



HISTÓRICO DA CEB E PERSPECTIVAS FUTURAS

HISTÓRICO DA CEB

E

PERSPECTIVAS FUTURAS

1. HISTÓRICO

Nas décadas de 1970 e 1980 e até meados da década de 1990, a então Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB tinha praticamente como atividade exclusiva a distribuição de energia elétrica, além das pequenas gerações de energia provenientes das Usinas Térmica e do Lago Paranoá.

Naqueles períodos, a Empresa ficou conhecida no setor elétrico brasileiro pela excelência dos serviços prestados em sua área de concessão.

A partir da reestruturação setorial ocorrida em 1994, algumas concessionárias distribuidoras, a exemplo da CEB, passaram a investir em empreendimentos de geração. A Empresa tornou-se Companhia Energética de Brasília – CEB, sinalizando, claramente, sua nova estratégia empresarial de diversificação de seus negócios no campo energético.

De fato, como resultado de tal diversificação, surgiram as participações em empreendimentos de geração hidráulica, sempre em parceria com outros investidores, tais como a CEB Lajeado S/A, em conjunto com a Eletrobrás, cujo empreendimento associado é a UHE Luís Eduardo Magalhães (Lajeado); O Consórcio CEMIG – CEB, relacionado com a UHE Queimado; Corumbá Concessões S/A, cuja Usina associada é a Corumbá IV; Energética Corumbá III S/A, vinculada à Usina Corumbá III; e a BSB Energética S/A, baseada em Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

Além dos investimentos em geração hidráulica, houve também a participação em um empreendimento de distribuição de gás natural, a Companhia Brasiliense de Gás.

No ano 2000, a maioria dos mencionados empreendimentos atingiram estágios de construção irreversíveis, portanto exigindo grande volume de recursos financeiros simultaneamente ao momento em que ocorreu a crise de abastecimento em 2001. O racionamento iniciado naquele ano trouxe repercussões negativas para as distribuidoras de energia, afetando, gravemente, as receitas e os resultados, impondo ao segmento dificuldades na capacidade de investimento, bem como inadimplências generalizadas com as supridoras de energia.

Esse contexto foi particularmente danoso no âmbito das distribuidoras estatais, que não puderam, por questões regulatórias do setor financeiro, ser socorridas pela linha de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES oferecida no contexto do acordo setorial para superação da crise, ao contrário das empresas privadas, que tiveram livre acesso aos financiamentos daquela entidade financeira.

Neste quadro, a CEB adotou posicionamentos empresariais que repercutem negativamente nos tempos atuais: priorização dos negócios de geração; opção pela postergação dos investimentos no sistema de distribuição que se prolongaram por vários anos, causando queda da qualidade do fornecimento de energia; e inadimplência com as geradoras supridoras de energia, que produziram endividamento relevante.

As Administrações que atuaram nos momentos seguintes tiveram suas ações pautadas na gradual, mas insuficiente, recuperação do sistema de distribuição, ao tempo em que aguardaram a conclusão dos empreendimentos de geração, para que estes atingissem estágio operacional, com as correspondentes gerações de receitas e resultados, convivendo, ainda, com o endividamento que se instalou de maneira estrutural.

Entretanto, em 2010, o setor de energia elétrica voltou a enfrentar graves dificuldades oriundas da escassez hídrica de dimensões semelhantes ao racionamento de 2001, que exigiu o uso de termelétricas com custos bem mais elevados.

Os problemas financeiros nas distribuidoras voltaram a ser relevantes, tendo em vista que os mecanismos de restituição via tarifa dos recursos

aplicados na compra de energia a ser distribuída aos consumidores, nessas situações extremas são ineficazes, demandando das distribuidoras grande volume de capital de giro para se financiar nos intervalos de reajustes tarifários.

Da mesma forma, a apreciação do dólar em relação ao real, como o que aconteceu no início de 2015 promove desequilíbrios financeiros, uma vez que aumentam, significativamente, o valor das cotas obrigatórias de pagamento da energia gerada na Itaipu Binacional, que é dolarizada.

Assim, o complexo sistema tarifário do segmento de distribuição de energia elétrica acaba penalizando as concessionárias distribuidoras, uma vez que admite um descasamento de valores devidos aos geradores/supridores (itens não gerenciáveis na distribuidora), que só serão recuperados a partir dos eventos de reajustes tarifários anuais.

Como se não bastassem as exigências decorrentes da regulação do setor elétrico que apuram de forma rigorosa a prudência nos dispêndios com investimentos, existem ineficiências de origem interna que fragilizam os processos de revisões tarifárias realizados a cada período de quatro anos. Nessas oportunidades, a Empresa, reiteradamente, tem sido ineficaz na apuração da chamada "Base de Remuneração", que corresponde ao reconhecimento pelo órgão regulador dos ativos em serviço oriundos dos investimentos a serem contemplados na remuneração tarifária. Esta ineficiência reduz recursos que poderiam ser aportados na distribuidora por meio da tarifa.

Outro componente importante e completamente gerenciável pela Empresa, que não tem merecido a devida atenção ao longo do tempo, diz respeito ao controle de despesas do agregado contábil PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros). Existe uma quantidade de recursos (calculada por métrica de comparação por *benchmarking*) determinada pelo órgão regulador e destinada via tarifa como sendo suficiente para suprir tais custos. A CEB Distribuição S/A, lamentavelmente, sempre esteve com seus custos acima dessa referência. Todo gasto não suportado pela tarifa concedida transforma-se em prejuízo para a Empresa.

Como consequência, sem a receita oriunda da base de remuneração regulatória (ativos em serviço) no nível desejado; com custos de PMSO acima dos previstos pelo órgão regulador; e mais as despesas financeiras decorrentes dos endividamentos (setoriais e bancários), tem-se apurado prejuízos sistemáticos, impossibilitando a geração de recursos em volume suficiente para os investimentos necessários, além de corroer o Patrimônio Líquido da Empresa.

Em 30 de setembro de 2015, os prejuízos acumulados somavam R\$ 649,6 milhões, valor este bem superior ao capital social da Empresa.

Atualmente, a título de exemplo, a Distribuidora, no agregado PMSO, consome cerca de R\$ 83,0 milhões a mais do que lhe é destinado anualmente pela tarifa para cobrir tais custos.

Assim, em que pese às diversas iniciativas ocorridas para redimensionamento da Empresa, estas foram caracterizadas por enfoques pontuais que não alcançaram as causas principais responsáveis pela continuidade da crise que perdurou nos últimos anos.

Sintetizando esse breve histórico, o balanço encerrado em 31 de dezembro de 2014 ilustra a situação da Distribuidora naquela data:

Demonstração dos Resultados
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014
(Em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2014
Receita líquida	29.a	<u>2.029.224</u>
Custo do serviço de energia elétrica	29.b	<u>(1.742.128)</u>
Custo com energia elétrica		(1.448.503)
Custo de operação		(293.625)
Custo dos serviços prestados a terceiros		(3.786)
Lucro bruto		<u>283.310</u>
Despesas operacionais	29.c	<u>(250.164)</u>
Despesas com vendas		(132.497)
Despesas gerais e administrativas		(138.704)
Outras Receitas/Despesas Operacionais, líquidas		21.037
Resultado do serviço		<u>33.146</u>
Resultado financeiro	29.d	<u>(23.346)</u>
Receitas financeiras		58.345
Despesas financeiras		(81.691)
Lucro líquido (prejuízo) antes da CSLL e do IRPJ		<u>9.800</u>
Imposto de renda e contribuição social - Corrente		-
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	19	<u>(98.663)</u>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		<u><u>(88.863)</u></u>
Lucro (prejuízo) por ações básico e diluído		(0,1531)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balancos Patrimoniais em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014
(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/09/2015	31/12/2014 Reapresentado	Passivo	Nota	30/09/2015	31/12/2014 Reapresentado
Ativo circulante				Passivo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	36.339	30.845	Fornecedores	15	315.153	359.445
Contas a receber	5	525.672	380.998	Tributos e contribuições sociais	17	236.867	176.269
Créditos com empregados		4.213	1.497	Contribuição de iluminação pública	18	136.503	83.693
Tributos e contribuições sociais compensáveis	7	14.896	12.741	Empréstimos e financiamentos	16	64.391	69.418
Estoques	8	13.126	18.547	Debênturas	23	7.489	-
Ativo Financeiro Setorial	10	664.796	204.972	Benefícios a empregados	27	42.052	60.559
Outros créditos	6	67.497	76.660	Consumidores		18.256	12.476
Total do circulante		1.326.539	726.260	Passivo Financeiro Setorial	10	375.204	208.902
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento	19	29.818	31.732
				Encargos do consumidor a recolher	21	87.350	2.726
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	20	31.234	33.461
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	24	9.945	5.844
				Outras obrigações	25	105.762	22.290
				Total do circulante		1.460.024	1.067.025
Ativo Não circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Fornecedores	15	59.668	-
Aplicações Financeiras		6.206	-	Tributos e contribuições sociais	17	230.046	147.006
Contas a receber	5	11.001	7.733	Contribuição de iluminação pública	18	116.216	81.034
Tributos e contribuições sociais compensáveis	7	11.436	15.676	Empréstimos e financiamentos	16	227.739	251.694
Ativo financeiro de concessões	11	818.850	841.273	Benefícios a empregados	27	279.219	294.699
Cauções e depósitos vinculados	9	900	900	Debênturas	23	120.422	-
Ativo Financeiro Setorial	10	120.620	138.738	Superávit de baixa renda	22	119.278	108.557
Outros créditos	6	513	610	Controladas e Coligadas	28	31.000	-
		969.526	1.004.920	Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	24	59.878	70.212
Propriedades para Investimento	12	276.114	276.114	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	20	53.135	57.106
				Outras obrigações	25	14.735	3.791
Imobilizado	13	65.091	82.652	Obrigações Vinculadas a concessão	26	54.663	27.840
				Total do não circulante		1.345.899	1.022.159
Intangível	14	99.672	49.196	Patrimônio líquido	29	-	-
				Capital social realizado		580.532	580.532
				Prejuízos acumulados		(649.613)	(550.544)
Total do não circulante		1.410.403	1.412.892				

O momento agora exige atuação sistêmica e firmeza na condução da reorganização da Empresa de maneira consistente, utilizando-se, para tanto, do conjunto de ativos (imóveis inservíveis para a concessão de distribuição e de geração de energia já consolidados), promovendo-se um retorno às suas origens com o foco primordial na atividade de distribuição de energia. É

relevante reiterar que a solução para a crise da CEB Distribuição S/A está, portanto, no próprio Grupo CEB.

Dessa forma, para que tal solução encontre base sólida visando à superação dos problemas estruturais da Distribuidora, foi concebido o **Plano de Transformação**.

2. O PLANO DE TRANSFORMAÇÃO

Para dar um direcionamento planejado, a Administração que assumiu a Empresa em 07 de janeiro 2015 elaborou um programa denominado de **Plano de Transformação**, cujo objetivo principal é o de enfrentar os dois problemas crônicos da CEB Distribuição S/A: endividamento fora de controle e custos e despesas operacionais incompatíveis com as receitas correspondentes.

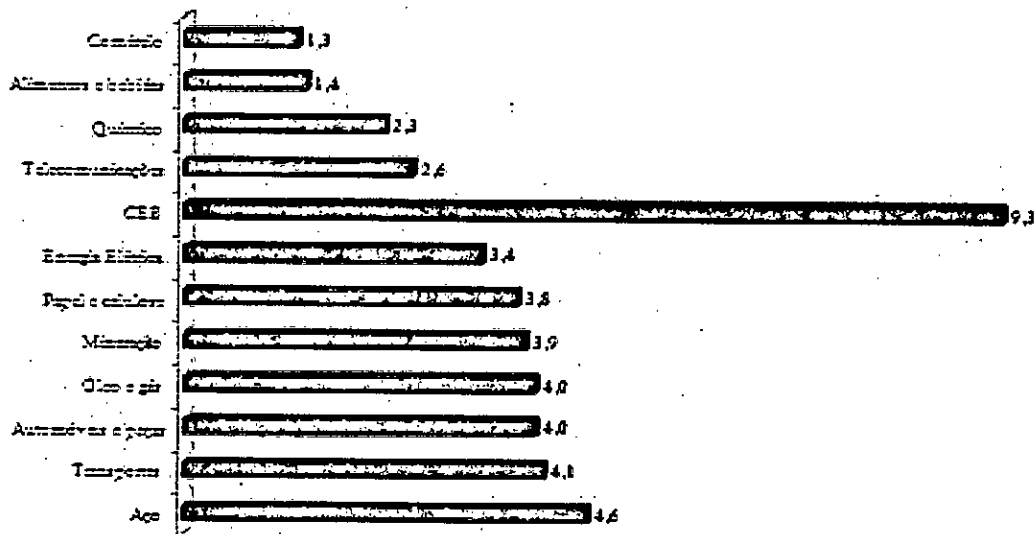
A Distribuidora, em termos de número de consumidores, representa 1,26% do setor de distribuição de energia elétrica do país e conta com, aproximadamente, um milhão de consumidores, enquanto o Brasil, em torno de oitenta milhões.

Quanto ao consumo de energia elétrica, o mercado da CEB Distribuição S/A representa 1,83% do consumo nacional e em relação à receita, 1,57%.

✓ Endividamento

O nível de endividamento da Distribuidora alcançou um patamar tão elevado que a diferença de forma importante do próprio setor de energia elétrica, bem como dos demais setores da economia nacional, como se pode observar no gráfico a seguir:

Relação Entre Dívida Líquida e EBITDA Por Setor



Fonte: Valor Econômico – 03/11/2015

Observação: A CEB foi incorporada ao gráfico para permitir a comparação (posição em 30 de setembro de 2015).

Para combater o endividamento é inadiável uma injeção de capital para saneamento financeiro da Empresa. No novo contrato de concessão a meta relativa ao endividamento é de que a "(Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida) ≥ 0 ". A CEB Distribuição S/A é até capaz de gerar fluxo de caixa operacional, mas a necessidade de realização de investimentos e o serviço da dívida impossibilitam a geração de fluxo de caixa livre para dar continuidade operacional à Concessionária.

✓ Investimentos

A Distribuidora necessita em média de R\$ 160,0 milhões por ano para realizar seus investimentos. Esses recursos serão aplicados para ampliar sua rede de energia elétrica; atender os novos consumidores; melhorar o nível de

confiabilidade da rede; e automatizar o sistema de distribuição, reduzindo custos.

✓ **Capitalização**

Verifica-se, portanto, que o setor de energia elétrica tem como característica importante, ser um segmento de capital intensivo, a exemplo de outros setores, como o de telecomunicações.

Na busca de soluções viáveis que levassem à capitalização da CEB Distribuição S/A, foram analisadas as seguintes possibilidades:

a) *IPO (Initial Public Offering)* – Oferta Pública Inicial da CEB Distribuição S/A

- ✓ Conjuntura do mercado praticamente inviabiliza a operação para um valor justo;
- ✓ Desconto no *IPO* reduz a captura de valor ativo; e
- ✓ Opinião pública pouco favorável à imagem da privatização.

b) Venda de Excesso de Controle da Companhia Energética de Brasília – CEB

- ✓ Valor potencial insuficiente para as necessidades de caixa da CEB Distribuição S/A;
- ✓ Baixa liquidez resultaria em tempo de execução muito alongado; e
- ✓ Provável desconto significativo sobre o valor de mercado.

c) Monetização dos Ativos de Geração

- ✓ Valor dos ativos solucionaria a necessidade de caixa da Distribuidora;
- ✓ Demanda aquecida por ativos de geração;
- ✓ Aumento do foco no *core business* da Companhia Energética de Brasília – CEB;
- ✓ Possibilidade de *Valuation* (valoração) atraente; e
- ✓ Viabiliza a monetização da Companhia Brasileira de Gás – CEB Gás em caso de estruturação de um pacote de venda.

A seguir, elencamos as principais considerações que levaram a Administração da Empresa a optar pela alternativa de monetizar os ativos de geração:

- ✓ Investidores Estrangeiros – O câmbio depreciado está gerando uma nova onda de interesse de investidores estratégicos internacionais em ativos de geração no país;
- ✓ Processo de Consolidação – Grandes *players* estão com apetite por ativos de geração, transmissão e distribuição para atualizar seus portfólios; e
- ✓ Volume de Transações Observadas no Mercado – O último leilão realizado pela ANEEL alcançou o montante de R\$ 17,0 bilhões.

Há a convicção de que o possível valor dessas transações, que ainda será objeto de avaliação por instituição especializada, será compatível com as necessidades de recursos demandados pela Empresa, estimado em R\$ 500,0 milhões.

Esta foi a razão pela qual se optou por esta solução. As demais alternativas foram consideradas pouco atrativas no curto prazo.

Por outro lado, continuar alavancando a Empresa (aumentando seu endividamento), provocaria um ciclo vicioso que a Distribuidora não suporta mais, pois já está com seu passivo a descoberto em R\$ 69,0 milhões, de acordo com posição apurada em 30 de setembro de 2015.

Dessa forma, com o suporte da realização desse projeto, a CEB Distribuição S/A passará a contar com os recursos necessários para reduzir seu nível de endividamento e realizar os investimentos obrigatórios para manter sua concessão de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal nos próximos 30 anos de maneira sustentável.

✓ **Custos e Despesas Operacionais**

Para adequar os custos e despesas operacionais é imprescindível a continuidade da promoção de ajustes estruturais com o objetivo de reduzi-los aos níveis compatíveis com as tarifas correspondentes. Esta tarefa foi iniciada e é fundamental para o sucesso do **Plano de Transformação**.

Principais ações gerenciais já em curso para reduzir custos e despesas e aumentar a receita:

- ✓ Renegociação dos custos de contratos de serviços de terceiros;
- ✓ Melhoria na produtividade dos serviços de operação e manutenção;
- ✓ Recuperação de perdas comerciais por meio da inibição de fraudes; e
- ✓ Otimização dos gastos com pessoal e encargos.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Finalmente, manifestamos a importância da aprovação do Projeto de Lei Nº 809/2015, de autoria do Poder Executivo, que autoriza as alienações de ativos do Grupo CEB para promover o fortalecimento da Concessionária Distribuidora. Tal documento legal é absolutamente necessário para que a CEB Distribuição S/A possa alcançar as condições econômico-financeiras indispensáveis para poder cumprir as condicionantes e obrigações emanadas do novo contrato de concessão que terá seu início nos próximos dias, com período de duração de 30 anos.

Nesse sentido, convém destacar as principais metas determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a serem atendidas pelos concessionários:

Metas de Qualidade do Fornecimento

DECI (Número de Horas Desligadas - Ano)					FECi (Número de Interrupções - Ano)				
2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
15,14	13,09	10,58	8,45	7,90	11,33	9,83	7,99	6,43	6,03

Metas Para Investimentos

Ano	Valores Anuais Previstos (Em R\$)
2016	R\$ 154.295.995,99
2017	R\$ 221.054.629,70
2018	R\$ 121.051.680,68
2019	R\$ 192.744.730,94
2020	R\$ 97.640.278,35

Metas Para Eficiência da Gestão Econômico-Financeira

- a) LAJIDA ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);
- b) LAJIDA (-) QRR ≥ 0 (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020)
- c) (Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] $\leq 1 / 0,8^*$ SELIC (até o término de 2019) e;
- d) (Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR] $\leq 1 / 1,11^*$ SELIC (até o término de 2020).

4. ANEXO

Nota Técnica N° 001/2015-DF (Plano de Transformação)



**Nota Técnica N° 001/2015-DF
(Plano de Transformação)**



Nota Técnica nº001/2015-DF

Assunto: Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira de Prorrogação ou Não do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica.

I. DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar o Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira da Prorrogação do Contrato de Concessão da Distribuição de Energia Elétrica celebrado entre a CEB Distribuição S/A (doravante referida como CEB-D, CEB D, Concessionária, Distribuidora, empresa, companhia) e a ANEEL (doravante referida como Poder Concedente, agência, órgão regulador); contendo as premissas operacionais, financeiras e de investimentos, que foram definidas e adotadas em conjunto com a Diretoria. Tal estudo subsidiará a tomada de decisão da Diretoria e Conselho de Administração acerca da Prorrogação ou Não do Contrato de Concessão.
2. Cabe destacar que, qualquer alteração de premissas e/ou critérios adotados neste estudo podem implicar na alteração dos resultados e conclusões ora apresentados.

II. DA METODOLOGIA

3. Para avaliar a viabilidade financeira da concessão, adotou-se o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCXD), em termos nominais, devido aos distintos índices de inflação pelos quais as variáveis do modelo são reajustadas e/ou indexadas. As projeções do fluxo de caixa foram adotadas no caso da Prorrogação da Concessão, analisando o Valor Presente Líquido ($VPL_{Prorrogação}$) desse fluxo, em comparação com o Valor Indenizável de Não Prorrogação, doravante denominado Valor Indenizável dos Acionistas, onde;

$$VPL_{Prorrogação} = \sum_{i=1}^n \frac{FCX_i}{(1 + Taxa de Desconto)^i} + \frac{ValorRecuperável_n}{(1 + Taxa de Desconto)^i}$$

FCX = Fluxo de Caixa do período;

Taxa de Desconto = Remuneração da pela ANEEL para os empreendimentos de Distribuição [Custo Capital Próprio (Ke) = 13,57%]

$Valor\ Recuperável_n$ = Capital de Giro Líquido (CGL) no último período + Base de Remuneração Líquida (BRRL) no último período



n = número de anos considerados no fluxo

Assumiu-se como fluxo de caixa livre o resultado da soma entre:

- a) O Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais, que contempla as receitas e despesas da empresa;
- b) O Fluxo de Caixa de Investimentos, que contempla os desembolsos na aquisição de ativos imobilizáveis, e ainda as receitas referentes à venda de ativos imobilizados; e
- c) O Fluxo de Caixa das Atividades Financeiras, que contempla os recursos próprios e de terceiros. Por se tratar de uma concessão finita, também se considera um valor a ser recuperado quando do fim da concessão.

Nesse contexto, compara-se o $VPL_{Prorrogação}$ com o Valor Indenizável dos Acionistas em 2015.

Assim, temos que:

4. Se, $VPL_{Prorrogação} > \text{Valor Indenizável dos Acionistas}$, a Prorrogação da Concessão é mais vantajosa.
5. Caso contrário, $VPL_{Prorrogação} < \text{Valor Indenizável dos Acionistas}$, a não Prorrogação é mais vantajosa.
6. Além da análise financeira a partir do fluxo de caixa, foi feita avaliação relativa ao atendimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira, que estão contemplados no contrato, e serão exigidos pela Agência para os próximos 5 (cinco) anos, além de sua manutenção no período restante do Contrato de Concessão.

III. DAS PREMISSAS

7. As premissas de Mercado, Compras e Preços de Energia, além dos Encargos Setoriais e de Transmissão de Energia, que servem como insumos para a definição da Parcela A, serão definidas aplicando a mesma metodologia quando do envio do Plano de RESULTADO ANEEL em abril de 2015.
8. As projeções de Receita Regulatória, contendo a Parcela A e a Parcela B, foram construídas a partir da receita reconhecida pela ANEEL no IRT de 2015, no ciclo 2015/2016, que resulta na receita de 4 meses de 2015 e 8 meses de 2016.
9. A Parcela A foi calculada pela recomposição dos custos de compra de energia, encargos e transportes previstos para 2016 definidos pelo Órgão Regulador para esta Distribuidora no IRT 2015. Para os demais anos, considerou-se o Valor da Parcela A (VPA) do ano anterior, acrescida da inflação conforme o índice IPCA bem como do crescimento do mercado de energia elétrica do DF.



10. Para a projeção do fluxo de caixa, considerou-se adicionalmente a projeção dos componentes financeiros reconhecidos no IRT 2015 que somam o montante de R\$ 297,69 milhões, a serem recebidos na projeção nos ciclos 2015/2016 e ciclo 2016/2017.
11. Para os demais anos, considerou-se o princípio da neutralidade da **Parcela A**. Isto é, os custos reconhecidos pela ANEEL na tarifa que compõem a Parcela A da receita serão suficientes para suportar os custos incorridos pela CEB-D. Assim, a projeção da receita regulatória da parcela A é igual aos custos (princípio de *pass-through*), uma vez que, para equilíbrio e projeção de longo prazo o efeito do descasamento financeiro entre custos e cobertura tarifária que resulta no componente financeiro seria nulo, pois, atualmente, o ciclo entre a despesa e a recomposição do custo é de 24 meses. Deste modo, **não houve projeção dos componentes financeiros**, que normalmente compõe os reajustes e revisões, além do valor citado no item anterior.
12. Já para a **Parcela B**, nos anos de Índice de Reajuste Tarifário (IRT), a projeção foi feita acrescentando-se o crescimento do mercado de energia elétrica do DF, bem como o diferencial entre o índice IPCA do ano e o Fator X. Para este, de forma conservadora, não se considerou melhorias de eficiência nem qualidade, portanto foram replicados para os demais anos os últimos valores considerados em 2015, de 1,12%.
13. A cada 5 (cinco) anos, todavia, na Revisão Tarifária Periódica (RTP), além dos fatores considerados no parágrafo anterior, remunera-se o capital incremental investido no período, calculado pela movimentação da Base Regulatória Remunerável (BRR) em relação à RTP anterior.
14. A curva de desembolso de investimento seguiu a diretriz de R\$ 100 Milhões/ano corrigidos pelo índice IPCA, de acordo com o Plano de Resultados ANEEL.
15. O desembolso para pagamento de juros e amortização do quadro atual de dívidas da companhia seguiu os prazos, taxas, indexadores e montantes previstos nos contratos realizados pela empresa.
16. As despesas operacionais foram ajustadas anualmente pela inflação, e não foi assumida melhoria operacional ou ganho real dos trabalhadores.
17. A taxa de desconto adotada para análise do VPL de Prorrogação foi o Custo de Capital Próprio (K_e) de Distribuição, nominal e depois de impostos, definido pela ANEEL na NT nº 22/2015-SER/ANEEL. O K_e é a taxa definida pela ANEEL para a remuneração de capital dos acionistas no setor de distribuição brasileira.
18. O modelo assumiu que a data base para resultados realizados seria Junho de 2015, portanto a data para o primeiro fluxo de caixa livre projetado seria Dezembro de 2015. Assim, o fator temporal ao qual se elevará a taxa de desconto será 0,5 em 2015, 1,5 em 2016, 2,5 em 2017 e assim sucessivamente até o último ano de concessão (2044).



a) Cenário Energético

19. As projeções de Mercado de Consumo da CEB-D (Unidades Consumidoras do Distrito Federal), foram baseadas, com viés conservador (valores reduzidos), em projeções fornecidas pela consultoria AEA, especializada no setor de energia elétrica.

20. Energia Contratada para o montante em GW/h de Energia Contratada, foi adotada a curva estabelecida pela Diretoria, baseada nos contratos de Longo Prazo da Distribuidora até 2025. Para os demais anos foi considerado o crescimento médio projetado para o mercado de energia elétrica do Distrito Federal de 3,5% ao ano.

21. As Perdas de Energia Elétrica foram projetadas de acordo com os valores previstos pela diretoria, considerando a melhora referente à volta de fiscalização prevista pela diretoria

22. Sobras de Energia foram calculadas tal que:

$$\text{Sobras de Energia} = \text{Energia Contratada} - \text{Mercado de Consumo} - \text{Perdas.}$$

Segundo as projeções, não houve mais sobras de energia acima do limite ANEEL de 105%, a partir de 2023.

23. Neste cenário, tendo em conta tais sobras de energia até 2023, as projeções também consideraram ganhos com a venda de Energia de Curto Prazo, em consonância com o que a CEB-D tem feito nos últimos anos. Para contabilizar tais ganhos, assumiu-se que as sobras de energia teriam um custo equivalente ao Preço Médio Contratado de toda energia elétrica comprada pela empresa, que em preços correntes de 2015 é R\$ 171,21/MWh; e seriam vendidas no mercado livre, às conformidades da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) determinada pela mesma com base nas condições de oferta e demanda do mercado livre de energia elétrica. Devido à alta volatilidade do PLD, para mais ou para menos, adotou-se conservadoramente o valor de R\$200/MWh, que corresponde a cerca de metade da média mensal dos últimos 12 meses (R\$378,68/MWh), e está dentro da banda de valores de médias mensais apresentadas no período (nos últimos 12 meses a banda variou de R\$804,54/MWh a R\$145,09/MWh).

b) Outras Receitas e Despesas

24. A empresa conta com uma parcela pequena de outras receitas, sendo 60% considerado para a modicidade tarifária, alheias à distribuição e comercialização de energia. Para essas curvas de projeção foram considerados os valores de dezembro de 2014, reajustados pela inflação segundo o índice IPCA, à exceção da curva de arrendamentos e alugueres que foi reajustada pelo índice IGP-M.

25. Para o nível de Inadimplência/Provisão Devedores Duvidosos que resulta em perdas liquidas para a companhia, perpetuou-se 1,40% do faturamento anual, que é a soma entre a média de 1,05% calculada para



o PDD líquido em 2015 e o percentual de inadimplência da CEB de 0,35%, considerando os parâmetros regulatórios atuais da empresa.

c) ATIVO IMOBILIZADO

26. Para a Base de Remuneração Regulatória (BRR), foi considerada a base estimada para fevereiro de 2016, data do reconhecimento e homologação da mesma pela ANEEL, segundo os seguintes valores:

Descrição	fev/16
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.653.897.745
(2) Índice de Aproveitamento Integral	2.173.827
(3) Obrigações Especiais Bruta	624.803.723
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.316.260.046
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)-(13)	1.710.660.149
(6) Depreciação Acumulada	2.402.382.626
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso) = (5) - (6)	1.251.515.119
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	634.012
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (7) - (8)	1.250.881.107
(10) Almojarifado em Operação	7.375.108
(11) Ativo Diferido	0
(12) Obrigações Especiais Líquida	506.711.292
(13) Terrenos e Servidões	91.888.894
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)	751.544.922

27. Os valores entre o último período de reconhecimento da BRR (fevereiro de 2012) e o seguinte (fevereiro de 2016), foram modelados segundo interpolação linear constante.

28. Para a projeção de imobilização de ativos ou adições ao Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), que norteia a projeção da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e conseqüentemente, a receita regulatória nas revisões, baseado nas últimas ações da Agência com esta e outras companhias de distribuição de energia elétrica, adotou-se como premissas:

- Reconhecimento de 70% do Ativo Imobilizado em Construção a ser transformado para AIS no mês corrente
- Aplicação de 15% de glosas pelo órgão regulador sobre o total do AIS realizado pela companhia

d) CUSTOS OPERACIONAIS

29. Para a elaboração da projeção dos custos operacionais da CEB D, a composição dar-se-á por dois grandes grupos: o de Pessoal (P) e o de Material, Serviços e Outros (O) - MSO.



Pessoal (P)

- a) Custo Principal – Custo previstos para o orçamento 2015-2016 pela diretoria, demais anos corrigidos pelo indicador INPC.
- b) Política de Desligamento (PD) - aplicação da política do ACT 2013/2015;
 - i. Adotar as seguintes premissas na PD:
 - ii. a) Para cada empregado desligado será previsto a reposição de um novo empregado, ou seja, 1/1, na mesma categoria e função, com os respectivos custos;
 - iii. b) Para as indenizações, considerar como estimativa o valor médio de 16 remunerações, conforme análise dos custos de indenizações.
- c) Plano de Saúde – Redução de R\$1 milhão por mês, a partir de janeiro de 2016, decorrente do novo acordo do plano de saúde e do êxito da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADIN) 0032581-14.2014.807.0000 que retirou o direito vitalício dos aposentados ao plano de saúde CEB Assistencial, reduzindo-o para apenas 18 meses após a publicação do Acórdão.

Material e Serviços (MS) – curva utilizando os valores previstos para os orçamentos de 2015 e 2016, reajustados anualmente pelo índice IPCA para os próximos anos.

e) CENÁRIO MACROECONÔMICO

30. Para todas os índices e variáveis macroeconômicas do modelo até outubro do ano de 2015 foram consideradas as respectivas publicações dos valores realizados.
31. Para os índices e variáveis de IGP-M, IPCA, SELIC, Taxa de Câmbio, INPC foram consideradas as projeções realizadas pelo Banco Central do Brasil (BACEN), disponibilizadas no relatório FOCUS de caráter semanal, ou ainda no domínio <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/>.
32. Para os índices e variáveis de UMBNDES, TJLP foram perpetuados para as projeções os últimos valores publicados em outubro de 2015.
33. Para o índice CDI foi assumido 100% da SELIC, conforme indicado pela série histórica de ambas variáveis.

f) IMPOSTO DE RENDA

34. Para o Imposto de Renda Pessoa Jurídica foi adotada alíquota base de 15%, a alíquota adicional de 10% e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido de 9%.
35. Adicionalmente, o saldo inicial de Prejuízos Compensáveis publicado no Balanço Patrimonial de dezembro de 2014 de R\$260,74 milhões que foi compensado em 30% do lucro líquido mensal, quando da ocorrência de lucro líquido tributável. Deste modo, no caso de lucro o valor de compensação mensal foi



abatido do saldo de Prejuízo Compensáveis, e no caso de prejuízo o valor foi adicionado ao saldo de Prejuízos Compensáveis.

g) Caixa

36. Assumiu-se um caixa mínimo de R\$ 5 milhões e que 95% dos saldos de caixa seriam remunerados a 100% do índice CDI, constituindo desse modo a receita financeira da Distribuidora.

IV. ESTIMATIVA DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO DE PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO

37. Tendo em conta as premissas adotadas e a metodologia utilizada, a soma dos fluxos de caixa livres descontados ao longo do tempo pela taxa de custo de capital do acionista, resultou num Valor Presente Líquido de Prorrogação de R\$-141,4 milhões

V. ESTIMATIVA DO VALOR INDENIZÁVEL DOS ACIONISTAS

38. De acordo com o Despacho ANEEL nº 3.541, "i) o valor dos bens reversíveis ainda não amortizados calculados a partir da metodologia de Base de Remuneração Regulatória, descrita no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET; ii) os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária."

39. Dessa forma, entende-se que o Valor Indenizável será composto de deveres e obrigações para com a ANEEL, denominados **Valor Indenizável da Concessão**. Somando-se a esse os itens junto a empregados, consumidores, fornecedores e demais credores que possam ser recuperados ou que a empresa reconheça como devidos, obtém-se o valor denominado **Valor de Liquidação da Concessionária**. A soma de Valor da Concessão e Valor da Concessionária resulta no **Valor Indenizável dos Acionistas**.

40. Considerou-se, conforme as normas contábeis previstas pelo IFRS, itens de curto-prazo (doravante denominados Circulante, CP ou Curto-Prazo) aqueles que podem ser exercidos num prazo de um ano contábil, e valores de longo-prazo (doravante denominados Longo Prazo, Realizável Longo Prazo, LP) aquele após esse período.

a) VALOR INDENIZÁVEL DA CONCESSÃO (R\$ mil)

(+) BRR Líquida estimada	751.545
(+) Ativo Financeiro Setorial - Circulante	664.796
(+) Ativo Financeiro Setorial - Realizável Longo Prazo	120.620
(-) Passivo Financeiro Setorial - Circulante	(375.204)
(-) Passivo Financeiro Setorial - Realizável Longo Prazo	-



b) VALOR DA CONCESSIONÁRIA (R\$ mil)

(+) Caixa e equivalentes de caixa	36.339
(+) Aplicações Financeiras	6.206
(+) Contas a receber	435.562
(-) PDD	(101.111)
(+) Terrenos não vinculados à concessão	276.114
(=) Ativos Indenizáveis a Concessionária	754.221
<hr/>	
(+) Dívida Bruta da Concessionária	772.312
Empréstimos e financiamentos - CP	64.391
Debêntures - CP	7.489
Benefícios a empregados - CP	42.052
Controladas e Coligadas - LP	31.000
Empréstimos e financiamentos - LP	227.739
Benefícios a empregados - LP	279.219
Debêntures - LP	120.422
(+) Tributos e Encargos a Pagar	554.263
Tributos e contribuições sociais - CP	414.259
Encargos do consumidor a recolher - CP	87.350
Tributos e contribuições sociais - LP	52.654
Encargos do consumidor a recolher - LP	-
(+) Fornecedores	354.821
Fornecedores - CP	315.153
Fornecedores - LP	39.668
(+) Contribuição de Iluminação Pública	252.719
CIP - CP	136.503
CIP - LP	116.216
(+) Superávit Baixa Renda - LP	119.278
(+) Outras Obrigações da Concessionária	223.234
(+) Outros Passivos - CP	153.836
(+) Consumidores	18.256
(+) Provisões e encargos sobre folha de pagamento	29.818
(+) Outras Obrigações	105.762
(+) Outros Passivos - LP	69.398
(+) Outras obrigações	14.735
(+) Obrigações Vinculadas à concessão	54.663



(-) Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	(69.823)
(-) Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios - CP	(9.945)
(-) Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios - LP	(59.878)
(-) Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(84.369)
(-) Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - CP	(31.234)
(-) Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - LP	(53.135)
(+) Patrimônio Líquido (negativo)	69.081
(=) Passivos Devidos pela Concessionária	2.191.516
<hr/>	
(+) Ativos Indenizáveis a Concessionária	754.221
(-) Passivos Devidos pela Concessionária	(2.191.516)
(-)Gastos Demissionais	(41.666)
(=) Valor Indenizável dos Acionistas	(317.204)

VI. RECOMENDAÇÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

41. Baseado nas premissas e estimativas realizadas constata-se que:

- a) $VPL_{Prorrogação} = R\$-141,4$ milhões > **Valor Indenizável dos Acionistas** = R\$ -317,2 milhões, portanto, estima-se que a Prorrogação da Concessão seja mais vantajosa.

42. Ratifica-se que os valores calculados para $VPL_{Prorrogação}$ consideraram a situação da empresa hoje sem alterações estruturais tanto operacionais quanto financeiras.

43. Em outras palavras, não se captou na modelagem nenhum tipo de impacto positivo decorrente do Plano de Transformação, que começou a ser implementado pela Diretoria. Porém, apesar da indicação de Prorrogação não se atingem os indicadores econômico-financeiro que estão descritos no Contrato de Concessão.

44. O plano de transformação é composto de 3 (três) fases, doravante denominados Momento I, Momento II e Momento III.

45. O Momento I equivale ao $VPL_{Prorrogação}$ estimado nesta Nota Técnica.

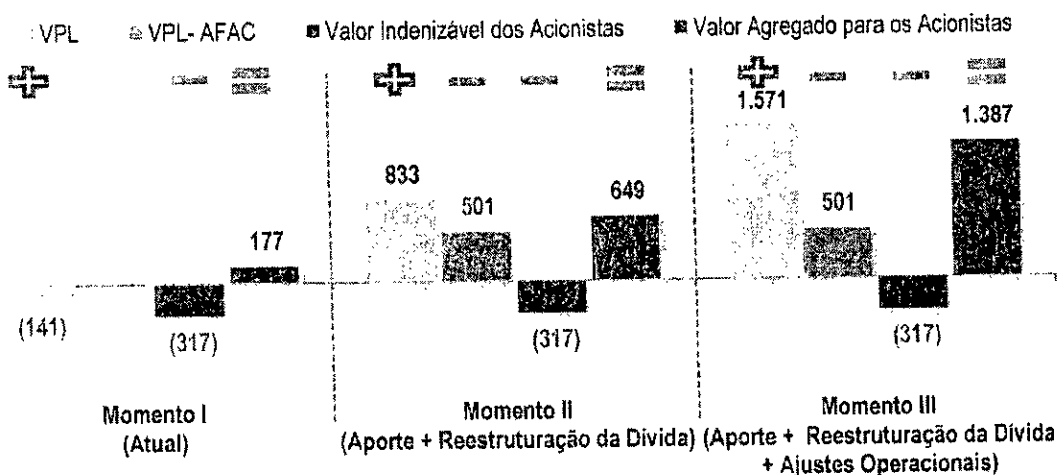
46. O Momento II contempla uma injeção de capital na Distribuidora proveniente da venda de ativos de geração da controladora da CEB-D, a CEB-Holding (doravante denominada CEB-Holding, CEB-H, Holding). Estima-se que tal operação gere, à parte do valor presente da venda dos ativos supracitados, R\$ 474,4 milhões de valor à companhia, através do pagamento de dívidas de taxas elevadas, aliada à premissa de que tal movimento possibilitaria à empresa a captação de recursos mais baratos (menor spread) no mercado financeiro. Ademais, foi assumido na modelagem que com a entrada de novos recursos, o investimento anual



passaria de R\$100 milhões para R\$155 milhões por ano, corrigidos pelo índice IPCA, a partir de outubro de 2016. Não houve necessidade de realavancagem para atender os novos investimentos, mas quando necessário, houve alavancagem para capital de giro. Tais alterações resultariam em um novo valor de ações da CEB-D de R\$ 833,7 milhões.

47. O Momento III contempla além da injeção de capital mencionada no Momento II, melhorias operacionais resultantes das diversas iniciativas que vem sendo tomadas pela Diretoria como redução no nível de perdas comerciais e inadimplência, otimização dos investimentos realizados para reconhecimento pelo Órgão Regulador para a composição da Base de Remuneração Regulatória, redução de custos de serviços e pessoal, entre outras. Ainda, foram consideradas as premissas de captação de recursos mais baratos, com taxas ainda menores que as consideradas no Momento II; e de aumento do investimento anual, num montante de R\$180 milhões por ano, corrigidos pelo índice IPCA, a partir de outubro de 2016. Não houve necessidade de realavancagem para atender os novos investimentos. Estima-se que tais melhorias agreguem R\$ 736,9 milhões de valor à companhia em relação ao Momento II, totalizando um novo valor de ações da CEB-D de R\$ 1.570,6 milhões.

48. Considerando então o resultado do *valuation* nos três Momentos é possível compará-los com o resultado do Valor Indenizável dos Acionistas, sendo o valor agregado para os Acionistas o resultado da diferença entre VPL e Valor Indenizável dos Acionistas, deduzido o Valor Presente Líquido da Venda de Ativos de Geração (doravante denominado VPL – AFAC), conforme ilustrado abaixo:



49. De acordo com os resultados estimados, mesmo comparando o VPL estimado do Momento I com a estimativa do Valor Indenizável dos Acionistas, verifica-se que a melhor alternativa é a Prorrogação da Concessão. Quando se compara o VPL do Momento III, que considera a implementação da última fase do Plano de Transformação, observa-se que a Prorrogação da Concessão se mostra ainda mais vantajosa

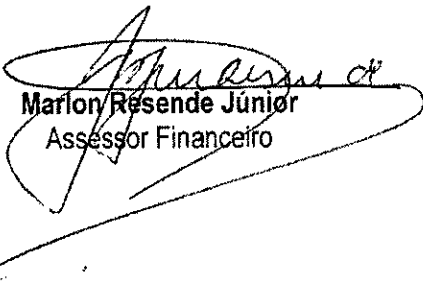


CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.
Setor de Indústria e Abastecimento - SIA, Área de Serviços Públicos, lote "C"
71215-902 - Brasília - DF
Telefones (61) 3465 9603, 3465.9602 – Fac-simile (61) 3465.9024
Internet: <http://www.ceb.com.br>

sobre a ótica financeira; além de ser o único momento analisado no qual os indicadores econômico-financeiros serão atendidos tal qual previsto no Contrato de Concessão.

50. Portanto, com as premissas apresentadas e na condição de execução total do Plano de Transformação, sugere-se, pela ótica econômico-financeira, a Prorrogação do Contrato de Concessão da CEB Distribuição S/A.

Brasília, 09 de novembro de 2015.



Marlon Resende Júnior
Assessor Financeiro



João Paulo Vagos Amaral
Assessor Financeiro