TRACTEBEL ENERGIA S/A
Resultados do Quarto Trimestre de 2008
16 de Março de 2009 – 09h30 – 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 todos bem-vindos à teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre de 2008, bem como de todo o ano de 2008.

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 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, no Rio de Janeiro, está o senhor Manoel Arlindo Zaroni Torres, Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, em exercício. Inicialmente, o Sr. Zaroni comentará o desempenho da Tractebel no quarto trimestre e no ano de 2008. Logo após estará respondendo às questões que eventualmente sejam formuladas.

Agora, eu passo a palavra ao Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres. Por favor, pode prosseguir.

Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres: Bom dia a todos! É com satisfação que vamos apresentar os resultados.

Vamos começar pelo crescimento da Empresa - estou falando do slide número 5. Nós, este ano, tivemos a usina de São Salvador que ficou pronta, e fizemos a aquisição de Ponte de Pedra, com 176 MW de capacidade instalada. Além disso, adquirimos as PCHs de Rondonópolis e José Gelazio, com 27 MW e 24 MW respectivamente, e adquirimos o projeto Econergy, e tem operação o parque eólio de Beberibe com 26 MW, e Pedra do Sal com 18MW.

Além disso, está em construção a PCH de Areia Branca, em Minas Gerais, com 20 MW. O Projeto Andrade, biomassa, bagaço de cana, que foi vendido no Leilão de Energia de Reserva, já começamos a obra. E a Usina de Estreito que está em construção e deve ser transferida para a Tractebel até o final do ano.

O slide 6 mostra o panorama geral do setor elétrico. A Tractebel continua sendo de longe a maior empresa privada do setor elétrico, hoje com 6,4 GW de potência instalada e se posicionando para ser um agente de consolidação no setor brasileiro.

O slide número 7 mostra a evolução do nosso portfólio por tipo de cliente, mercado livre e mercado regulado, onde a gente observa uma tendência de aumentar a participação no mercado regulado. Embora nós tenhamos uma meta de ter 50% no mercado regulado e 50% no mercado livre, eu entendo que no limite vai ser 30%/70%, por quê? Porque as novas concessões, as novas usinas, têm sido licitadas com 30% para o mercado livre e 70% para o mercado regulado. E o próprio mercado

representa 30% e 70%. Então a tendência é que, no limite, a gente chegue a alguma coisa desse tipo.

O slide número 9 mostra a oferta em relação ao mercado e o comportamento do PLD, ou mercado *spot*. Isso mostra que nós tivemos um período que havia uma sobra de energia expressiva e uma tendência de preço mais baixo, depois com a crise do gás, em 2005, tivemos uma grande entrada de usinas térmicas em 2006, 2007 e 2008, quando o sistema estava "apertado", com pouca oferta, e há uma tendência natural de aumento do PLD médio no ano. Há uma perspectiva de, portanto, elevação nos preços de curto prazo. Nós estamos ainda no mês de março e o preço já está em torno de R$ 108/MWh / R$ 109/MWh para essa semana.

O slide número 11 mostra a evolução das "não vendas" da Tractebel Energia, que mostra que a nossa estratégia de ir contratando aos poucos, deixando alguma energia no longo prazo.

Por exemplo, no gráfico da direita, em 2012, nós tínhamos, em 31 de dezembro de 2006, 38,0% do nosso portfólio livre, em dezembro de 2007, 17,9%, e em dezembro de 2008, 9,2%. Inclusive essa reserva compõe: uma reserva para risco hidrológico; e uma reserva para usinas térmicas, que têm o custo variado elevado. E à medida que a gente vai aproximando, tendo possibilidade de ter uma percepção melhor, a gente vai vendendo.

No slide número 12 eu tenho a nossa posição em 31 de dezembro de 2008. Eu observo que nós tivemos uma redução nas compras para revenda. Essa redução se dá aos contratos de opção que nós tínhamos com a CST e CSA - houve uma redução das compras. E ainda nós incluímos nessa tabela as energias do Proinfa: 47 MW médios em 2009, 53 MW médios em 2010, e assim por diante.

Com isso, o que estava nas vendas bilaterais passou a fazer parte do portfólio como um ambiente regulado, inclusive o Leilão de Reserva em 2010. Podemos ainda observar que no quarto trimestre de 2008 tivemos vendas adicionais de 173 MW médios para 2011, 86 MW médios para 2012, 22 MW médios para 2013, todas com preço mínimo de R$ 135,0/MWh.

É importante ainda ressaltar e chamar a atenção de que o preço médio de compra é maior que o preço médio de venda – R$ 107/MWh versus R$ 102/MWh. Isso foi uma decisão tomada no passado, que essa compra permitiu que a gente vendesse esses 493 MW no leilão de 2006 de energia botox. Esses 493 MW foram vendidos por 30 anos, a um preço, equivalente de hoje, R$ 143,9/MWh.

Bom, antes que venha a pergunta, eu queria falar que o mercado livre, com a crise, baixou alguma coisa. Outubro de 2007 versus outubro de 2008, a nossa variação no mercado livre era mais ou menos 4%. Novembro de 2008 caiu 7,3%. Dezembro de 2008, 17,9%. Janeiro de 2009, 13,5%.

Então, consistentemente, nós temos o quê? Nós temos em torno de 1.100 MW vendido para clientes livres, e a nossa redução média prevista para o ano, com os contratos que nós estamos renegociando, e com o menor consumo, é em torno de 10%, ou seja, 110 MW médios, dos quais nós já revendemos, nesse último Leilão de Ajuste, 45 MW, a um preço de R$ 145,77/MWh, significativamente maior que o preço médio dos nossos contratos no ambiente livre. E o restante nós vamos esperar para ver, vamos acompanhar.

Quanto ao crescimento, no slide 14, mostra a Usina de Estreito, que ainda é da Suez. Tivemos alguns percalços na construção com a empreiteira que não estava performando, e tivemos que fazer um ajuste no investimento para R$ 1.361 milhões, mas agora está em bom andamento, e deve entrar em operação até o final de 2010. Essa usina, vale lembrar, foi vendida no Leilão A-5, com entrega a partir de 2012.

Slide 15 é o projeto vendido para o Leilão de Reserva, parceria com Açúcar Guarani, 33 MW de capacidade instalada, investimento de R$ 95 milhões, e início de operação em 2010. Essa usina de biomassa foi vendida a R$ 158,11/MWh no primeiro Leilão de Energia de Reserva, e já começou a construção.

Slide 16 é o Projeto Seival, o Projeto Pampa. Ele está, digamos assim, na espera das decisões regulatórias que permitirão avançar o projeto. Nós já conseguimos a licença, já temos o terreno, então eu creio que não vamos começá-lo esse ano, mais uma razão que eu acho que vai demorar um pouco a solução dos problemas.

Slide 17 mostra os projetos que nós adquirimos da Econergy em dezembro de 2008. A Econergy foi adquirida pela GDF Suez, e os ativos no Brasil foram transferidos para a Tractebel Energia. São eles: (i) Usina Eólica de Beberibe, no Ceará, 25,6 MW, já em operação; (ii) PCH Areia Branca, em fase final de construção, para junho; e (iii) Usina Eólica de Pedra do Sal, no Piauí, com 18 MW, foi inaugurada em fevereiro desse ano, está em operação primeiro.

Aqui cabe, no slide 18, uma explicação sobre o preço pago e quanto que foi o ágio pago à Suez pela Tractebel Energia. A GDF Suez adquiriu na Bolsa de Londres, no mercado secundário, em 2008, os ativos da Econergy por R$ 140 milhões, dentre os quais os ativos mais importantes eram esses três projetos no Brasil que, na avaliação feita, valia R$ 110 milhões. Nesse intervalo entre junho e dezembro, a GDF Suez capitalizou na Econergy R$ 80 milhões para fazer frente ao avanço desses projetos, perfazendo um total de R$ 190 milhões nos três ativos.

A aquisição da Tractebel Energia da GDF Suez foi por R$ 200 milhões, portanto, R$ 10 milhões de ágio, equivalente a 5% do valor de transferência que, no meu modo de ver, é justificado pelos riscos de construção, (lembrando que Pedra do Sal estava atrasada, Beberibe também, e o contrato do Proinfa começava em janeiro), e também os riscos comerciais assumidos pela GDF Suez.

Vamos falar agora um pouco do desempenho financeiro. O slide 20 mostra a eficiência da administração e as estratégias de contratação. Embora tenha diminuído nosso portfólio, por decisão governamental, a nossa receita líquida cresceu 14,6% na média composta ao ano dos últimos quatro anos. E do ano passado para esse ano, 2007 para 2008, cresceu 13,1%, indo de R$ 3.043 milhões para R$ 3.441 milhões.

O Ebitda também cresceu significativamente, 14,5% na média, e 17,5% do ano de 2007 para o ano de 2008. Eu vou explicar mais adiante as razões desse crescimento, mas eu já adianto que é em função da CCEE, resultado na Câmara de Comércio de Energia, resultado das aquisições de usinas em operação, como o caso de Ponte de Pedra, e ainda uma receita de PIS/COFINS não recorrente. E não está errado, é coincidência, o lucro líquido cresceu no longo prazo e também de 2007 para 2008 em torno de 6,6% na média e ao ano. E se eu tirar os efeitos não recorrentes de 2007 e de 2008, o lucro líquido teria crescido de 13,2% entre 2007 e 2008, ou seja, o lucro líquido de 2008 é R$ 1.115 milhões.

Passando para o slide 21, essa escada aí que sobe e desce é para mostrar como que nós saímos de uma receita líquida em 2007 de R$ 3.365 milhões para R$ 3.834 milhões. Os principais números:

- na CCEE um resultado excelente, R$ 257 milhões. O resultado da CCEE, como um todo, depende do MRE por usina, dos encargos de serviço e sistema de geração de energia reativa, de geração fora da ordem de mérito das usinas térmicas, da diferença de preço de submercados, que pode ser positiva ou negativa, da substituição térmica, ou seja, da alocação de energia livre que a gente às vezes compra para compor o portfólio, o lastro para a estratégia de alocação do ano seguinte, e não vende, liquida na CCEE. Então esse número de R$ 257 milhões é a composição de tudo isso;

- na exportação, a gente exportou menos 108 MW médios em relação a 2007, portanto, não tivemos a mesma receita que tivemos em 2007;

- R$ 98 milhões referente à Ponte de Pedra;

- R$ 467 milhões referente ao aumento de 15% no preço médio de venda;

- nós tivemos o volume, logo em seguida, que caiu de R$ 204 milhões, ou seja, isso é o efeito de uma redução do portfólio em 250 MW, equivalente a 6,5% do portfólio total. Para ter idéia, só a Portaria 303 foram 160 MW reduzidos no nosso portfólio; e

- outros R$ 14 milhões, dando um total de R$ 3.834 milhões.

O slide seguinte mostra o efeito dessas variações no Ebitda. Então, nós temos aqui um Ebitda em 2007 de R$ 1.856 milhões, e temos um Ebitda de R$ 2.180 milhões em 2008.

Como que nós saímos de um número e chegamos ao outro? Nós tivemos um crescimento de Ebitda, em função da CCEE, de R$ 296 milhões. Então você pode achar estranho ter um aumento na receita operacional de R$ 257 milhões e um aumento de Ebitda maior.

Eu também estranhei a primeira vez que vi isso, mas a explicação é simples: em 2007, contando os doze meses de liquidação na CCEE, nós tivemos dois meses com receita e dez meses com despesa. Em 2008, nós tivemos nove meses de receita e três meses de despesa, ou seja, a nossa despesa diminuiu e a nossa receita aumentou, por isso que dá esse Ebitda de R$ 296 milhões.

A exportação é conseqüência, reduziu. Ebitda referente à Ponte de Pedra. Nós temos PIS/COFINS, R$ 76 milhões, não recorrente, só vale para esse ano. E R$ 60 milhões são aumentos de gastos de pessoal, material, serviço e outros.

Indo para o slide número 23, como que isso se reflete no lucro líquido, que passou de R$ 1.046 milhões para R$ 1.115 milhões? R$ 195 milhões na CCEE, menos R$ 36 milhões na exportação, mais R$ 50 milhões no PIS/COFINS, menos R$ 59 milhões de operações diversas. A variação cambial entre 31 de dezembro de 2007 e 31 de dezembro de 2008, nos deu uma diminuição do resultado de R$ 75 milhões e R$ 6 milhões, outras coisas.

O slide 24, nós já passamos por quase todos eles, são os *drivers* financeiros do trimestre, comparando o quarto trimestre com o quarto trimestre de 2007. Cabe observar diminuição do portfólio e aumento no preço de vendas. Eu chamo a atenção aqui para a margem Ebitda – a margem Ebitda diminuiu em relação ao quarto trimestre de 2007, principalmente em função das compras de terceiros que nós tivemos que fazer para arranjar o nosso portfólio, de modo que a gente pudesse fazer uma alocação de modo diferente em 2009, com relação ao que foi feito em 2008.

Os senhores lembram que em 2008 nós alocamos sobra no começo do ano, para capturar aqueles preços altos, e depois distribuímos o resto do ano. Em 2009 estamos fazendo justamente o contrário. Então eu acho que comparar trimestre com trimestre não é muito importante porque, dependendo de como você aloca a energia, o resultado vai para cima ou vai para baixo.

No slide 25 eu vou mostrar o que todo mundo quer saber: como que é o impacto da sazonalização na Tractebel Energia nas despesas. Os senhores sabem que nós temos várias térmicas que são flexíveis, e quando elas não estão despachadas por mérito, ou seja, o PLD está abaixo do custo variável dessas térmicas, nós compramos energia do Sistema, então isso gera uma despesa. Então, eu estou querendo mostrar aqui o comportamento da despesa face ao impacto da estratégia.

Até 2006, com o preço do PLD estável e baixo, não tinha muito sentido alocar energia para cima e para baixo porque ia ser neutro – o que você ia ganhar em um mês, ia perder nos meses subseqüentes, então a gente veio sem nada. 2006 nós tivemos certa ruptura do equilíbrio estrutural do Sistema com a falta de gás, perda de 2 mil MW da Argentina, e os preços começaram então a ficar mais sensíveis e sofrer maiores variações.

E a gente até levou um susto, porque as nossas despesas pularam de R$ 89,2 milhões para R$ 291,9 milhões em 2006. Foi quando a gente começou a pensar melhor, a planejar melhor, e então fez essa estratégia de alocação em 2007 que deu, em relação à alocação que seria feita se eu seguisse a alocação dos contratos, nós tivemos um resultado de R$ 120,0 milhões, ou seja, R$ 261,6 menos R$ 141,6 em 2007.

Em 2008 nós fomos muito bem, nós tivemos uma variação muito grande no começo do ano, e nós percebemos isso porque a variação já começou em dezembro, antes do prazo para a gente fazer a alocação, então a gente colocou muita energia disponível acima dos contratos em janeiro e fevereiro, o que possibilitou o restante do ano a gente acabar tendo até um ganho de R$ 15,8 milhões, e tendo uma economia em relação à estratégia que seria normal de R$ 196,0 milhões.

Vou deixar para vocês perguntarem aqui o impacto da estratégia para 2009, que, evidentemente, não se pode esperar algo como houve em 2008 porque o nível de preço até agora e o impacto é mais estável. Ele está crescendo – estava falando que essa semana nós estamos com R$ 108/MWh / R$ 109/MWh – então não se espera grandes variações como estamos tendo.

Slide 26, endividamento e exposição em moeda estrangeira. O nosso endividamento cresceu de 2007 para 2008: passamos de 1,1x o Ebitda para 1,4x o Ebitda. Nossa dívida em moeda estrangeira diminuiu, e a gente terminou o ano com uma dívida líquida de R$ 2.559 milhões.

No slide seguinte eu vou mostrar porque que nós e como que nós saímos de R$ 1.813 milhões para R$ 2.978 milhões de dívida, ou R$ 2.559 milhões líquidos. Os senhores se lembram que 2008 foi o

ano das aquisições, nós adquirimos cinco projetos e continuamos a nossa implementação de São Salvador.

Então, as aquisições mais as dívidas assumidas nas aquisições estão representadas por esse degrau de R$ 1.053 milhões mais R$ 590 milhões, isso aí foi o valor da dívida que cresceu.

Tivemos ainda outros investimentos, basicamente São Salvador, um pedacinho de Andrade, e ainda Capex de manutenção das usinas em operação. R$ 1.110 milhões foram pagos de dividendo e juro sobre capital próprio. Variação cambial deu o resultado financeiro de R$ 156 milhões e, descontando o fluxo de caixa operacional, nos dá então essa dívida: passando de R$ 1.019 milhões para R$ 2.259 milhões.

O slide 28 serve para mostrar que nós temos uma dívida importante vencendo em 2009, depois ela se paga praticamente com a geração de caixa da empresa. E que a nossa dívida em moeda estrangeira tem maturação muito grande, e é paga parceladamente. Esses são os valores em Reais, em roxo. Ela é metade, praticamente, indexada à TJLP, financiamento do BNDES.

E é importante ressaltar que nós estamos fazendo a quarta emissão de notas promissórias, R$ 300 milhões, o dinheiro já está no caixa, já recebemos esses R$ 300 milhões. E estamos agora emitindo a terceira emissão de debêntures de R$ 600 milhões, quitando esses R$ 300 milhões da nota promissória.

Então a dívida líquida vai ser de R$ 300 milhões que, juntando com o caixa, vai ser suficiente para quitar esse endividamento e fazer os investimentos, estando aí incluída já a aquisição de Estreito. E este ano não deveremos fazer outras emissões, nem em 2009 e nem em 2010.

O pessoal me deu uma cola aqui, R$ 600 milhões nós já temos garantia firme dessas debêntures.

O plano de investimentos, que já é conhecido. Nós temos o investimento na expansão e investimento na manutenção e, como os senhores podem observar, nossa geração de caixa é suficiente para tal. Então, olhando 2009, nós temos R$ 134 milhões que é Capex de manutenção, nós precisamos investir principalmente nas usinas térmicas, porque elas têm operado muito e a gente está sofrendo pressão de manter o alto nível de disponibilidade que as mesmas têm.

Então, esses R$ 134 milhões incluem: instalação de desferrizador na Usina Térmica de Charqueadas; filtro eletrostático na Usina de Jorge Lacerda B, Unidade 5; um rotor reserva para turbina de baixa pressão da UTL C; o sistema de cinza úmida do Complexo de Jorge Lacerda; automação da unidade I e II de Jorge Lacerda A; disjuntores e seccionadoras de usinas térmicas; um reparo no vertedor da Usina Hidrelétrica de Salto Osório, entre outros.

R$ 1.018 milhões se referem ao Projeto de Estreito nesse ano. R$ 86 milhões serão investidos em Andrade - nós já investimos R$ 10 milhões no ano passado e mais R$ 86 milhões nesse ano. E os R$ 40 milhões, que está aqui legendado como Econergy, na verdade, são investimentos na PCH Areia Branca e mais algumas pendências no parque eólico.

Finalmente o slide número 30 mostra o *payout* de 68%. A gente vem cinco anos seguidos pagando 95% de *payout*, e esse ano teve que fazer uma redução para 68%, por conta dos grandes investimentos que estão sendo feitos. O nível de investimentos nosso acima de R$ 1 bilhão por ano, o ano passado e esse ano. O *dividend yield* em torno de 5,3%, que é calculado pela média do preço das ações ponderadas no ano. Se a gente for considerar no fechamento, esse número aumenta para 6,4%, a ação estava mais barata do que era a média do ano.

Isso era o que eu tinha para apresentar. Muito obrigado!

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 sua pergunta da lista, digite 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. Marcus Sequeira, do Deutsche Bank.

Sr. Marcus Sequeira: Bom dia, Zaroni! Bom dia, Previtali! Eu tenho duas perguntas. Uma sobre o balanço: vocês têm mais ou menos R$ 700 milhões vencendo esse ano, eu imagino que vocês vão *rollover* essa dívida. Mas eu só queria saber como está o andamento dessa renegociação e como é que isso vai afetar o *timer* da transferência de Estreito?

E a segunda pergunta é: o que vocês estão vendo para 2009? Qual é a estratégia da Tractebel para 2009 em relação à M&A? Vocês estão vendo ainda ativos interessantes à venda? E levando em consideração a transferência de Estreito e o mercado de crédito atual que ainda está complicado, vocês esperam fazer mais aquisições esse ano?

Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres: Primeiro, quanto à dívida, nós não vamos "rolar" a dívida. Vamos pagá-la. Na verdade, estamos pegando esse financiamento. Vamos emitir a debênture, e vamos quitar a dívida usando as debêntures mais a geração de caixa.

Quanto às perspectivas de M&A para 2009, na verdade, com a questão de Estreito e o investimento em Andrade, é pouco provável que a gente tenha apetite para fazer alguma nova aquisição, mas não pode ser descartada porque se aparecer um ativo que consideramos importante, sempre temos várias alternativas para fazer essa aquisição.

A gente entende que o nosso acionista controlador, a GDF Suez, vê o Brasil como um país *strain hold*, e isso nos dá também uma perspectiva de aumento de capital, e outras alternativas para fazer alguma aquisição.

Sr. Marcus: Vocês têm alguma idéia de quando que Estreito vai ser transferido?

Sr. Manoel: Nós estamos esperando resolver todas as questões e não ter muita dúvida sobre a data da operação e o investimento total.

Sr. Marcus: Tá ótimo! Muito obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Fabiano Custódio, do Credit Suisse.

Sr. Fabiano Custódio: Olá! Bom dia a todos! Obrigado pelo *call*! Eu tenho duas perguntas. A primeira é a respeito do Capex: no slide 29, comparando o Capex de Estreito tanto de 2009 quanto de 2010, a gente vê que teve um aumento em relação à última apresentação que a Tractebel mostrou lá no terceiro trimestre de 2008 - tem R$ 179 milhões a mais de Capex em 2009, e R$ 31 milhões a mais de Capex em 2010. Eu queria entender, se possível, a razão desse aumento do Capex.

E depois, no slide 9, quando vocês mostram o balanço de energia, queria saber qual que é a premissa de PIB para 2009 e 2010 que vocês estão utilizando aqui. Obrigado!

Sr. Manoel: O aumento de Capex de Estreito é devido ao ajuste do preço da obra porque nós fizemos o orçamento, contratamos fornecedores, bens e serviços, mas tivemos alguns problemas na obra, que não estavam considerados. Então, isso é simplesmente ajuste no orçamento. Por exemplo: teve que ancorar o vertedor, que não estava previsto; teve que drenar o lençol freático todo, que não estava previsto; e coisas que são próprias de obra. A gente, normalmente, se tiver um projeto muito

detalhado, ainda assim, a gente tem surpresas. Como não é um *turn key lump sum*, é um *turn key* parcial, a gente teve que fazer esse ajuste.

A outra pergunta é qual o Capex que nós usamos para o PIB...

Sr. Fabiano: Desculpa, a outra pergunta é o PIB que vocês estão utilizando.

Sr. Manoel: Qual o PIB que nós usamos para fazer esse cenário?

Sr. Fabiano: Exatamente! Para 2009 e 2010.

Sr. Manoel: Nós usamos 3,8%.

Sr. Fabiano: Tá legal! 3,5% de crescimento para 2009 e 2010?

Sr. Antonio Previtali: Para todos os anos que constam aí, Fabiano, nós usamos o aumento de PIB de 3,8% e continuamos usando o fator de elasticidade entre PIB e necessidade de demanda de 1,2x.

Sr. Fabiano: Tá legal! Obrigado, Previtali!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Márcio Prado, do Banco Santander.

Sr. Márcio Prado: Bom dia, Zaroni! Bom dia, Previtali! Duas perguntas. A primeira é sobre as informações que estão no slide 25 da apresentação - "Impacto da Estratégia de Sazonalização". Falando de 2008 especificamente, queria ver se eu entendi isso direito: sem a estratégia teria tido custo de R$ 180 milhões, e com a estratégia houve ganho em torno de R$ 16 milhões? Eu queria entender se é isso.

E, se for isso, a interpretação desse número é a seguinte: com uma alocação aderente aos contratos, se o custo teria ficado em torno de R$ 180 milhões? As minhas outras perguntas já foram respondidas.

Sr. Manoel: Exatamente! Você está certo, é isso mesmo! Se você tivesse feito a mesma alocação do contrato, teria tido um custo de R$ 180 milhões. Foi feita uma estratégia, e tivemos ganho de R$ 15,8 milhões.

Sr. Márcio: E a principal variável desse custo no fundo é o preço PLD ao longo do ano, né?

Sr. Manoel: Conforme eu expliquei, é um gasto para comprar, invés de gerar, energia no mercado.

Sr. Márcio: Perfeito. Tá bom! Obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Sérgio Tamashiro, do Itaú.

Sr. Sérgio Tamashiro: Bom dia a todos! Bom dia, Zaroni! A primeira pergunta é ainda com relação à Estreito. A gente viu esse aumento de 9%, já estavam comentando alguns desses percalços - ancorar o vertedouro, e etc -, mas fico também me perguntando se isso não deveria ser um risco da Suez. Ou seja, você já teria um custo pré-definido para essa compra? Haja vista que o preço da energia já foi plenamente negociado, então se a gente for ver dessa forma, R$ 111 milhões é distribuição de valor para a Tractebel.

E ainda sobre esse ponto, eu fico vendo, apesar de ter esse aumento do Capex, R$ 111 milhões, teve uma redução, a curva do Capex alterou bastante, sendo que para 2011 ela reduziu mais ou menos R$ 100 milhões. Vocês estão fazendo algum tipo de adiantamento com relação à obra ou ela vai continuar entrando final de outubro de 2010? Em que prazo que está isso?

Sr. Manoel: Bom dia, Tamashiro!

Sr. Sérgio: Bom dia!

Sr. Manoel: É o seguinte: você teve a interpretação correta, mas não no todo. Quando for transferir nós vamos contratar um banco para fazer uma avaliação, e ele vai considerar a data de operação, e vai considerar o investimento total que vai gastar na obra.

Então isso já vai ser incorporado no valor, no cálculo do investimento. Então não está transferindo risco de um lado para o outro, simplesmente vai ser considerado este valor investido na hora em que transferir, e não tem como ser de outra maneira.

Agora, nós não estamos investindo nada, hoje quem investe em Estreito é a GDF Suez. Nós não temos um tostão colocado em Estreito.

Sr. Sérgio: Tá! Desse Capex que vocês estão colocando para Estreito, R$ 1.018 milhões, quanto é que deve ser saída de caixa efetiva da Tractebel para a Suez? Ou isso vai entrar 100% via uma dívida intercompany?

Sr. Manoel: Aqui dentro tem a parte de equity e a dívida com o BNDES, isso é o investimento total. Então quando nós formos fazer a transferência, nós vamos considerar o equity colocado pela Suez mais algum ágio.

Sr. Sérgio: Então, praticamente, eu posso colocar aqui uns 70%/30% também?

Sr. Antonio: Tamashiro, 70%/30% é para a vida útil toda do projeto. Esse valor que aparece aí para 2009 contempla todos os desembolsos feitos pela Suez até aqui. Então essa relação 70%/30% pode ser alterada por conta disso.

Sr. Sérgio: Isso é mais para ter uma noção do quê que pode ser para sobra de caixa porque, de repente, a gente pode fazer um balanço, e o que sobrar vai tudo para dividendos. Ele vai ter basicamente, se for ver isso, grande parte em caixa, ou seja, o dividendo vai ser próximo do mínimo?

Sr. Manoel: Isso, Tamashiro, teria que fazer as contas, mas a gente, infelizmente, não tem aqui no momento, tá? Mas você pode até considerar que é 70%/30%. Acho que vai te atender, e se errar, vai errar por pouco.

Sr. Sérgio: Tá! A segunda pergunta é com relação aos clientes livres que vocês mencionaram que tinha uma redução de 10%, 110 MW, contrataram 45MW, está sobrando aí mais 65 MW. Essa redução de 10% é o que foi acordado entre vocês? É o que eles reduziram já continuamente no longo prazo também? Ou teve uma solicitação bem maior que esses 10% por parte dos seus clientes? Ou seja, a consulta para redução de demanda está sendo bem maior que esses 110 MW?

Sr. Manoel: Isso é o seguinte, Tamashiro: nós temos dois tipos de contrato, basicamente. Um que tem *take or pay* mínimo, e a diferença é pelo medido. E nós temos alguns contratos que tem *take or pay* muito baixo, tipo 50%, e fatura pelo medido. Alguns casos nós tivemos que renegociar esse *take or pay*, quando ele é 90%.

Por exemplo, a gente reduz o *take or pay* e a diferença a gente vende a PLD. Se o PLD for mais baixo que o valor do contrato, a gente fecha no fim do ano. Se o PLD for maior, a gente reparte. Então, coisas dessa natureza são feitas. Tem todo tipo de negociação.

Na verdade, esses 10% é o que nós imaginamos, não existe uma metodologia de cálculo, não tem como você prever, mas pelo o que está acontecendo até fevereiro e pela nossa avaliação - nós estamos usando o nível de atividade das indústrias, estamos fazendo bastantes simulações -, nós achamos que, no ano todo, nós vamos ter essa queda de 10% nas vendas aos clientes livres total.

Sr. Sérgio: Tá! Então esses 10% vocês já estão imaginando utilizar-se o *take or pay*, essa flexibilidade dos clientes livres?

Sr. Manoel: Praticamente o que nós tínhamos que negociar já foi. Nós já temos uma referência dos primeiros meses.

Sr. Sérgio: Tá! Então também não necessariamente eu uso esses 45 MW, essa diferença do preço R$ 145/MWh e o preço do contrato mais ou menos uns R$ 50/MWh como sendo todo de vocês? Quer dizer, uma parte, como você falou, deixo para o cliente livre, e mais ou menos para você, então, efetivamente de ganho uns R$ 20/MWh, ou R$ 25/MWh?

Sr. Manoel: Eu ganhei esse, e a outra eu vou ganhar ou vou perder a diferença do PLD pelo preço do contrato, que é marginal também. Nossas simulações dizem que isso não vai pesar no resultado da empresa esse ano.

Sr. Sérgio: Ok. Nem positivo, nem negativo.

Sr. Antonio: Deixa eu complementar a resposta à uma pergunta que você fez. Essa projeção de 10% de redução é da Tractebel. A indústria não tem se manifestado até agora com relação à redução das necessidades de energia no futuro. Até porque eles próprios não sabem exatamente qual vai ser o nível de atividade econômica. Então eles não se sentem à vontade em reduzir agora e, eventualmente, buscar energia no mercado a um preço, talvez, maior.

E a segunda questão, eu vou te dar um exemplo de uma negociação que ocorre quando o cliente observa uma redução no consumo. Imagine que eu tenho um contrato com 100 MW, e tenho um *take or pay* de 20%, então, na verdade, o *take or pay* viraria 80 MW.

Se ele consome, vamos dizer 70MW, diferentemente de outros mercados, por exemplo, o mercado de gás, no mercado de energia elétrica nós não entregamos os 70MW, nós entregamos 80MW. Como ele só tem capacidade de absorver 70MW, os 10MW, ou são creditados em favor dele na CCEE, ou então o que vem até curiosamente acontecendo, ele já vem com uma proposta de algum comprador dessa energia, vamos dizer uma comercializadora pura, para comprar essa energia a um preço maior que o PLD. Portanto, gerando um ganho adicional para ele.

Então, como o Zaroni falou, a gente tem tido diversas formas de negociação, eu trouxe aqui apenas um exemplo.

Sr. Sérgio: Tá! Mas agora, então, não posso ter um risco de dupla contagem? Como você falou que ninguém reduziu até agora, e você já está negociando 110MW adicional...

Sr. Antonio: Dúvida nós temos, por isso é que a nossa estimativa é de 10%. Mas como a gente vai devagar, a gente tem uma postura sempre conservadora, a gente, por exemplo, nesse Leilão de Ajuste que ocorreu semanas atrás, poderia já ter vendido esses 110 MW, e a gente optou por vender só 45MW. Então, a nossa previsão é que para o ano vai haver uma redução de 110MW, como você comentou, mas como falta muito até o final do ano, a gente, conservadoramente, decidiu vender somente uma parte desses 110MW.

Sr. Manoel: E, na verdade, tem muita incerteza nesse número, não tem um número definido.

Sr. Sérgio: Ok, obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Marcelo Brito, do Bradesco.

Sr. Marcelo Brito: Bom dia, Zaroni! Bom dia, Previtali! A minha pergunta diz respeito ao cenário para o *spot* para 2009. Como é que a empresa está encarando o comportamento *spot* em 2009 – menos volátil, mais volátil? Tem alguma estimativa do preço médio, ou em que faixa de valores que poderia trazer para o *spot* no ano de 2009? Essa era a primeira pergunta.

A segunda pergunta diz respeito aos projetos que estão em andamento. São Salvador acabou de se entregue, mas você tem ainda Econergy via a PCH, e Andrade. O que falta sacar nos contratos de financiamento que já estão acordados, por exemplo, com o BNDES, pelo menos para essas três obras – São Salvador, Econergy e Andrade? O que poderia cair em 2009 e, de certa forma, aliviar o fluxo de caixa que está impactado por vencimentos pesados da dívida em 2009?

Sr. Manoel: Primeiro, Marcelo, bom dia!

Sr. Marcelo: Bom dia!

Sr. Manoel: Quanto à curva de PLD, o pessoal ao meu lado toda vez que leva para mim essa curva, eu falo para eles que a única certeza que eu tenho é que não vai ser aquilo lá. Tem tanta variável, por exemplo, o governo resolve fazer nível meta e gerar fora da ordem de mérito, aí afeta todos os preços, o mercado cai, ou sobe, você não tem perspectiva. Então a gente simula, faz o *best* que a gente consegue, mas é muito difícil.

A tendência, como já está R$ 108/MWh e nós estamos em março, é subir. Mas digamos que, em abril/maio, o governo decida gerar todas as térmicas, então o preço vai ficar estável, vai ficar em torno do valor que está agora.

Então, eu diria o seguinte: a tendência normal é subir porque em abril/maio começa o período seco, os reservatórios normalmente, mesmo chovendo, a MLT é menos da metade, é muito baixa, então depressiona os reservatórios, tende a subir até outubro, mas tudo é possível.

Sr. Marcelo: Você diria que é possível o PLD em 2009 acima da média dos contratos de vocês?

Sr. Manoel: Provavelmente.

Sr. Marcelo: Ok. Com relação à dívida...

Sr. Manoel: Em relação à dívida é o seguinte: o Projeto São Salvador já desembolsou praticamente 100%, não tem mais nada que desembolsar - eu estou falando grandes números, tá? O Projeto Andrade nós ainda estamos atrás dos financiamentos, estamos negociando R$ 70 milhões / R$ 60 milhões. E as outras praticamente tudo já está desembolsado para Pedra do Sal e Beberibe. E Areia Branca já foi desembolsado 80%. Então, não tem grande pressão de entrada de dinheiro também no caixa, até porque os desembolsos vão ser gastos nas obras.

Sr. Marcelo: Ok. Agradeço, Zaroni. Obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Francisco Navarrete, do Goldman Sachs.

Sr. Francisco Navarrete: Bom dia, Zaroni! Bom dia, Previtali! Eu tinha só um *follow-up* em relação a essa questão do investimento de Estreito. Só para ver se eu entendi direito a resposta que foi dada às outras perguntas. Quer dizer que em relação a esse aumento de Capex é possível então que o *fee* a ser pago para a GDF Suez, após a conta do auditor independente ter sido feita, poderia ser menor para compensar esse aumento no Capex?

Sr. Manoel: Eu acho que sim. Inclusive vamos pensar em relação ao que poderia ser no começo do ano passado, inclusive tem o aumento do custo de capital também. Então, se você vai fazer o que a gente chama de um *rolling dividend cash flow* vai ser menor.

Sr. Francisco: Tá bom, obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Felipe Leal, do Merrill Lynch.

Sr. Felipe Leal: Bom dia a todos! A minha pergunta é se vocês têm alguma perspectiva para esse ano de exportação de energia para a Argentina. Você acha que pode ter alguma possibilidade dada expectativa de sobra de energia no mercado?

Sr. Manoel: Nós temos, sim. Inclusive nós já estamos exportando para o Uruguai. Nós estamos exportando alguma coisa entre 100MW e 200 MW, isso é variável, para o Uruguai. Pelo o que eu tenho lido, a Argentina está atravessando uma grande seca na região sul onde tem as usinas hidrelétricas. Embora o consumo de gás tenha caído com a crise. Inclusive a Bolívia vai ter mais gás para fornecer para a Argentina, provavelmente porque teve uma redução também do consumo de gás no Brasil. Então, eu acho que está cedo ainda para afirmar que vai ter exportação para a Argentina.

E eu lembro que no ano passado o governo optou para fazer um *swap* de exportar energia hidrelétrica e depois receber energia de volta da Argentina, porque as térmicas mais baratas do Brasil foram usadas para manter o reservatório no nível meta. Então, tudo pode acontecer, é totalmente *unexpected*.

Sr. Felipe: Tá certo, obrigado!

Operadora: *Our next question comes from Mr. Bert Whitson with Kiitos Capital. Excuse me Mr. Bert, go ahead please.*

Sr. Bert Whitson: *I have just a quick question and a kind of follow-up on the debt. Was there any difficulty getting the financing? And if you can comment on the term, the fx rate paid relative to what you paid in the past that would be great.*

Sr. Antonio: As condições das notas promissórias e também das debêntures são semelhantes, para os R$ 300 milhões de notas promissórias a gente vai ter 125% do CDI, e para as debêntures vai ter um processo de *bookbuilding* e que tem um teto de 125% do CDI. Portanto, há perspectiva de a gente conseguir ter um custo de capital inferior a 125% do CDI nos R$ 600 milhões de debêntures.

Sr. Whitson: *I am sorry, is that variable or is that fixed?*

Sr. Antonio: A fixa é a nota promissória, 125% do CDI. Os R$ 600 milhões das debêntures têm um valor máximo de 125% do CDI, mas como é um processo de *bookbuilding*, existe a possibilidade de obtermos um valor inferior.

Sr. Whiston: *Ok, thank you!*

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Subhojit Daripa, do Morgan Stanley.

Sr. Subhojit Daripa: Zaroni, Previtali, bom dia! Duas perguntinhas rápidas. Quanto é que vocês viram de redução de volume em janeiro e fevereiro com relação aos consumidores livres? O que, de fato, aconteceu?

E a segunda pergunta é com relação à parte de despesa financeira. Você podia dar um pouco mais de detalhes com relação a essas perdas de derivativos? Obrigado!

Sr. Manoel: Consumidor livre em janeiro caiu 13,5%, fevereiro eu não tenho a informação ainda, mas, provavelmente, vai ser nessa ordem também. Nós estamos, você já disse, projetando para o ano 10% de queda.

Agora, eu não entendi direito sua pergunta sobre operações de derivativo porque nós não temos operações de derivativo, então não ficou claro para mim.

Sr. Subhojit: Zaroni, de fato, você já tinha dado até esses números, e eu não tinha me atentado a isso. Mas uma das razões para o aumento da despesa financeira no quarto trimestre foi alguma coisa em relação às operações de derivativos. Eu te confesso que eu também não sei exatamente...

Sr. Manoel: A despesa financeira foi o aumento do câmbio. Nós temos uma dívida projetada, nós temos pagamentos, houve uma valorização do dólar, e nós tivemos então esse aumento.

Sr. Subhojit: Tá! Eu devo ter colocado para alguma outra coisa, então. É muito resultado saindo, eu vou dar uma checada, depois qualquer coisa eu faço um *follow-up* com vocês. Obrigado!

Sr. Manoel: Nós não temos derivativos.

Sr. Subhojit: Tá jóia!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Bruno Pascon, do Citibank.

Sr. Bruno Pascon: Bom dia a todos! Eu tenho uma pergunta em relação a dividendos. Eu gostaria de saber qual é a expectativa da Companhia em relação ao pagamento de dividendos intermediários, dado que a Tractebel encerrou o ano com lucros acumulados, e considerando também o equacionamento da dívida de curto prazo com a terceira emissão de debêntures, e a própria geração de caixa da Companhia esperada para o primeiro semestre de 2009. Obrigado!

Sr. Manoel: Bruno, isso já está definido, está aí na apresentação. Nós vamos pagar relativo ao lucro de 2008, o que, na verdade, nós já comprometemos: nós já pagamos R$ 580 milhões referentes ao primeiro semestre do ano passado; e já declaramos juro sobre capital próprio de R$ 176 milhões. Vamos ficar por aí, pelo menos no primeiro semestre.

Sr. Bruno: Mas em relação aos resultados do primeiro semestre, existe a expectativa de pagamento, ou ainda não tem...

Sr. Manoel: Em relação ao resultado do primeiro semestre nós iremos pagar pelo menos o mínimo de 55%.

Sr. Bruno: Tá certo, então. Obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Reginaldo Pereira, do HSBC.

Sr. Reginaldo Pereira: Oi! Bom dia, Zaroni, Previtali! A minha pergunta é com relação à venda para comercializadoras: como é que são as condições de venda? Os contratos também são *take or pay* como para clientes livres? E esse aumento forte que a gente viu nas tarifas para a comercializadora, de quase 26% trimestre contra o quarto tri de 2007, é sustentável na visão de vocês ao longo desse ano?

Sr. Manoel: A maioria dos contratos que nós temos com comercializadoras são comercializadoras que têm ligação com as distribuidoras de energia - e isso vem já de longa data. No modelo anterior, a distribuidora poderia ter um *self-dealing* de 30%, então muitas distribuidoras compraram através de suas comercializadoras. E esses contratos são fixos, *take or pay* de 100%.

Sr. Reginaldo: Tá. E a questão de preço?

Sr. Manoel: O preço tem do mais variado possível...

Sr. Reginaldo: Não, desculpa, esse aumento que a gente viu no quarto trimestre, a gente pode imaginar que é sustentável ao longo de 2009? Quer dizer, reajustando por inflação, que seja?

Sr. Antonio: Esses contratos, como foram assinados fora do ambiente regulado, Reginaldo, guardam, em termos de reajuste, relação com os contratos de consumidores livres, ou seja, são IGPM.

Sr. Reginaldo: Tá bom!

Sr. Antonio: Era essa a pergunta?

Sr. Reginaldo: Era sim.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Anderson Frei, da JP Morgan.

Sr. Anderson Frei: Bom dia! Na verdade são duas perguntas rápidas. Uma é em relação à energia de Estreito que ainda não está sendo negociada novamente com o leilão do *pool*. Eu queria saber, então, se vocês podiam dar um *guidance* de a que preço e se essa energia está sendo negociada em contrato de curtíssimo prazo daqui para os próximos dois anos.

E a minha segunda pergunta é só uma curiosidade em relação à venda de energia que vocês divulgaram para o ano passado fechado. Eu lembro que no terceiro trimestre estava escrito no *press release* que vocês tinham já contratado mais ou menos 3,6 mil MW médios, e agora, quando vocês reportaram o quarto trimestre, vocês disseram que venderam menos de 3,4 mil MW médios. Eu entendo que parte disso deve ser em relação à desaceleração da compra do mercado livre no último trimestre. Se essa energia que sobrou não for direcionada para o mercado *spot* ou se quando ela é direcionada para a CCEE não entra nessa conta?

Eu queria só saber por que a diferença de mais ou menos 100 MW médios De onde vem essa diferença? Como é que a gente pode explicar?

Sr. Antonio: Você está se referindo às vendas?

Sr. Anderson: Isso.

Sr. Antonio: Tem duas abordagens. Quando a gente está falando de contratos efetivamente, a gente mostra preço médio de contrato e expurga as vendas na CCEE porque não são vendas efetivamente negociadas, você tem uma liquidação automática.

Entretanto, o balanço de energia é uma figura dinâmica e está sempre olhando para frente. Naquele determinado momento, a nossa perspectiva é de que a gente tenha tanto de compras de terceiros, tanto de vendas através de contratos com consumidores livres e variáveis desse tipo. À medida que o tempo avança, a gente naturalmente vai ajustando isso.

Então, por exemplo, algumas das compras a gente tem, na verdade, opções. E se a gente pressente que a demanda, portanto, as nossas vendas, não vai performar, a menos que a gente identifique um preço *spot* bastante alto, não tem porque a gente materializar essas opções de compra.

Na parte das vendas a gente já mencionou, houve alguns ajustes, nós tiramos energia que estava dentro dos blocos "vendas bilaterais" e jogamos para "vendas reguladas", pela natureza desse tipo de contrato. E tem um pouco a redução do consumo dos consumidores livres. Então, essas são as principais questões envolvidas no tema que você abordou, Anderson.

E a sua primeira pergunta foi com relação à venda da energia de Estreito, é isso?

Sr. Anderson: Não, desculpa, São Salvador.

Sr. Antonio: São Salvador.

Sr. Manoel: São Salvador foi vendido, na época, a R$ 135/MWh, que equivale hoje a R$ 150,5/MWh, em 31 de dezembro.

Sr. Antonio: E essa informação está no balanço de energia, São Salvador...

Sr. Manoel: ... São Salvador é essa usina que tem 148 MW médios, que foi vendido no leilão de 2006, início da entrega em 2011, por 30 anos.

Sr. Anderson: A minha pergunta é, na verdade, em relação à antes de 2011. Quer dizer, nesse período em que ela vai funcionar, mas não vai entregar, vai vender para o mercado livre? Vocês têm alguma idéia de a que condições, que preço, tamanho de contrato?

Sr. Manoel: Está dentro do portfólio da Tractebel Energia. Está no recurso próprio e entra nessa média.

Sr. Antonio: Como, na verdade, a gente já tinha uma visão bastante clara de que haveria antecipação da operação de São Salvador, essa energia já foi vendida anteriormente.

Sr. Anderson: Tá, essa era a minha pergunta exatamente.

Sr. Antonio: Como a gente para 2009 e 2010 tem um saldo de energia que é inferior a 140 MW, isso quer dizer que pelo menos uma parcela dessa energia já foi necessariamente vendida.

Sr. Anderson: Tá bom, obrigado!

Sr. Antonio: Como o Zaroni disse, isso está diluído entre as nossas operações de venda e, portanto, a gente não consegue fazer uma segmentação exata para a venda de São Salvador porque quando a gente vende a energia, a gente não carimba a fonte. Quem compra energia da Tractebel acaba comprando ou de uma energia oriunda de suas plantas, ou então de contratos que através dos quais nós compramos energia de terceiros.

Sr. Anderson: Excelente. Obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Eduardo Cancian, da Itaú Corretora.

Sr. Eduardo Cancian: Bom dia, Previtali! Bom dia, Zaroni! A minha dúvida é sobre a estratégia de contratação da Tractebel diante desse ambiente de incerteza em relação à expectativa de consumo para 2009 e para os próximos anos?

Sr. Manoel: Bom dia, Cancian! É sempre assim, a gente vive no mercado de incerteza, então é por isso que a gente contrata para longo prazo, para ter uma base, ter uma estabilidade no fluxo de caixa, e tenta vender curto prazo quando o preço está barato, e vender com um prazo maior quando o preço está mais alto.

Então, no momento nós estamos praticamente todo vendido porque a redução que a gente prevê é muito pequena em relação ao total do portfólio, 3% ou 2% do portfólio total, 3,6 mil MW / 3,7 mil MW, nós temos 45MW. Então isso não é nada, não vai ser esse o número que tende uma estratégia de venda.

Outra observação: no longo prazo nós nunca vendemos a reserva para risco hidrológico porque nós temos uma metodologia, fazemos simulações, deixamos uma quantidade de energia sem vender, só vendemos quando vai aproximando dois anos, por aí.

E ainda agora com o cenário de PLD alto, nós deixamos também uma reserva para as térmicas de preço variado mais alto. No passado a gente vendia tudo porque nós tínhamos a certeza de que o PLD ia ser abaixo do preço do contrato, hoje nós não temos tanta certeza. Então não vamos contratar essas térmicas no longo prazo. Então a estratégia é mais ou menos por aí.

Sr. Eduardo: Mas, Zaroni, só para complementar, nos dois últimos trimestres vocês venderam um volume considerável de energia e que está disponível lá na frente, e os preços vocês falaram aí na faixa de R$ 135/MWh ou acima disso. Como é que você está vendo os preços agora com esse novo panorama? Eles devem cair? Como é que está a sensibilidade da empresa em relação a isso?

Sr. Manoel: Eu acho o seguinte: a gente nunca pode querer ganhar tudo e nem perder tudo, a gente tem que fazer uma média. Então por isso que eu acho que R$ 135/MWh em qualquer cenário é um bom preço. Se for para R$ 150/MWh, eu deixei de ganhar R$ 15/MWh. Se for para R$ 120/MWh, eu ganhei R$15/MWh.

Mas a gente não olha isso, a gente tem uma projeção de longo prazo. Nós temos o preço que as distribuidoras compram energia nos leilões todos mais Itaipu. Então, eu sei basicamente quanto que é o preço médio em um ambiente regulado que ela vai poder vender aos seus consumidores. Daí eu projeto o preço futuro, que é o meu *target*.

Então, quando eu autorizo os nossos vendedores a fazer vendas, eu tenho uma medida de *transfer price* até 2015/2016. Eu trabalho dentro disso.

Sr. Eduardo: Tá ok. Obrigado!

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Francisco Navarrete, da Goldman Sachs.

Sr. Francisco Navarrete: Oi Zaroni, Previtali! Só um *follow-up* aqui nessa questão do balanço energético no slide 12. Então, é possível considerar que talvez, olhando para frente, essa exposição térmica de 375 megas flexível vocês decidam retirá-la do portfólio de vendas? Ou seja, não ser vendido, não ter mais essa exposição, devido a esse cenário que a gente tem agora?

Sr. Manoel: Como eu já falei anteriormente, eu vou fazer um cálculo de risco, uma análise, vou simular e vou ver quais térmicas que eu não vou vender. Certamente não vai ser todo esse valor, até porque a Jorge Lacerda C, que é a maior usina que nós temos, tem um preço de *dispach* de R$ 110/MWh. Então, essa, com certeza, se eu tiver qualquer contrato acima disso, eu vou vender.

Sr. Francisco: Obrigado!

Operadora: Com licença, senhoras e senhores, lembrando que para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco um.

Encerramos neste momento, a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres para as considerações finais.

Sr. Manoel: Eu gostaria de dar um *guidance* aqui que, na nossa avaliação, não vamos ter surpresa em 2009, e que o resultado vai estar em linha com o resultado de 2008. Não deveremos ter grandes dificuldades, nem grandes subidas de valores no caso.

Então, a única coisa que nós vamos ter que fazer, provavelmente, é diminuir o pagamento de dividendo para 55%, a menos que o Controlador queira outra coisa, que é uma decisão, na verdade, dos acionistas – se endivida mais e paga dividendo, ou se mantém o nível de endividamento e paga o mínimo que nós temos um compromisso, que é 55%.

Obrigado pela atenção e pelo interesse na empresa! Estamos à disposição para qualquer esclarecimento. A qualquer hora vocês podem ligar para o Previtali, para o Philippe ou para mim mesmo.

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