



**Local Conference Call
CPFL Energia S/A
Resultados do Segundo Trimestre de 2016
12 de agosto de 2016**

Operadora: Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem-vindos à teleconferência dos Resultados do Segundo Trimestre de 2016 da CPFL Energia.

Hoje estão presentes o executivo Sr. André Dorf, Presidente da CPFL Energia, Gustavo Estrela, Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, bem como outros executivos da companhia.

Esta teleconferência está sendo transmitida simultaneamente pela Internet no Site de Relações com Investidores da CPFL Energia, no endereço: www.cpfl.com.br/ri, onde poderá ser encontrada a respectiva apresentação para "download".

Informamos que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da empresa e em seguida iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando maiores instruções serão fornecidas.

Caso algum dos senhores necessite de alguma assistência durante a conferência, queiram, por favor, solicitar a ajuda de um operador digitando *0. Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da CPFL Energia, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis. Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer.

Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais, podem afetar o desempenho futuro da CPFL Energia e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora gostaríamos de passar a palavra ao Sr. André Dorf. Por favor, Sr. André, pode prosseguir.



Sr. André Dorf: Obrigado. Bom-dia a todos e bem-vindos a mais um *call* de resultados da CPFL Energia onde nós vamos tratar do resultado do segundo trimestre de 2016.

Vamos começar pela apresentação e depois teremos a sessão de perguntas e respostas.

Antes de entrar no slide 3, de destaques, vale a pena ressaltar aqui que nós tivemos, do ponto de vista de resultados, um trimestre bastante limpo de itens extraordinários e não recorrentes, mas, ao mesmo tempo, agitado pelas iniciativas de M&A. Então, nós vamos endereçar estes temas ao longo da apresentação.

Começando, então, pelos destaques, a nossa área de concessão mostrou certa estabilidade ao longo do trimestre. Então, tivemos 0,2% de queda, sendo que tivemos uma elevação de quase 2% no mercado cativo, e uma queda de 5% dos clientes livres.

Tivemos também uma manutenção da demanda contratada, então, 0,5% fora de ponta e 1,1% na ponta.

Outros fatores resultaram numa redução de 15% da nossa receita líquida. Vale destacar aqui que a redução na receita se deu basicamente em função da parcela A. Então, a queda de custo, de compra de energia está, principalmente, ligado aos custos de Itaipu, despacho térmico, e redução de encargos também. Lembrando que a parcela A é um *pass through* nas tarifas. Tanto é verdade que nós mostramos uma elevação de mais de 8% no Ebitda no trimestre quando comparado ao mesmo período de 2015.

Bem, ao longo deste segundo tri, tivemos também o ajuste tarifário da RGE, que apresentou um efeito médio de queda de 7,5% a ser percebido pelos consumidores. De novo, o reajuste negativo se deu na parcela A e tivemos um reajuste positivo na parcela B, que é aquela que impacta os nossos resultados.

Também, em 30 de junho, a gente verificou uma queda do ativo regulatório setorial. Então, tivemos uma queda de quase 80% no saldo da CVA, que encerrou o trimestre em R\$ 170 milhões versus quase R\$ 740 em março deste ano.

Ao longo do trimestre investimos mais de R\$ 0,5 bilhão. A companhia seguiu investindo em seus projetos de crescimento, então aqui esta quantia no trimestre, e encerrou o período com uma dívida líquida de R\$ 11,7 bilhões, que resultou numa alavancagem de 3,1 vezes o nosso Ebitda. Então, aqui, portanto, uma redução importante da alavancagem no período.

Do ponto de vista de crescimento, nós tivemos a entrada em operação de 36 unidades geradoras, de aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos



Ventos e São Benedito – são 36 de 110 máquinas que devem entrar até o final do ano –, e tivemos 2 anúncios importantes ao longo do trimestre: Na verdade, o primeiro deles aconteceu em 1 de julho, logo depois do encerramento do trimestre, que foi a comunicação pela Camargo Correa à companhia de que receberam uma proposta para alienar a sua participação na companhia por R\$25,00 por ação, e aceitou esta proposta.

Então, o processo está caminhando e nós vamos tratar dele ao longo da apresentação.

Além disto, um movimento importante para a companhia, que retomou o seu crescimento e o processo de consolidação no setor de distribuição, que foi a aquisição da AES Sul. Então, a gente também vai falar disto ao longo da apresentação.

Mudando para o slide 4, a gente comenta aqui um pouco da contribuição de cada linha de negócio da companhia para o Ebitda total. Então, tivemos um Ebitda de R\$ 901 milhões no período, do qual o segmento de distribuição, ou para o qual o segmento de distribuição contribuiu com 45% neste período. A geração convencional contribuiu com 37%, renováveis 12% e comercialização e serviços 6%.

Nos gráficos ao lado, e começando em cima pela distribuição, a gente acompanha a evolução do Ebitda por linha de negócio. Então, na distribuição a gente consegue verificar do lado esquerdo uma evolução de quase 29% trimestre contra o período comparado do ano passado.

Aqui basicamente tivemos uma elevação de temperatura em abril e o próprio efeito da inflação, mas quando a gente olha do lado direito, os últimos 12 meses de 16 comparados com 15, a gente percebe uma redução em função da própria dinâmica de mercado e cenário macroeconômico, além de uma provisão maior para devedores duvidosos.

Na geração convencional, logo abaixo, a gente percebe uma queda de 6% no trimestre. Aqui nós tivemos o GSF contabilizado em 15, a partir de agora a gente trata o GSF residual (aquele que não foi repactuado como um item recorrente) e parte das operações da companhia, e tivemos um não recorrente positivo em 2015.

Então, esta é a explicação para essa queda no trimestre. E já nos 12 meses a gente inverte o sinal e verifica aqui uma elevação de quase 10% quando comparados os anos.

Em geração renovável, os últimos 2 gráficos embaixo do lado direito, a gente percebe uma elevação no Ebitda, tanto no trimestre quanto nos últimos 12 meses, e aqui muito em função da geração de energia e entrada em operação de novas capacidades.



Do lado esquerdo, aqui em amarelo, a gente tem o acompanhamento de comercialização e serviços, onde a gente verifica queda tanto no trimestre quanto nos últimos 12 meses. Aqui muito em função da queda do PLD e também de um mercado menos líquido que nos períodos anteriores.

Bom, entrando agora nos principais negócios da companhia, no slide 5 a gente tem alguns destaques sobre distribuição. Então, começando pela tabela dos comentários, a gente, então, falou da estabilidade da carga, isto pode ser verificado no gráfico à direita (carga na área da concessão), praticamente estável e a gente verifica aqui uma queda da carga e depois vamos ver de vendas também em clientes livres, que não afetam a distribuidora.

Lembrando que a distribuidora cobra pelo uso do sistema de distribuição nos clientes livres. Então, clientes do mercado cativo cresceu 1,8 e o livre caiu 5%.

As classes residencial e comercial voltaram a apresentar taxas positivas, mas aqui muito em função da alta temperatura de abril. É cedo para dizer que há qualquer tipo de recuperação ou estabilidade em função do cenário macroeconômico.

Tivemos a manutenção da demanda contratada aqui no alta tensão, então é 0,5%, já comentei, no fora de ponta e 1,1 na ponta e perdas. Perdas é um item que a gente está acompanhando de perto aqui na companhia. Também tivemos uma elevação de 8,84 para 9,01 e acima da regulatória aqui.

Aqui 2 efeitos principais, que valem o destaque: Primeiro, a alteração do mix – então, a gente teve aqui uma presença maior do baixa tensão devido à queda de atividade industrial e o baixa tensão tem um nível de perda maior –; e o próprio cenário macro, que acaba elevando o número de cortes e, portanto, furtos na nossa área e também verificado em outras áreas de concessão no Brasil.

Então, basicamente eu diria que a alteração do mix aqui é um componente técnico e tem o componente comercial muito em função do cenário macro.

Bem, partindo para os gráficos abaixo, no primeiro à esquerda venda na área de concessão, a gente tem uma queda de 2% também praticamente estável no cativo e uma grande queda no cliente livre.

E aqui lembrando que a distribuidora cobra pelo fio, então esta queda não se traduz em perda para a companhia.

E no gráfico do meio uma quebra por classe de consumo, e aqui o grande destaque negativo é o segmento industrial: ele segue em queda e a gente verificou aqui neste período uma redução de 9,3% nas vendas no segmento industrial.



Vale mencionar que dentro das nossas áreas de concessão nós tivemos neste período um único cliente, no setor siderúrgico, que interrompeu as suas atividades e, portanto, aqui o consumo. Se a gente expurgasse este o único cliente esta queda de 9,3% seria de 5,3%. Portanto, bastante representativo na nossa área de concessão.

No gráfico de pizza à direita a gente tem o perfil de mercado das nossas áreas combinadas, aqui com uma predominância, uma área bastante desenvolvida do ponto de vista industrial, representa 38%, o residencial 29 seguido pelo comercial 17 e outros 16%.

Na página 6 a gente trata de um tema importante, que é a inadimplência. A gente teve uma evolução da PDD (da provisão para devedores) aqui, que atingiu 0,9% da receita de fornecimento das distribuidoras. Aqui é um tema que merece toda a atenção e a gente tem envidado muitos esforços e nós vamos comentar daqui a pouco.

No gráfico abaixo a gente vê, da mesma forma, as contas em atraso até 90 dias, que ainda não viraram provisão, também sofreram elevação e atingem hoje 1,04% da receita.

Aqui vale mencionar que esta é uma dinâmica que está presente nas diversas regiões e concessionárias do Brasil, no gráfico à direita em cima a gente comparou com empresas ou distribuidoras ou conjuntos de distribuidoras que também estão verificando este mesmo comportamento, e embaixo a gente destaca algumas iniciativas que reforçam as ações de cobrança.

Então, para que todos tenham uma idéia, no primeiro semestre do ano nós efetivamos aqui quase 640.000 cortes. Então, isto dá mais do que 100.000 cortes por mês. Telecombraças foram quase 11 milhões, quase 4,5 milhões de negativas, e aqui dentre outras ações. Então, a companhia está atenta e está tomando as ações.

Lembrando que, da mesma forma que o PDD e as contas em atraso crescem, a receita com multas, juros e parcelamento também cresce, e no nosso caso quase que se compensam aqui no trimestre.

Na página, 7 outro tema bastante discutido para o segmento de distribuição, é a sobrecontratação. Então, a gente verificou uma retração de mercado e as companhias de distribuição ainda contratadas, o que gerou este excedente ou esta sobrecontratação, que supera os 5% regulatórios.

Então, é importante destacar que no consolidado da CPFL Energia nós estamos dentro do limite de 105, com 2 distribuidoras ultrapassando este limite dentro das nossas 8 distribuidoras.



Aqui na primeira tabela a gente destaca algumas iniciativas que já foram concretizadas e algumas que estão bem encaminhadas, e com elas a gente traz todas as nossas distribuidoras para dentro do limite de 105 em 2016 e 17.

Quais sejam aqui, a gente tem o reconhecimento da alocação de cotas como sobras involuntárias, no nosso caso aqui é um impacto positivo de 4%, tivemos aqui a possibilidade de acordos bilaterais com geradores para todo mundo, tivemos também o mecanismo de compensação de sobras e déficits para energia nova, no nosso caso um impacto menor de 0,2, e um tema que está sendo discutido e está bem encaminhado é a migração de clientes livres. Então, é o reconhecimento desta migração para o mercado livre.

Com isso, então, a gente já teria todas as nossas distribuidoras dentro do limite, mitigando aqui, então, qualquer custo com sobrecontratação.

Temos também algumas novas ações para 2017, então, no caso dos leilões A-1 a inserção de cláusula de redução e no caso de migração de clientes e aqui o decreto que desobrigou a contratação pelas distribuidoras de 96... a contratação automática das distribuidoras nos leilões A-1.

Bem, partindo para o slide 8, aqui tratando da geração, então, outra linha de negócio muito importante no grupo, aqui começando pelo lado direito, pelo gráfico de pizza, uma visão geral dos nossos 3,2 gigas de potência instalada, então, dos quais 63% são grandes hidrelétricas, 19% eólicas, 7% pequenas centrais hidrelétricas, 6% usinas de biomassa e 6% térmicas.

Então, do lado esquerdo, a gente destaca aqui a situação hidrológica como ponto de atenção, principalmente no Nordeste e no Norte. A gente começa a ver uma situação potencialmente preocupante para o final do ano.

Tivemos no nosso caso um aumento de 2,8 na capacidade instalada em relação ao mesmo trimestre de 2015, que, em função da entrada em operação da PCH Mata Velha, e a entrada gradual dos aerogeradores dos complexos que eu mencionei no início da apresentação.

Tivemos um GSF, um custo com GSF muito menor neste trimestre em função da repactuação e do próprio preço do PLD, então tivemos R\$8 milhões versus 134 milhões no segundo trimestre de 15.

E vale destacar aqui que a exposição remanescente que temos do GSF corresponde a 12% do nosso parque hídrico, portanto, bastante mitigado o risco com GSF daqui para frente.

No gráfico abaixo, aqui à esquerda, a gente mostra o nosso nível de contratação na geração. Então, a companhia está quase que totalmente contratada até 2020 e com o preço médio hoje de R\$209,00 por MW/h, portanto, um preço muito bom, e prazo médio dos contratos de 12,8 anos.



Bem, eu passo a palavra agora para o Gustavo Estrela, CFO da companhia, para falar um pouco dos resultados.

Sr. Gustavo Estrela: Bom, falando pouquinho de resultado, eu acho que, como o André comentou, é um trimestre bastante limpo de resultado, a gente pode observar aqui na tabela abaixo que não há nenhum tipo de ajuste de itens não recorrentes feito no resultado, que basicamente a gente recompõe a consolidação proporcional da geração e a operação cambial de Itaipu para o tema compensação no resultado financeiro.

Basicamente, o que a gente faz de ajuste no resultado de 2016, mas obviamente preservando os ajustes feitos no resultado do segundo trimestre de 2015. Então, comparando aqui, então, o resultado já na página 10, quer dizer, uma variação negativa na receita líquida da companhia de 15,4% ou R\$745 milhões.

Aqui basicamente esta queda vem da redução de itens de parcela A na distribuidora, então, aqui basicamente a gente tem uma queda importante dos custos de compra de energia de Itaipu e também de encargos, em especial os encargos de CDE, que acabam trazendo aqui um impacto negativo na nossa receita, mas que, por item de parcela A, não afetam o nosso EBITDA.

E a gente pode observar aqui, o EBITDA sobe neste mesmo período, 8,1% ou R\$68 milhões, e também com efeito positivo no lucro líquido, de 18,4% ou R\$41 milhões.

Quando a gente abre esta variação de resultado por negócio, a gente vê que o principal negócio que contribui para este aumento do Ebitda é a distribuição, com R\$93 milhões, e aqui acho que basicamente 2 grandes efeitos: O primeiro, que acho que o André já comentou anteriormente, é o desempenho da carga cativa, né, subindo 1,8%, ainda que basicamente efeito de temperatura.

Este aqui é um dado curioso, que no mercado do mês de abril deste ano, pela primeira vez na história, ele foi maior do que o mercado do mês de março.

O mês de abril ele, em geral, ele costuma ter um nível de temperatura mais baixa, mas geralmente um consumo de energia também menor. Este ano foi exatamente o inverso; a gente teve, então, um aumento do consumo de energia no mês de abril comparado ao mês de março.

Eu acho que aqui, enfim, não é ainda nenhuma tendência que a gente observa até o final deste ano e o mercado ainda continua muito impactado pelos indicadores macroeconômicos, aqui seja PIB, seja também massa de renda especificamente no mercado residencial, mas neste trimestre tem aqui o componente temperatura que ajudou aí de forma importante o resultado e o desempenho da companhia neste trimestre.



E o outro efeito obviamente é o efeito do repasse de inflação. Este repasse de inflação acima de 2 dígitos realmente ele afeta positivamente o nosso resultado, ele não pega ainda todo o trimestre cheio neste segundo trimestre, mas a gente tem reajustes das principais companhias da Paulista no mês de abril e da RGE no mês de junho, mas a expectativa é que você tenha aí sim incorporado 100% do impacto deste aumento, deste repasse de inflação nos nossos resultados e com trimestres aí do terceiro e do quarto com efeitos mais positivos em relação a isto.

Na geração renovável também o efeito de R\$7 milhões positivo. E aqui a gente tinha destacado, quer dizer, que no primeiro trimestre deste ano a gente teve um volume de vento abaixo da curva da P50, neste segundo trimestre acontece exatamente o inverso, então, a gente acaba tendo um resultado bastante positivo em cima de geração eólica, a gente vê aqui uma geração eólica quase 20% acima das curvas da P50, que trazem um volume de GW/h de 128,5 a mais em relação a curva P50. Então, traz também um impacto positivo de resultado para companhia.

Em cima de geração convencional, acho que aqui também o André já comentou, quer dizer, a gente tem o efeito negativo de GSF, então, aqui a gente passa a ter neste ano o prêmio de GSF que impacta R\$8 milhões no nosso resultado e também o GSF que agora recorrente em cima dos 12% de exposição que a companhia tem de geração hidráulica expostos ainda ao GSF, traz também um impacto que de R\$7 milhões.

E aí o efeito de EPASA aqui é basicamente o efeito do efeito não recorrente do ano passado. A gente teve um ajuste no nível de preço de combustível para EPASA que trouxe um efeito pontual no ano passado de R\$26 milhões. Obviamente a gente não tem este efeito este ano. Então, na comparação, a gente tem um resultado pior do que o ano passado.

E efeito de... impactando aqui o nosso lucro líquido, o resultado financeiro com R\$11 milhões de impacto, a gente tem aqui... lembrando que a nossa dívida é muito indexada, mais de 70%, ao CDI, um efeito do aumento do CDI neste período, saindo de 13,1 para 14,1 na média de cada trimestre.

Obviamente isto aqui traz um efeito de resultado, um efeito também de um estoque menor dos itens de CVA nos ativos regulatórios também traz um efeito menor de correção para o nosso resultado e os 2 efeitos parcialmente compensados pelo aumento da receita de multa e juros neste período.

Passando aqui para depreciação e para amortização, uma variação aqui positiva de R\$14 milhões. Aqui basicamente é o critério de amortização do ágio, o novo critério, incorporado este ano pelo IFRS. Até o ano passado a gente fazia a amortização do ágio considerando a nossa curva de resultado



futuro. Isto aqui era uma metodologia definida pela Aneel, agora pelo IFRS a gente passa a fazer a amortização de ágio usando uma curva linear.

Então, você tem uma diferença aqui no resultado de cada ano, mas obviamente no período completo os valores acabavam se compensando.

E já passando aqui para o slide 11, acho que aqui talvez seja a grande notícia deste resultado deste trimestre, seja exatamente o tema da alavancagem. Quer dizer, a gente já vinha com uma expectativa, assim, muito clara de redução, de uma tendência de redução de alavancagem ao longo deste ano de 2016.

Eu acho que efetivamente a gente entrega esta redução de alavancagem neste trimestre saindo aqui de uma média próxima de 3,4 vezes nos últimos trimestres para 3,1. Quer dizer, uma redução importante de alavancagem na companhia e aqui basicamente afetado pelos 2 índices que compõem este indicador: O primeiro, é uma redução na dívida líquida de R\$12,2 bilhões para R\$11,7 bilhões; e também um aumento do EBITDA de R\$3,6 bilhões para R\$3,8 bilhões. São os 2 efeitos aí que acabam impactando de maneira importante a alavancagem da companhia e levando essa alavancagem para 3,1.

Em relação ao nosso perfil de endividamento, pouca mudança. Quer dizer, ainda é uma dívida muito indexada a CDI, com 72%, e aqui expectativa não só nossa, mas do mercado em geral, é de uma expectativa de queda de taxa de juros no país para os próximos meses. Obviamente isso aqui traz um benefício importante para a companhia em termos de resultado.

Também uma indexação por TJLP em 22% e o nosso pré-fixado aqui também basicamente BNDES com 6%.

Quando a gente olha aqui o nosso custo de dívida, este pequeno aumento aqui do primeiro trimestre para o segundo trimestre de 4% para 4,5%, aqui basicamente variação de inflação, quer dizer, com uma taxa de juros estável em 14,25 como a gente tem hoje, qualquer redução de inflação o reflexo disto é um aumento no custo real de dívida, é basicamente o que está acontecendo aqui.

E acho que aqui também no slide 12 aqui também outro tema relevante para companhia aí que a gente monitora muito de perto, é em relação ao tema da liquidez. Então, a gente vê que a nossa posição de caixa hoje em R\$5,3 bilhões ela é mais do que suficiente para cobrir todos os vencimentos de curto e médio prazo da companhia, olhando aqui até o final do ano de 2017, e, muito claro, o desafio da companhia é, olhando para 2018 e 2019, como é que a gente reduz esta concentração de vencimentos nestes 2 anos.

Obviamente a gente não vai esperar chegar em 2018 para fazer isto, na verdade, já começamos a fazer e a idéia realmente é que a gente consiga



reescalonar a nossa dívida ao longo dos próximos anos alongando os prazos para que a gente reduza esta concentração de vencimentos nestes 2 anos.

Passo aqui, então, agora para o André, para continuar a apresentação.

Sr. André: Bem, vamos falar, então, agora dos projetos de crescimento. Vale destacar, antes de entrar nos projetos *greenfield* aqui, que a companhia tem hoje projetos de crescimento e de criação de valor em todas as linhas de negócio, em todos os segmentos onde a gente atua.

Então, começando aqui pelos projetos de geração, projetos *greenfield*, a gente, como eu disse, teve a entrada em operação de 36 aerogeradores e ainda temos mais 230 MW de potência instalada para entrar em operação até 2020.

Então, este ano a gente deve completar os complexos Campo dos Ventos e São Benedito, são 231 mega, temos até 2018 a entrada em operação do complexo Pedra Cheirosa, no Ceará, com 48 mega, e temos até 2020 a PCH Boa Vista, em Minas Gerais, de 26,5 MW de potência instalada.

Na página seguinte, aqui um projeto de distribuição, foi a aquisição da AES Sul. Começando pelo mapa do lado esquerdo, a gente consegue ver aqui a conveniência geográfica e potencial de sinergia das 2 distribuidoras, a RGE e a AES Sul, e logo ao lado alguns destaques sobre a transação.

Então, o preço de aquisição anunciado foi de R\$ 1,7 bilhões e uma assunção de dívida de R\$ 1,1 bilhão. Portanto, perfazendo um *enterprise value* aqui de R\$ 2,8 bilhões pela aquisição. E vale destacar que ainda está pendente a aprovação da Aneel e dos credores. Obtivemos nos últimos dias a aprovação do CADE.

Alguns dados regulatórios, a base de remuneração da AES Sul, cerca de 1,7 bilhões, a data de revisão abril de 18 (da revisão tarifária) e um Ebitda regulatório de R\$330 milhões.

Logo abaixo alguns dados financeiros, destacaria o Ebitda de R\$ 259 milhões e investimentos de R\$ 214 milhões, que gerou em 2015 aqui um prejuízo de R\$5 milhões.

Se a gente observar os gráficos de pizza, começando pelo primeiro à esquerda, a gente percebe que a AES Sul traz para a companhia aqui 31% de *market share* no Rio Grande do Sul, que se soma aos resistentes 34% da RGE.

E quando a gente compara o perfil das classes de consumo das duas companhias, a AES Sul à esquerda e CPFL à direita, a gente percebe muita comparabilidade no segmento industrial, 33% contra 40%, comercial também grande, 14% contra 17%, e aqui o destaque, então, é a predominância rural na AES Sul quando comparada à CPFL Energia.



Aqui alguns destaques qualitativos. É uma companhia que atende a região metropolitana de Porto Alegre, tem a presença do pólo petroquímico de Triunfo e uma presença forte de atividade agropecuária, com destaque para o arroz e soja, e principalmente exportação de soja. Os municípios mais relevantes são: Canoas, Novo Hamburgo, São Leopoldo, Sapucaia do Sul e Uruguaiana.

Bem, no slide 15 a gente tem alguns destaques quantitativos. Então, eu não vou passar por todos os números, mas eu destacaria aqui o número de municípios, que passa de 561 no grupo todo, na CPFL Energia toda, e passa, então, a 679 municípios; crescimento de 21%.

Em número de clientes, a gente sai de 7,8 milhões para 9,1 milhões; são 17% de acréscimo aqui. Isso se reflete no *market share*, que sai de 12,4% para 14,3% do mercado brasileiro. E aqui presença nos municípios do Rio Grande do Sul, de 53 para 77 municípios, ou 24 pontos percentuais.

Aqui o último indicador a gente um índice da FIRJAN de desenvolvimento municipal, que mede... é um índice que reflete a qualidade de vida nos municípios, então, ele leva em conta emprego, renda, educação e saúde. Aqui nós atendíamos... nós atendemos 42 dos 100 melhores municípios do Brasil e passaremos, com a AES Sul, a atender 47 destes 100 melhores municípios no Brasil.

Então, tudo isso para dizer que a AES Sul está bem posicionada, numa região bastante atrativa e com bastante perspectiva de crescimento orgânico no futuro.

Bem, na página 16, o destaque para a estrutura societária. Nós tivemos, então, no dia 1 de julho a comunicação pela Camargo Correa que a proposta que recebeu da State Grid, e aceitou, para a alienação da totalidade da sua participação aqui na CPFL Energia.

O preço da transação é de R\$25,00 por ação e aqui a gente tem um cronograma ou um *timeline* de grandes eventos para esta transação. Então, começando pelo lado esquerdo aqui, no 1o de julho a proposta recebida, a State Grid está realizando uma *due diligence* neste período e que deve culminar com a assinatura, ou não, do contrato de aquisição das ações.

Uma vez assinado, caso seja assinado, a mesma oferta será estendida aos demais acionistas controladores aqui nomeada mente a PREVI e a Bonaire, que terão um prazo para exercer seu direito de preferência na aquisição das ações, ou acompanhar e aderir à oferta e exercer o seu direito de *tag along*, ou simplesmente não realizar nenhuma movimentação e permanecer como acionista da companhia.



Independente disto, havendo ou não a adesão dos demais acionistas controladores, este processo será submetido à aprovação dos órgãos reguladores, aqui concorrenciais e reguladores do setor. Só aí, portanto, podendo ser concluído.

Bem, na página 17, então, a gente finalmente aqui comenta o desempenho das ações. Lembrando que esta é uma fotografia do trimestre, portanto, até 30 de junho, e tivemos eventos importantes depois desta data.

Então, até 30 de junho e no segundo trimestre, as ações da CPFL subiram 8,8% em comparação com o IEE de 10,5% e 2,9% do Ibovespa. A gente percebe um fluxo maior de recursos e de atenção para as empresas do setor elétrico, como reflexo da expectativa de queda de taxa de juros e de recuperação de confiança e atividade econômica nos próximos períodos.

Da mesma forma as nossas ADRs na NYSE, que tivemos 19,3% de aumento versus o Dow Jones BR20 11,6% e o Dow Jones com 1,4% neste período. E o destaque aqui embaixo do lado esquerdo também para o volume diário, que passou de R\$ 43 milhões para R\$ 57 milhões nos períodos comparados.

Então, com isto, eu encerro a minha apresentação e devolvo a palavra para a coordenação para a sessão de perguntas e respostas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Obrigada. Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um. Para retirar a sua pergunta da lista digitem asterisco 2.

Nossa primeira pergunta Luís Leite, Bank of America.

Sr. Luís: Olá, bom dia a todos. Obrigado pelo *call*. Tenho 3 perguntas rápidas aqui. Na questão da State Grid, quando que esta proposta vai abrir para a PREVI e para a Bonaire? Vocês têm alguma visibilidade?

E aí o impedimento é que eles teriam 30 dias para dizer sim ao não, se eles dissessem sim teria que ter o *approval* de Aneel e CADE para poder abrir para os minoritários, aí eles teriam o direito de exercer. Está certo este raciocínio? E o tempo que vocês esperam para a Aneel e CADE, vocês têm algum tipo de estimativa que a gente pode esperar?

A minha segunda pergunta é: Vocês falam aí da aquisição de AES Sul e, assim, o CEEE é ativo que pode vir ao mercado em algum momento dado a dificuldade do governo do estado? Eu queria saber se vocês têm alguma sinalização que poderia ser vendido este ano, ano que vem ou não?



E aí, por último, quanto que... qual que é a faixa que está o custo da rolagem de dívida de vocês hoje no mercado? É isto, obrigado.

Sr. André: Ok, bom-dia Luiz. Falando, então, sobre a transação com a State Grid, a seqüência dos fatos é sim mais ou menos esta. Então, uma vez terminada a *due diligence*, caso o contrato de compra e venda seja efetivamente assinado entre Camargo Correa e State Grid, a Camargo tem um prazo para informar o Presidente do Conselho, que informará os demais acionistas controladores. Eles têm um período, então, para avaliar as opções de preferência, *tag along* ou permanecer como estão, e aí, se isto ocorrer, se a opção for pela adesão e exercício do *tag along* e a gente configurar, então, uma troca de controle, aí sim começa o processo de Aneel e CADE.

Lembrando que uma possível troca de controle (não está confirmada, obviamente depende das opções de cada acionista controlador), mas uma possível troca de controle está sujeita à aprovação da Aneel e do CADE, que têm prazos que a gente não consegue agora definir ou precisar. A gente tem uma estimativa interna, mas a gente não consegue aqui te passar com segurança estes prazos regulatórios.

Uma vez aprovada a mudança de controle é que se inicia o processo, segundo a lei das S/As e as regras do Novo Mercado, para a extensão da oferta aos acionistas minoritários.

Sobre a AES Sul e CEEE, seria um raciocínio lógico aqui também a observância e o desejo da companhia de participar num eventual processo pela CEEE, mas nós não temos nenhuma indicação de que isto deverá ocorrer no curto prazo.

Então, o que eu posso afirmar é que a companhia, como sempre fez, vai avaliar todas as oportunidades e, se esta oportunidade se apresentar, nós vamos olhar com muito carinho.

Sobre o custo de dívida, eu vou passar para o Gustavo aqui.

Sr. Gustavo: Bom Luís, eu acho que o custo de dívida das últimas captações feitas pela companhia ao longo deste ano, a gente tem um custo médio aí em torno de 112 a 115% do CDI, é mais o menos essa a nossa média de custo.

Só acho que vale só ressaltar aqui um ponto importante: é a possibilidade, a partir de agora, de as distribuidoras poderem emitir debêntures de infraestrutura.

Então, dado aqui o nosso volume de investimento e este lastro, ele volta 2 anos atrás e também prospectivo 2 anos à frente, a gente tem aqui um lastro importante para a gente acessar este mercado, a gente já está olhando para



esta possibilidade e aqui sem dúvida nenhuma a expectativa de custos é muito mais baixos do que os custos que a gente tem hoje nos instrumentos normais de mercado.

Então, a gente deve acessar este mercado possivelmente aí nos próximos meses com este custo de financiamento de longo prazo num custo mais baixo.

Sr. Luís: Perfeito, excelente. Muito obrigado.

Operadora: Nossa próxima pergunta Marcelo Sá, Banco UBS.

Sr. Marcelo: Bom-dia a todos. Eu tenho 2 perguntas. Uma, na verdade, é para entender... ver um pouco o entendimento de vocês sobre o decreto 8828, e até que vocês colocaram na apresentação que é válido a partir de 2017, mas eu queria entender o seguinte: Se vocês entendem que para alguém que já contratou... na verdade, contratou energia no último leilão A-1 se este efeito acaba sendo retroativo ou não? Até porque, quando você faz um contrato no A-1 são de 3 anos. Então, se para 2017 este efeito seria cancelado ou não?

E a outra pergunta é em relação ao leilão de CELG, se vocês vão participar? Obrigado.

Sr. André: Bem, para a primeira pergunta eu vou passar aqui para o Rogério, nosso Diretor de Planejamento Energético.

Sr. Rogério: Marcelo, com relação ao decreto, à publicação desta alteração aí da aquisição de energia existente, nós entendemos que esta ação, esta possibilidade da distribuidora ela ficar isenta da contratação de energia existente ela vale somente a partir de 2017, para os próximos leilões. Então, isto não retroage para 2016.

Então, este tema de 2016, que se refere aos leilões que aconteceram em 2015, onde as distribuidoras contrataram esse montante de reposição para 2016, esta discussão vai ser endereçada no âmbito da Aneel.

Então, cabe a cada distribuidora que fez a aquisição no leilão de energia no A-1 de 2015 (tem um efeito para 2016) negociar ou apresentar, assim, a sua proposta de exposição involuntária com relação a esta aquisição de energia para 2016.

Os efeitos do decreto eles ficam bem claros que são a partir de 2017.

Sr. André: Muito bem. Sobre a CELG aqui, Marcelo – bom dia –, a gente está atento, a gente avaliou este processo todo, a gente segue com uma posição já comentada aqui de que o preço está acima das nossas expectativas, mas a gente vai evitar comentar sobre a nossa participação em cada *deal*.



A gente sabe que tem alguns *deals* no *pipeline* aqui e o que eu queria destacar é que a companhia, como sempre fez, avalia todas as oportunidades, assim como avaliamos da CELG. Mas a gente não tem nenhuma posição oficial para te passar se vamos participar do leilão ou não.

Sr. Marcelo: Está ótimo pessoal, obrigado.

Operadora: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de devolver a palavra ao Sr. André Dorf para as considerações finais.

Sr. André: Muito bem, a gente está vivendo, todos estão acompanhando, um momento diferente no setor elétrico e este novo momento bastante melhor quando comparado aos últimos anos.

Vivemos aqui um período bastante desafiador do ponto de vista regulatório, econômico e financeiro para as companhias do setor elétrico no Brasil, situação esta que mudou, de maneira importante, este ano.

A gente já começa a tratar de temas relevantes para o futuro do setor elétrico no Brasil, como consolidação, atração de investimento estrangeiro e tantos outros temas que são importantes para a gente desenvolver o setor elétrico no Brasil.

Da mesma forma, a CPFL está num novo ciclo; a gente está com a situação financeira robusta, como o Gustavo mostrou aqui, estamos com eficiência nas operações, ao mesmo tempo que atentos às questões de perda e inadimplência, e estamos com uma plataforma corporativa muito interessante, muito preparada, que nos permite ambicionar passos maiores daqui para frente, e o bom exemplo disso é a aquisição da AES Sul que a gente anunciou longo do trimestre.

Então, eu queria encerrar o *call* aqui reforçando a mensagem que o nosso time continua muito motivado e muito animado com esta nova dinâmica e que vai continuar suando a camisa para entregar resultados cada vez melhores, tá bom?

Obrigado e bom-dia a todos.

Operadora: A audioconferência da CPFL Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos. Tenham um bom dia.