamos assim, o *funding* para esse projeto, tanto de Pampa Sul fase 1 quanto a fase 2? Uma outra coisa que eu queria explorar um pouquinho, Sattamini, se você me permite, é em relação à tua carteira de projetos. Você tem ainda mais eólicas, no total são 900MW, a gente viu também o governo elevando o preço teto para R$ 179,00 no leilão de reserva. Como é que está o teu apetite, como é que está o mercado de turbinas? Eu tenho visto que está muito apertado. Você está imaginando algum aumento de Capex em função disso? O que você imagina aí de desempenho para esse leilão? E a terceira questão, não sei se você tem alguma informação adicional sobre essa Térmica Norte-Catarinense, 600MW que você colocou. Assim, você já tem alguma coisa pronta sobre contrato de suprimento de combustível? Você acha que daria para participar dentro desse leilão agora, ou talvez esse projeto vai escorregar um pouquinho mais? Basicamente assim, porque eu tenho visto a taxa interna de retorno, mesmo assumindo, a situação de financiamento melhorando muito, eu acho, para mim, na minha visão, pelo menos, essa talvez seja uma oportunidade para quem tem projeto poder estar desenvolvendo projetos com TIR aí bem mais elevada do que a gente vinha observando aí nos últimos 10 anos. São essas questões. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Vamos lá. Vamos tentar responder. Primeiro, a questão do carvão, você perguntou se existe uma alteração substancial de Capex. Eu diria para você que sim. Se você olhar que um projeto nosso de Pampa tinha aproximadamente 50% de custo em moeda estrangeira, lembrando que nós tivemos um *hedge* perfeito ali, no mesmo dia que nós saímos vencedores do leilão, ou seja, 10:30 nós tivemos a notícia, 14:30 nós já tínhamos fechado o *hedge* de toda parte importada, tanto para Pampa quanto para Campo Largo. Decisão extremamente acertada se a gente olhar a trajetória, mas a gente teve aí, de lá para cá, uma elevação do dólar de R$ 2,50 para R$ 3,30, ou seja, a gente teve uma elevação aí de 30%, 30% e poucos no dólar. Então isso significa que eu teria 30%, sobre metade, é 15% no mínimo de aumento advindo aí só da variação

cambial. Então isso você tem que levar em consideração do lado Capex. Do lado custo ainda é indefinido, a gente ainda não sabe, os projetos que a gente já ganhou a gente sabe qual é a postura do BNDES, a política operacional ainda não mudou, mas eu não sei se o BNDES vai financiar nas mesmas proporções. Então, talvez esses preços tetos mais altos tenham alguma relação também não só com o aumento do Capex em função dos componentes importados, no caso de térmicas certamente terá, no caso de eólica certamente terá. Mas também a questão da mudança do custo ponderado de capital. Nossa carteira, como você mencionou, tem muita eólica sim, a gente vê hoje o mercado mais apertado de aerogeradores, isso é uma verdade. Obviamente isso transfere um pouco da margem para o fabricante de aerogeradores, não sei até quando, não sei, também dependendo do poder de barganha da contraparte, lembrando que nós somos um *player* mundial, nós somos clientes dos principais fornecedores não só de aerogeradores no mundo inteiro, mas também de hidrogeradores, de termogeradores, por exemplo, de uma Alstom. Ela está presente aí conosco em vários lugares do mundo e em várias fontes de energia. Então, de uma certa maneira também isso pode nos trazer também alguma vantagem competitiva na hora de negociar um conjunto de equipamentos. No caso da Termo Norte-Catarinense, o projeto ele existe, ele, obviamente a gente tem uma restrição principal, que é a questão do fornecimento do combustível, por isso que ele não está no *pipeline* assim como uma possibilidade mais concreta. Hoje a gente só veria a possibilidade de fazer alguma coisa em termos de LMG, mas aí também interfere em outras coisas, na infraestrutura de regaseificação, os contratos de longo prazo de contas LMG, então são coisas que ainda não tem um tratamento adequado, ou a gente ainda não tinha encontrado a equação adequada. Tem, obviamente, um interesse crescente nosso, nós somos o maior *player* de energia da bacia do Atlântico, proprietários de terminais em vários lugares, e temos uma posição bastante interessante para eventualmente explorar essa possibilidade, mas as condições elas têm que ser um pouco mais bem definidas, hoje a gente ainda tem muitas incertezas com relação a exploração dessa infraestrutura, de uma amenização do poder excessivo de mercado que tem um player forte de gás no país, que às vezes inibem um pouco a iniciativa de terceiros para entrada nesse mercado.

Marcos Severini – JPMorgan:
Só para confirmar, o BNDES esses dias anunciou, ele está financiando 50%, então nessas simulações que eu rodei, enfim, estava considerando 46% e debêntures de infraestrutura mais cara também. Mas assim mesmo assumindo, a diferença de TIR de Pampa 1 para Pampa 2, esse aumento pode ser bem alto. Obrigado, Sattamini.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Obrigado você, Severini.

Operadora:
Nossa próxima pergunta, Vinícius Tsubone – UBS.

Vinícius Tsubone – UBS:
Oi. Bom dia. Obrigado pelo *call*. No *press release* vocês indicam que talvez poderiam passar a deixar uma maior quantidade de energia descontratada para absorver maiores impactos com *déficits* de GSF. Qual seria esse nível, e também, se possível, vocês poderiam nos dar uma cor em relação a sazonalização de energia ao longo desse ano de 2015? Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Desculpa, essa segunda pergunta. Vamos lá, primeira pergunta ela é uma pergunta difícil de responder no momento. Ela vai depender de como é que o governo vai tratar o GSF daqui para frente. Obviamente, se a gente tiver algum tipo de limitação a minha reserva pode ser de acordo com essa limitação de risco em geradores. Se não houver, essa reserva também vai depender da percepção da empresa do risco para os anos seguintes, da composição da matriz e do risco para frente. Normalmente a gente já deixa quantidades crescentes para anos mais futuros, mas, se você imaginar que você pode ter uma tendência de ter GSF's permanentes agora, essa reserva tende a aumentar. Então eu te dei meia resposta, não consigo te dar uma resposta completa porque tem muitas variáveis que influenciam nessa resposta. A segunda questão, a sazonalização, a gente não fala como a gente sazonalizou. É uma questão comercial e a gente normalmente não dá nenhuma informação, vocês vão percebendo no decorrer do ano como é que a gente acabou se posicionando.

Vinícius Tsubone – UBS:
Está ok. Obrigado.

Operadora:
Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1). Nossa próxima pergunta, Vinícius Canheu - Credit Suisse:

Vinícius Canheu - Credit Suisse:
Oi, Sattamini. Você comentou aí sobre crescimento no *call* já, todas essas oportunidades em leilões que tem esse ano, e também Jirau, que em algum momento deve vir a ser discutido. Mas a gente acompanha também que tem possibilidade de vários outros ativos disponíveis no mercado para parte de M&A. Sobra apetite, balanço, para outros ativos que não esses em leilão ou Jirau, que esteja na mão aí de outros operadores ou alguns outros players com disposição a geração setor elétrico no Brasil para esse ano?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Sim. Você sabe que a Tractebel e a Suez elas olham todas as oportunidades de *brownfield*, de mercado *new building*, mercado secundário de ativos que aparecem no mercado. Tem muita oportunidade, esse ano está especialmente fértil nessas oportunidades, e a gente está olhando. Então é possível que aconteça alguma coisa. Não sei se, nós temos uma postura também, como você sabe, bastante conservadora, e geralmente a gente acaba sendo *out bidder* por outros competidores. Mas a gente tem apetite, olha, e se o ativo tiver um retorno justificável a gente deve sim participar, e eventualmente comprar. Questão de espaço no balanço, a gente tem uma alavancagem baixa ainda e a gente tem espaço de balanço sim para fazer aquisição. E no momento que não tiver, se for uma aquisição de tamanho muito grande, nada impede da gente convencer o nosso investidor de que é uma boa possibilidade para a Companhia, uma boa oportunidade, e que a gente possa fazer algum tipo de aumento de capital.

Vinícius Canheu - Credit Suisse:
Está bom. Legal. Obrigado.

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 para as considerações finais. Por favor, senhor Eduardo, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Eu queria agradecer a presença de todos. Espero que esse ano se configure de uma forma um pouco mais amena, que a gente volte a ter uma hidrologia melhor e expectativas que não deixem uma ressaca para 2016, e que de certa maneira a gente possa conseguir levar a mensagem de que o investidor, principalmente o investidor em energia elétrica, ele é o investidor em ativos intensivos de capital, e que ele precisa, efetivamente gerar caixa para rentabilizar os seus investimentos. Que a gente consiga levar essa mensagem de tal forma que a gente convença, e que o governo dê um tratamento ao GSF adequado, e continue nos mantendo motivados a investir no país. Obrigado a todos.

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