



Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 66

**Análise do Desempenho Econômico-
Financeiro de Distribuidoras de Energia
Elétrica no Brasil**

Luiz de Magalhães Ozorio

Rio de Janeiro

Dezembro de 2015

Sumário

1. Introdução.....	3
2. Visão Geral do Setor Elétrico e do Segmento de Distribuição de Energia no Brasil	4
2.1 Características do Sistema Interligado Nacional (SIN).....	5
2.2 Marco Institucional.....	6
2.3 Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.....	9
2.4 O Segmento de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro.....	10
2.5 Tarifas de Distribuição de Energia.....	11
3. Análise Econômico-Financeira de Empresas	13
3.1 Análise da Situação Econômica	14
3.2 Análise Econômico-Financeira de Empresas.....	20
3.3 Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento.....	23
4. Análise Econômico-Financeira das Distribuidoras de Energia.....	27
4.1 Análise Econômico-Financeira da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.....	27
4.2 Análise Econômico-Financeira da CEMIG.....	35
4.3 Análise Econômico-Financeira da AES Eletropaulo.....	43
4.4 Análise Econômico-Financeira do Grupo Rede.....	50
4.5 Análise Econômico-Financeira da COPEL	56
5. Conclusões.....	66
6. Referências Bibliográficas	67

Análise do Desempenho Econômico-Financeiro de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil¹

Luiz de Magalhães Ozorio²

1. Introdução

Desde o início do processo de privatização, o SEB – Setor Elétrico Brasileiro – vem passando por significativas mudanças, buscando atender simultaneamente a crescente demanda por energia, o maior rigor das legislações ambientais e a necessidade de diversificação de fontes energéticas, entre outros fatores.

Este cenário de crescimento marcado por restrições implica a necessidade de aumento da eficiência das empresas atuantes no setor elétrico e um uso mais racional e planejado dos escassos recursos financeiros, físicos e humanos existentes.

A busca pela eficiência se dá de forma distinta nos segmentos que compõem o SEB. Nos segmentos de geração e transmissão, a eficiência é fruto natural da competição inerente ao modelo de leilões de contratação. Na distribuição, segmento que atua sob a forma de monopólio natural, a eficiência é provocada e determinada pela atuação do órgão regulador – a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – por intermédio de definições de regras, parâmetros operacionais e para composição do preço da energia visando à modicidade tarifária.

¹ Este estudo está vinculado à pesquisa de Pós-Doutorado realizado pelo autor no Instituto de Economia da UFRJ sob orientação do Prof. Nivalde de Castro e ao Programa de P&D da Aneel através da pesquisa “Índice de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras do Setor Elétrico” desenvolvida pelo Gesel com financiamento do Grupo CPFL.

² Professor de Finanças do IBEMEC-RJ e pesquisador do Gesel-UFRJ

As características distintivas do segmento de distribuição impõem aos gestores das empresas pertencentes a este e aos demais *stakeholders* do setor elétrico – acionistas, órgãos reguladores e credores – a necessidade de um acompanhamento próximo do desempenho econômico-financeiro das empresas distribuidoras, visando verificar se os distintos interesses envolvidos estão sendo atendidos. Tal fato suscita a necessidade de modelos de análise econômico-financeira de empresas e o levantamento de parâmetros que norteiem a avaliação dos agentes do segmento de distribuição de energia.

Este trabalho sugere um modelo para análise econômico-financeira adequado às características específicas das empresas do segmento de distribuição elétrica brasileiro. Intenciona-se que, além do diagnóstico da atual situação econômico-financeira das empresas de distribuição, o trabalho auxilie na elaboração de análises prospectivas, que permitam o estudo de decisões e desenvolvimento de estratégias para manutenção de um bom desempenho futuro das companhias analisadas. O ferramental desenvolvido tem como um dos principais objetivos a praticidade e aplicabilidade do ponto de vista analítico-operacional utilizando informações provenientes de demonstrações financeiras e outros relatórios publicamente disponíveis. Além de servir como instrumento analítico das decisões das empresas, o modelo proposto intenciona ser útil para a análise efetuada por outros participantes de mercado como, por exemplo, órgãos reguladores no desenvolvimento de suas políticas ou instituições financeiras na avaliação de concessão de crédito para empresas do setor.

Para facilitar o entendimento do trabalho, este foi estruturado da seguinte forma: após esta (i) introdução, (ii) apresenta um overview do setor elétrico e do segmento de distribuição de energia no Brasil, em (iii) discute-se a análise econômico-financeira de empresas. Por fim, em (iv) aplica-se a metodologia sugerida para análise econômico-financeira de empresas do setor de distribuição e em (v) finaliza-se o trabalho apresentando suas conclusões gerais.

2. Visão Geral do Setor Elétrico e do Segmento de Distribuição de Energia no Brasil

No setor elétrico existem quatro diferentes atividades (segmentos): geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A geração de energia é efetuada em centrais que podem ser hidrelétricas ou termelétricas; estas últimas utilizam como recursos energéticos carvão, gás natural, óleo combustível, diesel ou ainda por energia nuclear. No Brasil, diferentemente da maioria dos outros países do mundo, a maior parte da energia é gerada em centrais hidrelétricas. Mais recentemente verifica-se uma tendência à diversificação do portfólio de geração do país, com a incorporação na matriz de fontes térmicas.

A segunda etapa na cadeia do setor elétrico é a atividade de transmissão, efetuada por empresas que têm como principais ativos as linhas de transmissão e equipamentos de transformação. O papel das empresas de transmissão consiste em garantir o transporte da energia produzida pelas geradoras até os centros de consumo onde predominam as empresas distribuidoras que são responsáveis pela entrega de energia aos consumidores finais. A maior parte do sistema de transmissão brasileiro é pertencente a empresas estatais.

A terceira fase do setor de energia elétrica é a distribuição de energia, que consiste na entrega da energia aos consumidores finais do mercado cativo. As empresas de distribuição atuam em situação de monopólio natural em concessões regionais e têm como seus principais ativos redes de distribuição com forte capilaridade. Comparado aos demais segmentos do setor elétrico – geração e transmissão – o segmento de distribuição é simultaneamente aquele que possui a maior participação de capital privado e o maior nível de regulamentação, principalmente pelo fato de ser composto de empresas que atuam como monopólios regionais.

O quarto segmento – comercialização – é de existência mais recente, atuando em um mercado competitivo, e tem como função comprar energia elétrica de empresas geradoras e vender para os agentes que atuam somente no mercado livre.

No Brasil, o conjunto de centrais geradoras, linhas de transmissão e mercado livre e cativo estão ligadas por intermédio do Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja coordenação está sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.1 Características do Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional é composto principalmente por centrais hidrelétricas e termoelétricas ligadas aos centros consumidores por intermédio de um grande sistema de linhas de transmissão em alta tensão. O sistema de transmissão do SIN permite transferências de energia entre diferentes bacias hidrográficas que atuam de forma complementar entre si, e UTE. Dessa forma, os troncos de interconexão regional funcionam como usinas virtuais, o que aumenta a flexibilidade operacional, sendo possível a transferência de energia entre os subsistemas, reduzindo a probabilidade de déficit do sistema.

Devido às características do SIN, que possui alta regularização de vazões afluentes, as decisões de hoje afetam as condições de operação futura, uma vez que o maior uso da água armazenada em detrimento da geração térmica compromete o fornecimento futuro de energia elétrica. Este problema será postergado quanto mais regularizado estiver o sistema.

O risco de déficit é calculado por simulações com modelos de otimização que mostram quando o sistema tem esgotamento total do armazenamento e os períodos em que os custos marginais de operação são maiores que o valor esperado do custo futuro do déficit, momentos estes que caracterizam um racionamento preventivo. Assim, algumas vezes o critério econômico determina que seja melhor não atender o mercado previsto. Quando o racionamento preventivo é acionado significa que é melhor recuperar o armazenamento do sistema hoje – mesmo que isso seja à custa do não atendimento pleno do mercado – do que aumentar o corte de energia no futuro a um custo maior. Dessa forma, é essencial valorar a energia não suprida (custo associado ao déficit). Este custo deve refletir o real valor para a sociedade, incluindo aspectos sociais, econômicos e políticos que decorrem de um racionamento por falta de geração hídrica.

Um fator relevante é que o racionamento é ativado apenas após o período úmido, uma vez que a tendência hidrológica está mais definida. Além disso, uma vez estipulado o racionamento, ele perdurar até que a margem de segurança seja atingida.

2.2 Marco Institucional

No Brasil, o setor de energia elétrica tem um marco institucional consistente, tendo como principal instância de poder o Ministério de Minas e Energia (MME). A função central do MME é elaborar a política energética, definir as diretrizes e a regulamentação mais geral do setor elétrico, atuando como Poder Concedente em nome do governo federal. Com a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, o MME passou a assumir parte das responsabilidades que eram anteriormente da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), inclusive a definição de diretrizes para a outorga de concessões e a determinação de normas que regem os processos licitatórios de instalações de energia elétrica e de concessões de serviços públicos.

O novo modelo redefiniu que a ANEEL se tornaria responsável exclusivamente pela regulação *strictu sensu* e fiscalização do setor elétrico, abrangendo a fiscalização das concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Outras atribuições são a determinação das tarifas de energia elétrica, promoção do processo licitatório para novas concessões, solução de litígios administrativos entre os agentes do setor, regulamentação da exploração das fontes de energia, dentre outras.

Outro órgão muito relevante para o setor elétrico, conforme assinalado anteriormente, é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo regulado pela ANEEL. Outras atribuições do ONS são o planejamento da operação de geração e de transmissão de energia elétrica, a apresentação de propostas ao MME para ampliação da Rede Básica, a garantia de acesso não discriminatório à rede de transmissão, dentre outras.

A EPE – Empresa de Pesquisa Energética – foi criada em 2004 com o objetivo de recuperar a capacidade planejamento do SEB, que havia sido perdida com as reformas neoliberais dos anos de 1990. Esta retomada do planejamento foi estratégica para dar a consistência e fundamentação necessária para permitir o crescimento equilibrado e dinâmico entre a demanda e oferta de energia elétrica.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem como principal função viabilizar a comercialização de energia elétrica do SIN. O CCEE é responsável por registrar os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado e no de contratação livre, além de contabilizar e liquidar as transações de curto prazo. Devido à Lei do Novo Modelo do setor elétrico, o CCEE também é responsável pelo cálculo do

preço de energia elétrica no mercado spot. A convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela ANEEL, define a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE.

Vale destacar que o setor conta ainda com o Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE), e com o Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CME). O CNPE tem objetivo de desenvolver uma política nacional de energia para otimizar o uso dos recursos de energia do Brasil e para garantir o fornecimento de energia no país. Já o CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema. A figura abaixo mostra o papel dessas entidades regulatórias no Setor Elétrico Brasileiro de forma esquemática.

Figura 1 - O Setor Elétrico Brasileiro: Entidade e Atribuições



Fonte: MME

2.3 Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Castro (2008xiv) pontua que desde 1995 o setor elétrico brasileiro vem passando por uma reforma institucional, que visa o aumento da competição e da qualidade dos serviços e uma maior participação de recursos privados com o objetivo de viabilizar sua expansão. Esse processo tende a se intensificar, afetando tanto tarifas como a estrutura da indústria, empresas e ainda os mecanismos de sua regulação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 2004, definiu mudanças significativas no setor elétrico. Estas alterações visam atingir os três principais objetivos do SEB:

- i. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- ii. Promover modicidade tarifária (assegurando o suprimento de energia de forma confiável e isonômica, com a geração mais econômica possível); e
- iii. Promover a inserção social no setor elétrico.

Várias modificações foram estipuladas pela nova lei. Uma delas foi a criação de dois mercados de energia elétrica. Um dos mercados – Ambiente de Contratação Regulada – atende somente às distribuidoras através de leilões públicos que garantem o fornecimento de energia para os consumidores cativos. O critério das licitações foi alterado neste mercado, sendo que os leilões baseados no maior pagamento pelo uso bem público foram substituídos pelo critério da menor tarifa. O outro mercado – Ambiente de Contratação Livre – é destinado aos demais agentes autoprodutores, consumidores livres e agentes comercializadores, havendo maior competição.

O Novo Modelo estipula que as empresas de distribuição são obrigadas a adquirir energia suficiente para satisfazer 100% de sua demanda, ao invés do percentual de 95% do modelo antigo. As empresas distribuidoras foram proibidas de participar de atividades de geração e de transmissão de energia elétrica, através de um processo de “desverticalização” do setor. As distribuidoras também estão proibidas de atuar no mercado livre.

Outra alteração estabelecida pela nova lei foi a introdução da necessidade de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos e a eliminação da autocontratação, que permitia que cada distribuidora comprasse até 30% de sua necessidade de energia através de contratações bilaterais junto a partes relacionadas.

Vale ressaltar ainda que já em 2003 a Eletrobrás e suas subsidiárias foram excluídas do Programa Nacional de Privatização, iniciado em 1990 para privatizar as empresas estatais. Essa medida teve (e tem) impacto significativo no ambiente competitivo, uma vez que a Eletrobrás representa cerca de 34% da capacidade instalada no Brasil.

2.4 O Segmento de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

Dentre todos os segmentos que compõem o setor elétrico brasileiro, aquele que possui maior participação do capital privado é o segmento de distribuição. Apesar de bastante fragmentado, aproximadamente 60% de toda energia elétrica consumida no mercado cativo é distribuída pelas dez maiores empresas do segmento. As tarifas referentes aos serviços ofertados aos clientes cativos dentro das áreas de concessão são reguladas pela ANEEL. Segundo estudos da EPE, da totalidade da energia distribuída no Brasil em 2011, aproximadamente 27% foi consumida por clientes residenciais, 17% foi consumida por comerciais, 41 % foi consumida por unidades industriais e 15% destinou-se para outros tipos de clientes. Na figura 2 é possível visualizar o mapa com as diversas distribuidoras componentes do sistema brasileiro:

Figura 2 - Mapa do Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro



Fonte: ANEEL

2.5 Tarifas de Distribuição de Energia

Castro (2008xiv) qualifica o setor elétrico brasileiro como exemplo de mercado que se distancia muito dos pressupostos do modelo de concorrência perfeita. Essa característica do setor implica diretamente na necessidade de uma regulação adequada que proteja os interesses da sociedade em relação à qualidade dos serviços prestados e dos preços cobrados dos clientes finais. Criada em 1997, a ANEEL tem como uma de suas principais atribuições a regulação das tarifas de energia cobradas pelas distribuidoras, bem como os devidos reajustes e revisões que ocorrem de tempos em tempos. Sendo diferenciada por classe de consumo e por tensão de fornecimento, a estrutura da tarifa de distribuição é composta por custos de compra de energia, custos de distribuição e transmissão, tributos e encargos sociais e setoriais. As tarifas de energia são reajustadas anualmente e são revistas a cada quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão. As tarifas

podem sofrer revisões extraordinárias em casos excepcionais, visando à manutenção do equilíbrio financeiro das distribuidoras e a compensação por custos imprevistos que alterem significativamente sua estrutura de custos.

O objetivo das revisões promovidas pela ANEEL é a definição de tarifas que sejam justas para consumidores e empresas distribuidoras, o que em termos práticos implicaria em um retorno para as distribuidoras equivalente ao custo dos recursos utilizados para o financiamento de seus projetos. Segundo Arango et al (2009), imediatamente após sofrer uma revisão de suas tarifas, uma empresa de distribuição deveria gerar um valor econômico adicionado nulo, o que corresponderia exatamente ao caso do retorno igual ao custo de capital para tais empresas.

A receita das distribuidoras é dividida pela ANEEL em duas parcelas que correspondem aos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B), conforme explicitados a seguir:

- Parcela A – Custos Não Gerenciáveis:
 - custos de aquisição de energia elétrica adquirida em leilões públicos promovidos pela ANEEL;
 - custos de aquisição de energia da hidrelétrica de Itaipu;
 - custos de aquisição de energia em contratos bilaterais;
 - custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
 - encargos setoriais diversos: CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ESS, ONS, P&D, e CFURH.
- Parcela B – Custos Gerenciáveis:
 - custo de operação da rede de distribuição;
 - custos administrativos e gerais;
 - custos de manutenção;
 - outros custos que estão sob o controle das concessionárias.

No caso dos contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, ocorre que os repasses dos custos de aquisição de energia elétrica para as tarifas estão sujeitos a um limite máximo (valor normativo) estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia. O valor normativo é anualmente reajustado com o objetivo de incorporar os aumentos nos custos incorridos pelas geradoras e leva em

conta aspectos como: inflação, variações da taxa de cambio, aumento nos custos de combustíveis, entre outros.

O reajuste anual das tarifas – efetuado pelo IRT (Índice de Reajuste Tarifário Anual) – é baseado em um modelo paramétrico, definido no contrato de concessão, no qual os custos relativos à Parcela A são geralmente repassados de forma integral às tarifas. Já os custos da Parcela B são corrigidos pela variação da inflação (IGP-M) e ajustados por um fator denominado Fator X, definido com base em dois componentes:

- i. Ganhos previstos de produtividade; e
- ii. IPC-A sobre a parcela mão de obra dos custos operacionais.

A aplicação do fator X tem como um dos seus principais objetivos fazer com que as distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

A Resolução nº 234/2006 estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, que por sua vez foram alterados e aprimorados pela Resolução Normativa ANEEL n.º 338/2008.

No momento atual, a ANEEL está realizando audiência pública para estabelecer as regras para o terceiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica. A proposta da ANEEL para o terceiro ciclo de revisão tarifária vem provocando polêmica, sobretudo por indicar uma possível e substancial redução das margens das distribuidoras.

3. Análise Econômico-Financeira de Empresas

A pré-condição para uma boa análise de demonstrativos financeiros é uma contabilidade bem feita, que respeite os princípios e convenções contábeis, permitindo que os analistas obtenham informações para avaliação adequada da saúde patrimonial, econômica e financeira da empresa.

Os principais demonstrativos financeiros de uma empresa são o Balanço Patrimonial (BP) e a Demonstração de Resultado do Exercício (DRE). O BP consiste de uma apresentação

estática, sintética e ordenada do saldo de todas as contas patrimoniais (bens, direitos, obrigações com terceiros e obrigações com os sócios) em uma determinada data. A DRE é a peça contábil que procura demonstrar o resultado das operações sociais e determinar o lucro líquido do exercício, ou seja, aquela parcela do resultado que efetivamente ficou à disposição dos sócios para ser retirada ou reinvestida.

Além do entendimento do que vem acontecendo com a empresa nos últimos anos, a análise dos demonstrativos financeiros pode nos auxiliar na elaboração de premissas acerca do desempenho futuro da companhia analisada.

Pode-se dividir a análise dos demonstrativos financeiros em três dimensões: Análise Econômica, Análise Financeira e Análise do Endividamento & Risco de Inadimplência.

3.1 Análise da Situação Econômica

A análise econômica consiste basicamente na avaliação da capacidade da empresa gerar lucro a partir dos capitais investidos, objetivo precípua da maior parte das corporações, excetuando-se as de fulcro não lucrativo. Tal avaliação pode ser efetuada pela ótica dos sócios do empreendimento ou ainda pela visão do conjunto de recursos onerosos aportados na empresa, incluindo, além do capital acionário, os recursos provenientes de credores da companhia analisada.

Diversos indicadores são sugeridos na literatura para análise econômica de empresas. Tal diversidade, porém, se não aproveitada de forma correta, pode gerar avaliações incorretas do desempenho das corporações. Para o correto uso dos indicadores da situação econômica das empresas sugere-se classificá-los em indicadores principais – relacionados diretamente aos propósitos da avaliação – e indicadores auxiliares – que servirão como suporte no entendimento da composição e variações nos indicadores

principais. Adicionalmente aos indicadores principais e secundários, um terceiro elemento fundamental para análise são os “*benchmarks*” ou parâmetros, que serão utilizados na comparação com os indicadores principais ou ainda, em alguns casos, na sua construção.

São três indicadores principais sugeridos para análise econômica de empresas:

- i. Retorno sobre o Patrimônio Líquido ou, em inglês, *Return on Equity* (ROE);
- ii. Retorno sobre o Capital Investido ou, em inglês, *Return on Invested Capital* (ROIC); e o
- iii. Lucro Econômico.

O ROE determina o percentual de lucro gerado – após todas as despesas operacionais, financeiras e impostos serem abatidos – em relação ao capital investido especificamente pelos sócios do empreendimento, podendo ser calculado pela fórmula apresentada em (1):

$$ROE = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}} \quad (1)$$

A análise do desempenho econômico utilizando o ROE pode ser efetuada pela comparação de três tipos distintos de *benchmarks*: o custo do capital próprio (em inglês *cost of equity*, designado corriqueiramente pela sigla Ke^3), o ROE histórico da própria empresa analisada e o ROE médio das empresas do setor.

A comparação com o Ke – que pode ser interpretado como o retorno minimamente aceito pelo acionista – permite verificar se os recursos investidos pelos sócios do empreendimento estão rendendo a contento. Em tese, quanto maior for a diferença

³ Para o cálculo do Ke em geral utilize-se o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) cujo desenvolvimento pode ser obtido em Sharpe (1964)

positiva do ROE e o K_e , maior êxito econômico estaria sendo obtido pela empresa. No caso da empresa apresentar ROE inferior ao K_e , a conclusão direta seria o não êxito na obtenção de retornos satisfatórios para os acionistas. A comparação com ROE histórico permite um entendimento do desempenho da empresa no tempo, enquanto a comparação com o ROE médio do setor pode ser útil para entender como a empresa vem desempenhando em relação à indústria a qual pertence.

Os indicadores acessórios ao ROE seriam: Margem Líquida (M. Líquida); Giro do Patrimônio Líquido (Giro do PL); Giro do Ativo Total (Giro do AT); e Alavancagem Financeira. O cálculo dos indicadores acessórios pode ser efetuado a partir das equações (2), (3), (4), e (5):

$$M.Liquida = \frac{Lucro\ Liquido}{Rec.Liquida} \quad (2)$$

$$Giro\ do\ PL = \frac{Rec.Liquida}{Pat.Liquido} \quad (3)$$

$$Giro\ do\ AT = \frac{Rec.Liquida}{Ativo\ Total} \quad (4)$$

$$Alav.\ Financeira = \frac{Ativo\ Total}{Pat.Liquido} \quad (5)$$

Os indicadores acessórios permitem a decomposição do ROE conforme apresentado nas expressões (6) e (7):

$$ROE = M.Liquida \times Giro\ do\ PL \quad (6)$$

$$ROE = M.Liquida \times Giro\ do\ AT \times Alav.\ Financeira \quad (7)$$

As decomposições apresentadas em (7) e (8) auxiliam a análise das razões de possíveis variações do ROE ao longo do tempo e verificar se essas foram ocasionadas por aumentos ou reduções nas margens de lucro, eficácia na geração das receitas em relação aos

recursos investidos (evidenciado pelos indicadores de giro) ou financiamento da empresa com recursos de terceiros (evidenciado pela alavancagem financeira).

O ROIC determina o percentual de lucro gerado pela operação da empresa – após todas as despesas operacionais e impostos⁴ serem abatidos – em relação a todos os recursos investidos na companhia advindos tanto de sócios como credores, podendo ser calculado pela fórmula apresentada em (8):

$$ROIC = \frac{EBIT \times (1 - T)}{\text{Capital Investido}} \quad (8)$$

Sendo:

- EBIT – o lucro antes dos juros e impostos ou, em inglês, *Earning Before Interest and Taxes*;
- T – a alíquota de imposto de renda e contribuição social, ou em inglês, *Taxes*;
- Capital Investido – soma de todos os recursos onerosos – empréstimos, financiamentos e patrimônio líquido – da empresa.

A análise do desempenho econômico utilizando o ROIC pode ser efetuada pela comparação de três tipos distintos de *benchmarks*: o custo do médio ponderado de capital (em inglês *weighted average cost of capital*, designado corriqueiramente pela sigla WACC⁵), o ROIC histórico da própria empresa analisada e o ROIC médio das empresas do setor.

⁴ Sem a consideração dos benefícios fiscais gerados pelas despesas financeiras.

⁵ O WACC pode ser obtido pela fórmula $WACC = [E/V \times Ke] + [D/V \times Kd \times (1-T)]$, onde D seria a dívida onerosa da empresa, E o capital próprio, V a soma de D e E, Ke e Kd os custos do capital próprio e de terceiro respectivamente, e T a alíquota de imposto de renda e contribuição social.

A comparação com o WACC – que pode ser interpretado como o retorno minimamente aceito pelo conjunto de financiadores da companhia – permite verificar se os recursos investidos no empreendimento estão rendendo a contento. De forma similar ao discutido no caso do ROE, em tese, quanto maior for a diferença positiva do ROIC e o WACC, maior êxito econômico estaria sendo obtido pela empresa. No caso da empresa apresentar ROIC inferior ao WACC, a conclusão direta seria o não êxito na obtenção de retornos satisfatórios para os investidores. O objetivo da comparação com ROIC histórico e o ROIC médio seriam os mesmos descritos no caso do ROE.

Os indicadores acessórios ao ROIC seriam: Margem EBIT (M.EBIT) e o do Giro do Capital Investido (Giro do CI). O cálculo dos indicadores acessórios pode ser efetuado a partir das equações (9) e (10):

$$M..EBIT = \frac{EBIT}{Rec.Liquida} \quad (9)$$

$$Giro do CI = \frac{Rec.Liquida}{Capital Investido} \quad (10)$$

Os indicadores acessórios permitem a decomposição do ROIC conforme apresentado na expressão (11):

$$ROIC = M.EBIT \times Giro do CI \times (1 - T) \quad (12)$$

A decomposição apresentada em 11 auxilia a análise das razões de possíveis variações do ROIC ao longo do tempo e verifica se essas foram ocasionadas por aumentos ou reduções nas margens de lucro ou eficácia na geração das receitas em relação aos recursos investidos (evidenciado pelo indicador de giro).

O Lucro Econômico, a terceira e mais completa forma sugerida para análise da situação econômica de empresas, consiste na verificação de quanto foi gerado de lucro operacional

em um determinado período além dos custos com a estrutura de capital da companhia, podendo ser calculado pelas formulações apresentadas em (13), (14), (15) e (16):

$$\text{Lucro Economico} = [\text{EBIT} \times (1 - T)] - [\text{CI} \times \text{WACC}] \quad (13)$$

$$\text{Lucro Economico} = [\text{ROIC} - \text{WACC}] \times \text{CI} \quad (14)$$

$$\text{Lucro Economico} = \text{Lucro Liquido} - [\text{Patrimonio Liquido} \times \text{Ke}] \quad (15)$$

$$\text{Lucro Economico} = [\text{ROE} - \text{Ke}] \times \text{Patrimonio Liquido} \quad (16)$$

As fórmulas apresentadas geram diferentes perspectivas para o entendimento do Lucro Econômico. Na expressão (13), a primeira parcela ($\text{EBIT} \times (1 - T)$) refere-se ao lucro gerado pela operação da empresa, enquanto a segunda parcela ($\text{CI} \times \text{WACC}$) refere-se ao encargos de capital da empresa. Na expressão (14), o Lucro Econômico é calculado em função da diferença do ROIC e do WACC, considerando ainda o volume de recursos investidos na companhia. As equações (15) e (16), são, respectivamente, similares às equações (13) e (14), sendo, no entanto, relacionadas aos recursos investidos unicamente pelos sócios da companhia. Em geral, as quatro expressões devem gerar valores razoavelmente similares.

De forma objetiva, a geração de um Lucro Econômico positivo sugere que a empresa está tendo êxito na geração de resultados para seus investidores, excedendo a exigência de ganhos mínimos para as fontes de financiamento da companhia. Quanto maior o Lucro Econômico, maior o êxito da empresa, enquanto a obtenção de valores negativos apontaria o inverso. A análise do Lucro Econômico pode utilizar também como indicadores acessórios os componentes de suas equações – ROE e ROIC – que ainda podem ser decompostos como vistos em (6), (7) e (12) para um entendimento mais aprofundado das possíveis variações do desempenho da empresa.

3.2 Análise da Situação Financeira

Uma segunda dimensão da análise dos demonstrativos financeiros seria a análise da situação financeira, que consiste da avaliação da capacidade da empresa honrar seus compromissos de curto prazo e do grau de dependência de endividamento de curto prazo para fazê-lo. Empresas saudáveis do ponto de vista financeiro possuem, em geral, baixa dependência de recursos onerosos para financiamento de suas necessidades de capital de giro. Por sua vez, o volume de recursos para financiamento da necessidade de capital está diretamente relacionado ao tamanho do ciclo financeiro da empresa e ao seu nível de atividade.

Os indicadores tradicionalmente utilizados na análise financeira são os índices de liquidez, os quais comparam o volume de recursos investidos no ativo circulante com as obrigações contidas no passivo circulante. Embora bastante populares, as análises efetuadas por tais indicadores são geralmente inconclusivas ou incompletas. Uma análise financeira mais contundente pode ser efetuada por intermédio do estudo do saldo de tesouraria (ST) e de seus componentes – a necessidade de capital de giro (NCG) e o capital de giro líquido (CGL) – que trataremos como indicadores principais. Por sua vez, é possível analisar o NCG por sua relação com os indicadores secundários: o ciclo financeiro e seus componentes. As equações (17), (18) e (19) apresentam as formulações para cálculo respectivamente da ST, CGL e NCG.

$$ST = CGL - NCG \quad (17)$$

$$CGL = AC - PC \quad (18)$$

$$NCG = AOCP - POCP \quad (19)$$

Sendo:

- AC = Ativo Circulante

- PC = Passivo Circulante
- AOCP = Ativo Operacional de Curto Prazo
- AOCP = AC - Disponibilidades
- POCP = Passivo Operacional de Curto Prazo
- POCP = PC - Passivos Onerosos de Curto Prazo

Conceitualmente, a NCG corresponde ao quanto a empresa necessita de recursos onerosos para financiamento de suas atividades operacionais de curto prazo, o que seria equivalente a dizer quanto a empresa necessita de empréstimos e financiamentos de curto para financiar seus estoques e conceder crédito aos seus clientes. A NCG consiste da necessidade de financiamento complementar ao obtido com os passivos não onerosos de curto prazo componentes do POCP.

O CGL corresponde a quanto a empresa possui de recursos onerosos de longo prazo disponíveis para o financiamento da NCG. A análise utilizando uma segunda forma de calcular o CGL pode nos auxiliar no entendimento do seu significado, como pode ser verificado na equação (20):

$$CGL = (PL + ELP) - (AP + RLP) \quad (20)$$

Sendo:

- PL = Patrimônio Líquido
- ELP = Exigível a Longo Prazo
- AP = Ativo Permanente
- RLP = Realizável a Longo Prazo

Considerando que (PL+ELP) são os recursos onerosos de longo prazo e (AP+RLP) os investimentos de longo prazo da empresa, fica evidente que o CGL corresponde ao valor dos recursos onerosos de longo prazo que estariam livres para o financiamento das atividades operacionais de curto prazo da empresa (NCG).

O ST – saldo de tesouraria – corresponde o quanto o CGL supera a NCG, ou seja, o quanto a empresa possui de recursos onerosos de longo prazo a mais do que sua necessidade de capital de giro. Quando o ST é positivo significa que a empresa não depende de dívida onerosa de curto prazo para financiamento do NCG, o que implica uma boa situação financeira. Por outro lado, quando a empresa apresenta ST negativo significa que há necessidade de recursos onerosos de curto prazo para financiamento do NCG. Um alto saldo negativo no ST pode indicar vulnerabilidade financeira da empresa, considerando a grande dependência da manutenção de linhas de crédito de curto prazo com instituições financeiras para o prosseguimento de suas atividades operacionais. Idealmente, para uma correta avaliação da situação financeira, seria necessário conhecer a capacidade da empresa tomar crédito de curto prazo no mercado financeiro.

Como dito anteriormente, para um melhor entendimento do NCG é possível examinar sua relação com o ciclo financeiro da empresa. O ciclo financeiro (CF) corresponde à diferença entre o ciclo operacional (CO) – período que a empresa leva em média entre a chegada dos produtos em seu estoque até o efetivo recebimento de suas vendas – e o prazo médio de pagamento aos financiadores não onerosos (PMP). O cálculo do CF e seus componentes – o CO e o prazo médio de pagamento (PMP) – pode ser efetuado pelas equações apresentadas em (21), (22) e (23), respectivamente:

$$CF = CO - PMC \quad (21)$$

$$CO = \frac{AOCP}{Receita\ Liquida\ Anual} \times 360 \quad (22)$$

$$PMP = \frac{POCP}{Receita\ Liquida\ Anual} \times 360 \quad (23)$$

Por fim, uma análise adicional pode ser efetuada pelo indicador do NCG pode ser efetuada pelo estudo da relação NCG/Receita Líquida e o tamanho do CF. Em tese, quanto maior o CF maior seria a NCG/Receita Líquida.

3.3 Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento

Uma terceira dimensão da análise de demonstrativos financeiros é a análise do endividamento e risco de inadimplência da firma. Essa análise permite o entendimento do risco de crédito da companhia e pode ser utilizada como suporte para determinação do nível de exposição e do custo de empréstimos por instituições financeiras. Damodaran (1998) comenta que a determinação da classificação de risco atribuída por agências de *Rating* está diretamente relacionada aos índices de coberturas de juros e nível de endividamento da empresa, o que reforça a importância de sua correta avaliação.

Os indicadores mais relevantes (principais) para análise do risco de inadimplência e endividamento são os que têm associação direta entre a geração de caixa operacional da companhia e o nível de compromissos com terceiros – os juros e o principal da dívida. Três indicadores que oferecem essa informação seriam: o Índice de Cobertura de Juros EBIT (ICJ_{EBIT}); o Índice de Cobertura de Juros EBITDA (ICJ_{EBITDA}); e a relação Dívida Líquida/EBITDA, cujas formulações são apresentadas nas equações (24), (25) e (26):

$$ICJ_{EBIT} = \frac{EBIT}{Desp. Fin. Líquidas} \quad (24)$$

$$ICJ_{EBITDA} = \frac{EBITDA}{Desp. Fin. Líquidas} \quad (25)$$

$$\text{Divida Líquida} / \text{EBITDA} = \frac{\text{Emprestimos e Financiamento} - \text{Disponibilidades}}{\text{EBITDA}} \quad (26)$$

Os índices de cobertura de juros comparam diretamente a capacidade de geração de lucro operacional da companhia com o montante de juros pagos em determinado período. De forma geral, é possível afirmar que quanto maiores forem os índices de cobertura de juros, maior será a capacidade da empresa em honrar seus compromissos com credores. Damodaran (1996) comenta que os ICJ estão entre os principais indicadores utilizados pelas agências classificadoras de risco (agências de *rating*) para determinação do grau de risco de inadimplência de empresas. O autor propõe ainda que é possível efetuar um *rating* sintético tomando como referência o ICJ_{EBIT} , conforme demonstrado na Tabela 1. A Tabela 2 sumariza as classificações de risco de inadimplência utilizadas por duas das maiores agências classificadoras de risco no mundo: S&P e Moody's.

Tabela 1 – Relação entre a Classificação de Risco de Credito e o ICJ

<i>Índice de Cobertura de Juros EBIT</i>	<i>Classificação de Risco Estimada</i>
> 8,50	AAA
6,50 - 8,50	AA
5,50 - 6,50	A+
4,25 - 5,50	A
3,00 - 4,25	A-
2,50 - 3,00	BBB

2,00 - 2,50	BB
1,75 - 2,00	B+
1,50 - 1,75	B
1,25 - 1,50	B-
0,80 - 1,25	CCC
0,65 - 0,80	CC
0,20 - 0,65	C
< 0,20	D

Fonte: Damodaran (1996)

Tabela 2 - Classificações de Risco de Inadimplência das Agências S&P e Moody's

<i>Moody's</i>	<i>S&P</i>	<i>Quality of Issue</i>
Aaa	AAA	Highest quality. Very small risk of default.
Aa	AA	High quality. Small risk of default.
A	A	High-Medium quality. Strong attributes, but potentially vulnerable.
Baa	BBB	Medium quality. Currently adequate, but potentially unreliable.
Ba	BB	Some speculative element. Long-run prospects questionable.
B	B	Able to pay currently, but at risk of default in the future.
Caa	CCC	Poor quality. Clear danger of default .
Ca	CC	Highly speculative. May be in default.
C	C	Lowest rated. Poor prospects of repayment.
D	-	In default.

Fonte: Elaborado pelo Autor

A mesma análise efetuada utilizando o ICJ_{EBIT} pode ser realizada pelo ICJ_{EBITDA} , no entanto, cabe observar que para uma mesma classificação de risco exigir-se-ia um ICJ_{EBITDA} superior ao ICJ_{EBIT} .

No caso da relação Dívida Líquida/EBITDA, a lógica seria inversa a dos índices de cobertura de juros, pois quanto menor for a relação Dívida Líquida/EBITDA, mais facilmente a empresa conseguiria quitar sua dívida onerosa.

Cabe observar que todos os indicadores propostos podem ter suas escalas refinadas para o segmento de atuação da empresa analisada. Em geral, setores cujas empresas apresentam maior volatilidade de resultados operacionais requerem maiores ICJ e menores Dívida Líquida/EBITDA para melhores classificações de risco de inadimplência do que o exigido para segmentos com resultados operacionais menos erráticos.

Adicionalmente aos indicadores principais, é possível acrescentar à análise de risco de inadimplência e endividamento alguns indicadores que apontam o grau de alavancagem financeira das empresas, como a relação Dívida/Patrimônio Líquido. Tais indicadores podem auxiliar no entendimento de políticas de estrutura de capital das empresas e devem ser contextualizados dentro do segmento de atuação da companhia.

4. Análise Econômico-Financeira das Distribuidoras de Energia

Com o intuito de demonstrar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida na seção 4, apresentaremos a seguir a análise econômico-financeira de cinco distribuidoras de energia brasileiras: CPFL, CEMIG, AES Eletropaulo, Grupo Rede e COPEL. Todas as análises foram efetuadas tomando como base demonstrativos financeiros obtidos na CVM referentes ao período de 2001 a 2011, exceto nos casos das empresas Grupo Rede e COPEL, as quais somente foram obtidos demonstrativos a partir dos anos 2006 e 2007, respectivamente.

4.1 Análise Econômico-Financeira da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL

A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) surgiu em 1912 a partir da fusão de quatro pequenas empresas de energia do interior paulista. No ano de 1927, a companhia foi adquirida pela American & Foreign Power (Amforp), permanecendo sob seu controle até 1964, quando passou ao controle da Eletrobrás. Em novembro de 1997, com a privatização, o controle da companhia passou para o atual grupo composto pela VBC Energia (Grupo Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa), pela Previ, e pela Bonaire Participações (que reúne os fundos de pensão Funcesp, Sistel, Petros e Sabesprev). Em 2002, em resposta à necessidade de uma gestão mais eficiente e sinérgica entre as empresas do grupo, foi criada uma holding chamada CPFL Energia. Em setembro de 2004, o Grupo CPFL Energia realizou sua primeira oferta pública na Bovespa e na Bolsa de Nova Iorque (NYSE).

Atuante também nas áreas de geração e comercialização, no segmento de distribuição a CPGL tem 13% de participação no mercado nacional com atuação nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais, e 18 milhões de consumidores. Em 2009, atingiu 57.821 GWh em vendas na área de concessão no mercado cativo. A atuação da CPFL no segmento de distribuição se dá por intermédio de oito empresas: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, RGE, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista. A Tabela 3 apresenta o número de municípios e população atendida por cada subsidiária da CPF, bem como o prazo de cada concessão.

Tabela 3 - População Atendida e Prazo da Concessão das Subsidiárias da CPFL

Empresa	Número de Municípios e População atendida	Principais Municípios	Prazo da Concessão
CPFL Paulista	Atende 234 municípios do interior de SP; aproximadamente 3,6 milhões de consumidores.	Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto.	Até 2027 podendo este ser prorrogada por no máximo 30 anos.
CPFL Piratininga	Atende 27 municípios do interior e litoral de SP; aproximadamente 1,4 milhão de consumidores.	Santos, Sorocaba e Jundiaí.	Até 2028, podendo ser prorrogada por no máximo 30 anos.
CPFL Santa Cruz	Atende 24 municípios localizados em SP, na região da Média Sorocabana, e em três municípios ao norte do Estado do Paraná; aproximadamente 177 mil consumidores.	Ourinhos, Avaré e Santa Cruz do Rio Pardo.	Possui prazo de concessão que se encerra em 2015.
RGE	Atende 262 municípios nas regiões norte e nordeste do RS; aproximadamente 1,2 milhão de consumidores.	Passo Fundo e Caxias do Sul.	Ate 2027 podendo este ser prorrogada por no máximo 30 anos.
CPFL Jaguari	Atendente dois municípios localizados no interior de SP; aproximadamente 32 mil consumidores.	Jaguariúna e Pedreira.	Possui prazo de concessão que se encerra em 2015.
CPFL Mococa	Atendente um município no interior de SP e três municípios localizados em MG; aproximadamente 40 mil consumidores.	Mococa (SP), Arceburgo (MG), Itamogi (MG) e Monte Santo de Minas (MG).	Possui prazo de concessão que se encerra em 2015.
CPFL Leste Paulista	Atende a 7 municípios em SP, com aproximadamente 50 mil consumidores.	São José do Rio Pardo, Casa Branca, Caconde, Divinolândia, Itobi, São Sebastião da	Possui prazo de concessão que se encerra em 2015.

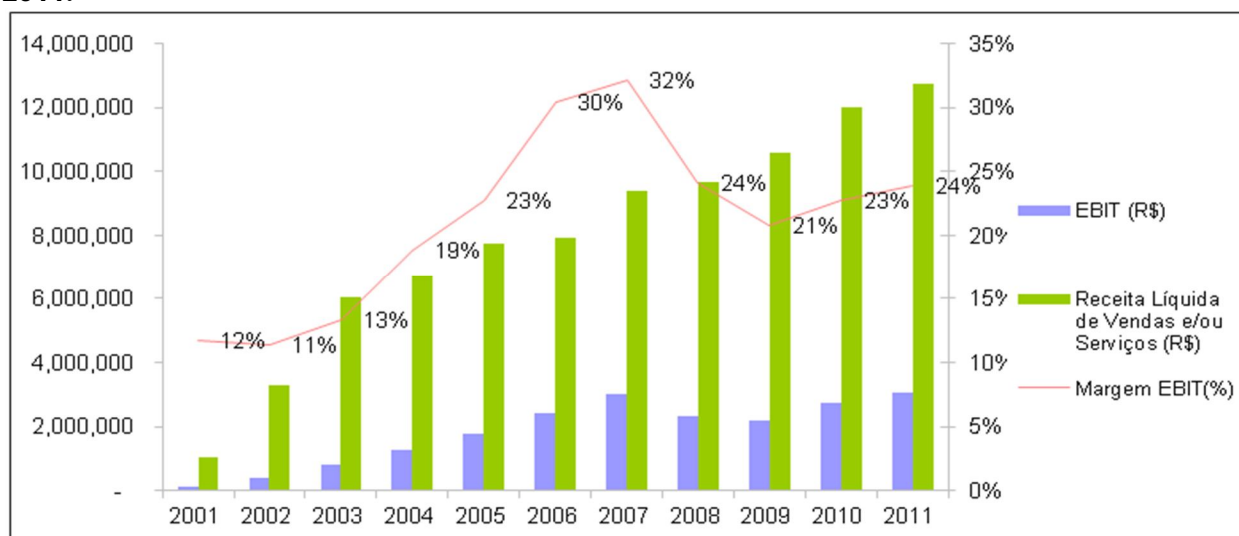
		Grama e Tapiratiba.	
CPFL Sul Paulista	Atua na distribuição de energia para 5 municípios em SP, com aproximadamente 70 mil consumidores.	Itapetininga, São Miguel Arcanjo, Sarapuí, Guareí e Alambari.	Possui prazo de concessão que se encerra em 2015.

Fonte: CPFL.

Análise da Situação Econômica da CPFL:

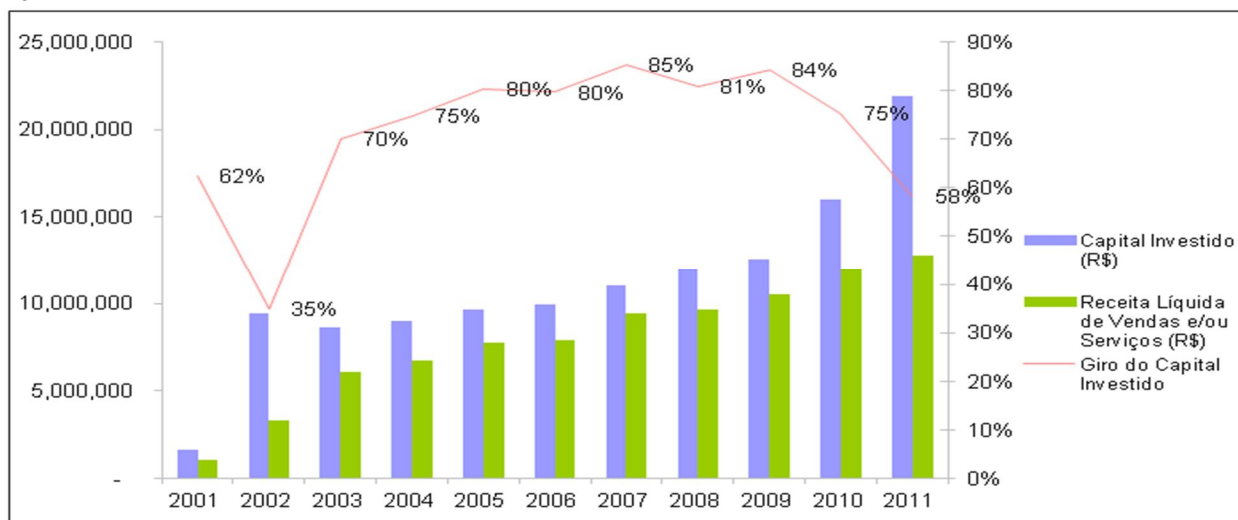
Com o intuito de efetuar a análise do desempenho econômico da CPFL foram investigados 12 anos de resultados apresentados pela empresa. Como se pode observar no gráfico 1, entre 2001 e 2011 as receitas líquidas da CPFL apresentaram um crescimento de aproximadamente 25,6% ao ano, enquanto o EBIT da empresa obteve um incremento de aproximadamente 34% ao ano no mesmo período, fazendo com que a margem EBIT duplicasse – 12% em 2001 contra 24% em 2011 – quando comparadas às extremidades da série analisada. Destacam-se na análise o desempenho apresentado nos anos de 2006 e 2008, quando foram obtidas margens de 30% e 32%, respectivamente.

Gráfico 1 – Receitas Líquidas, EBIT e Margem EBIT da CPFL no período de 2001 a 2011.



Outra importante análise para entendimento do desempenho econômico da CPFL pode ser efetuada pela observação do gráfico 2, onde verifica-se o histórico do giro do capital investido e seus componentes. Comparando os anos de 2001 e 2002 é possível observar uma brusca queda do indicador – de 62% em 2001 para 35% em 2002 – ocasionada pelo forte crescimento verificado no capital investido no período (466%), superior ao aumento das receitas líquidas (217%). No período de 2003 a 2009 – em função do crescimento das receitas superior ao incremento de recursos aportados por sócios e credores na companhia – o indicador demonstrou sensível melhora, atingido 84% em 2009. Nos dois últimos anos, no entanto, a tendência que vinha sendo apresentada foi revertida, ocasionando a queda do indicador para um patamar levemente inferior ao verificado no início da série.

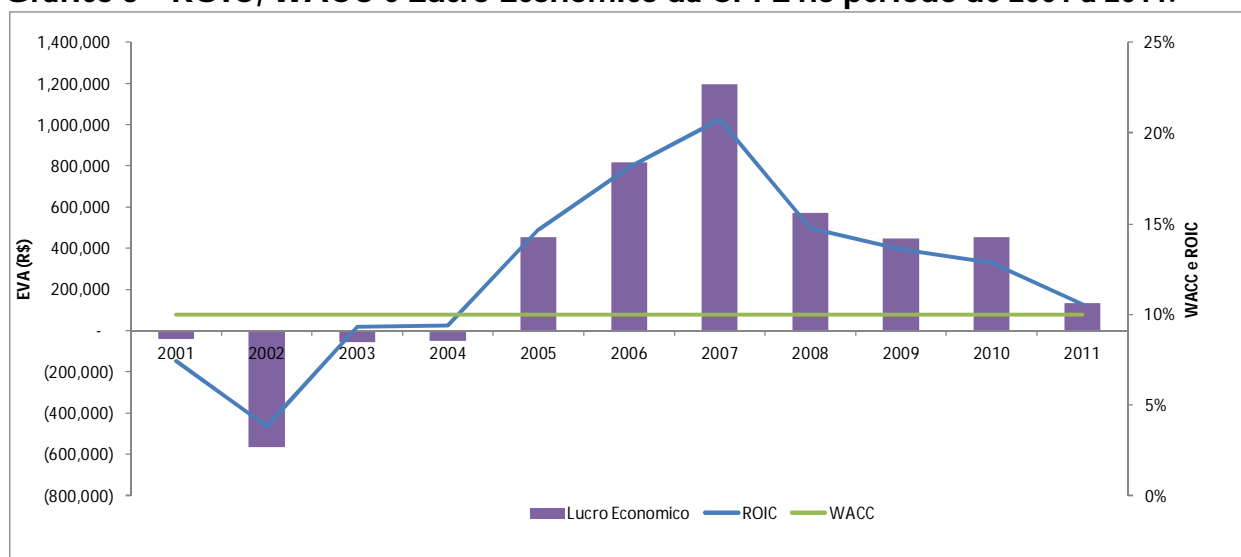
Gráfico 2 – Cap. Inv., Rec. Líq. e Giro Cap. Investido da CPFL no período de 2001 a 2011.



O efeito combinado dos desempenhos verificados nos dois indicadores analisados anteriormente – Margem EBIT e Giro do Capital Investido – resulta, por sua vez, no desempenho do ROIC e do Lucro Econômico da CPFL. Como se pode observar no gráfico 3, até o ano de 2004 a CPFL apresentou um desempenho insatisfatório – ROIC

inferior ao WACC regulatório. Em função da melhora observada no Giro do Capital Investido e, principalmente, na Margem EBIT, a CPFL passou a registrar um Lucro Econômico positivo para seus investimentos, sinal de boa saúde econômica.

Gráfico 3 – ROIC, WACC e Lucro Econômico da CPFL no período de 2001 a 2011.



Como pode ser observado na tabela 4, o efeito combinado da elevação de margens e giro verificado principalmente no ano de 2008 implicaram em forte criação de valor para os acionistas no ano em questão, gerando um Lucro Econômico de aproximadamente R\$ 1,2 bilhões.

Tabela 4 – ROIC, Lucro Econômico e Componentes da CPFL no período de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Margem EBIT(%)	12%	11%	13%	19%	23%	30%	32%	24%	21%	23%	24%
Giro do Capital Investido	62%	35%	70%	75%	80%	80%	85%	81%	84%	75%	58%
ROIC	7%	4%	9%	9%	15%	18%	21%	15%	14%	13%	11%
Lucro Econômico	(42,092)	(561,434)	(52,073)	(50,068)	455,512	815,231	1,195,877	575,422	452,095	456,699	134,593

Análise da Situação Financeira da CPFL

O entendimento da situação financeira da CPFL pode ser efetuado pela análise do gráfico 4, onde se verifica o histórico do Saldo de Tesouraria (ST) e seus componentes – a Necessidade de Capital de Giro (NCG) e Capital de Giro Líquido (CGL). Similarmente ao observado na análise da situação econômica, o pior desempenho em termos financeiros da CPFL ocorreu em 2002, quando a empresa simultaneamente apresentou

forte elevação na sua necessidade de capital de giro – aproximadamente R\$ 1 bilhão de reais – e capital de giro líquido negativo, o que corresponde a dizer que a empresa estava utilizando recursos onerosos de curto prazo para financiamento de ativos de longo prazo. Tal situação implicou em forte dependência por endividamento de curto prazo, o que é denotado pelo saldo de tesouraria negativo em mais de R\$ 3 bilhões de reais. No decorrer dos anos seguintes, a empresa simultaneamente reduziu sua NCG e reverteu a dependência de recursos onerosos para financiamento de seus ativos fixos, o que ocasionou em 2011 uma situação totalmente distinta àquela verificada no início do período analisado, com o ST passando a figurar no campo positivo.

A análise do gráfico 5 e da tabela 5 permite um entendimento da relação do NCG da CPFL e o ciclo financeiro e seus componentes. Como se pode observar, no ano de 2002 a CPFL apresentava um ciclo operacional de 275 dias e o prazo médio de pagamentos (PMP) de 175 dias, implicando em um ciclo financeiro de 100 dias e, conseqüentemente, em uma necessidade de capital de giro correspondente a 33% da receita líquida anual. No decorrer dos anos que se seguiram, em função principalmente da redução do PMP, houve a gradativa queda do CF determinando que, já em 2009, a necessidade capital de giro chegasse a um patamar basicamente nulo.

Gráfico 4 – ST, NCG e CGL da CPFL no período de 2001 a 2011.

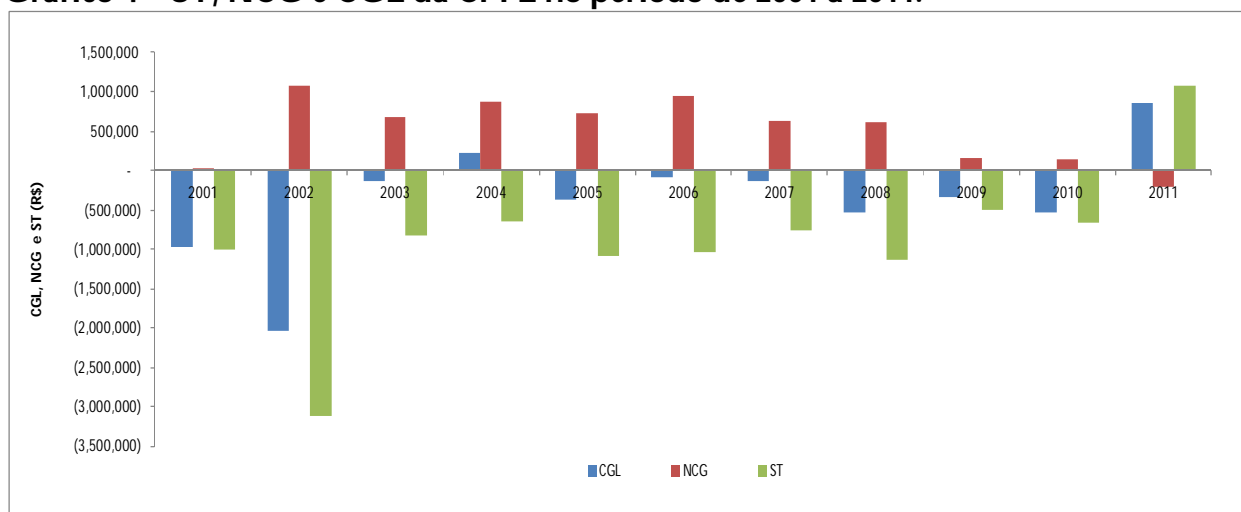


Gráfico 5 – NCG/Rec. Líquida e o Ciclo Financeiro da CPFL no período de 2001 a 2011.

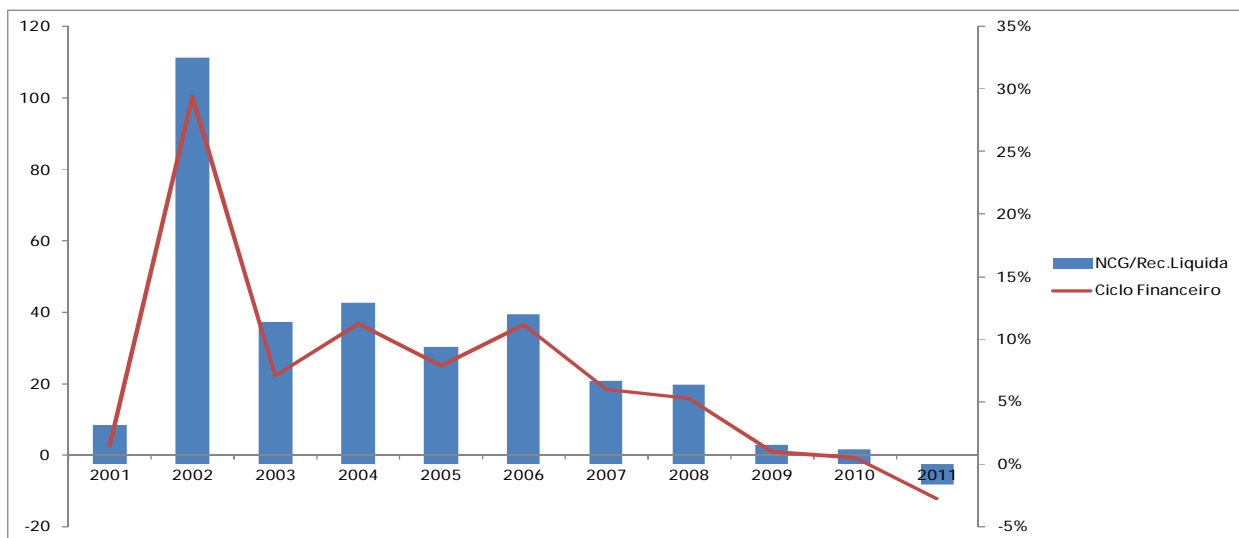


Tabela 5 – NCG/Rec.Liq., Ciclo Fin. e Componentes da CPFL no período de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NCG/Rec.Líquida	3%	33%	11%	13%	9%	12%	7%	6%	2%	1%	-2%
Ciclo Financeiro	3	100	22	37	25	36	18	16	1	-1	-12
PMP	113	175	96	92	101	102	94	93	92	69	86
Ciclo Operacional	116	275	118	129	126	138	112	109	93	69	74

Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento da CPFL:

A análise do risco de inadimplência e endividamento da CPFL pode ser trivialmente efetuada pelo estudo dos gráficos 5 e 6 – os quais respectivamente apontam o históricos dos Índices de Cobertura de Juros (ICJ), a relação Dívida Líquida/EBITDA – e a tabela 6. No ano de 2001 e 2002 a CPFL possuía um endividamento proporcionalmente elevado em relação a sua geração de caixa operacional, determinando ICJ inferiores a 1 e uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 8. Tais indicadores apontavam para um forte risco de inadimplência da empresa (*rating* inferior a CCC). No período de 2003 a 2006, a combinação da redução do endividamento líquido e, principalmente, da melhoria em seu desempenho operacional, a CPFL apresentou substancial redução do

risco de crédito, saindo de uma situação de alto risco para baixo risco de inadimplência, com ICJ, em geral, superiores a 6 e uma relação Dívida/Líquida/EBITDA em média próxima a 2 (*rating* igual ou superior a AA). Tal situação, que perdura até o ano de 2010, é levemente alterada em 2011 em função do aumento do endividamento líquido da empresa, que ultrapassa os R\$ 11 bilhões de reais, o que gerou redução dos ICJ para aproximadamente 5 e uma elevação da Dívida Líquida/EBITDA para aproximadamente 3, patamares que sugeririam um risco de inadimplência baixo/moderado (*rating* A).

Gráfico 6 – Índices de Cobertura de Juros da CPFL no período de 2001 a 2011.

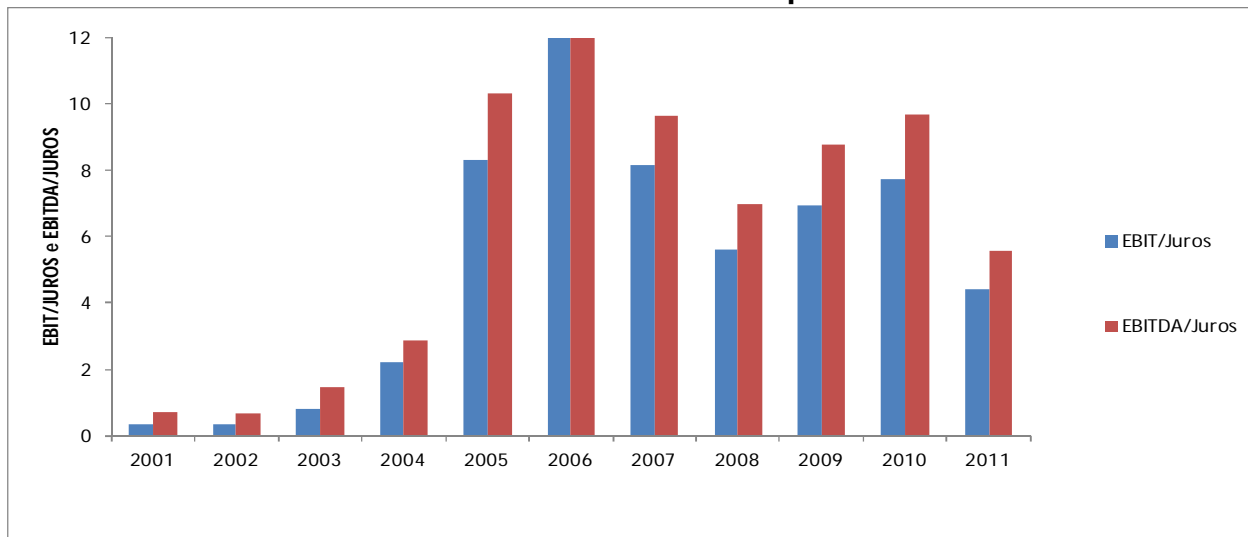


Gráfico 7 – Relação Dívida Líquida/EBITDA da CPFL no período de 2001 a 2011.

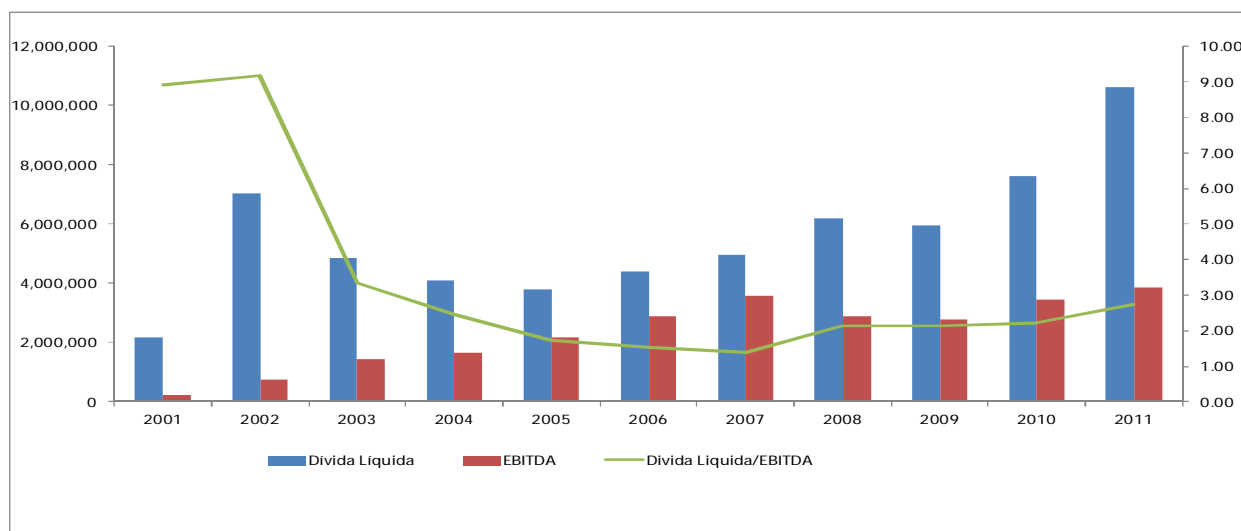


Tabela 6 – Indicadores de Risco de Inadimplência da CPFL no período de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBIT/Juros	0.35	0.32	0.80	2.20	8.31	16.02	8.15	5.64	6.97	7.74	4.43
EBITDA/Juros	0.70	0.66	1.44	2.87	10.34	19.18	9.63	7.00	8.79	9.69	5.59
Divida Líquida/EBITDA	8.92	9.19	3.35	2.47	1.73	1.53	1.39	2.13	2.14	2.22	2.75

4.2 Análise Econômico-Financeira da CEMIG

A Cemig é um dos mais sólidos e importantes grupos do segmento de energia elétrica do Brasil, participando em mais de 100 empresas, além de consórcios e fundo de participações. Companhia de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais, possui 114 mil acionistas em 44 países. Suas ações são negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo, Nova York e Madri. Atualmente a Empresa é uma referência na economia global, reconhecida por sua atuação sustentável. Há 12 anos consecutivos, faz parte do Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World).

O Grupo Cemig é reconhecido também pela sua dimensão e competência técnica, sendo considerada a maior empresa integrada do setor de energia elétrica do Brasil. Em Minas Gerais, responde por 96% da área de concessão, com mais de 7 milhões de consumidores, em 774 municípios. É a maior fornecedora de energia para clientes livres do País, com 25% do mercado, e um dos maiores grupos geradores, responsável pela operação de 65

usinas, com capacidade instalada de 6.925 megawatts. A atuação da Cemig estende-se a 22 estados brasileiros, além do Distrito Federal, e ao Chile, com a operação de uma linha de transmissão em consórcio com a Alusa. Tornou-se controladora da Light, ampliando participação na distribuidora que atende o Rio de Janeiro e outras cidades fluminenses. Também possui participação em empresas transmissoras de energia elétrica (TBE e Taesa), investimentos no segmento de gás natural (Gasmig), telecomunicações (Cemig Telecom) e eficiência energética (Efficientia). Seguindo a política de investimentos em alternativas energéticas, a Cemig adquiriu participação acionária em três parques eólicos da Energimp S.A. (Impsa), com capacidade instalada de 99,6 megawatts, no Ceará. Essa aquisição veio resgatar o pioneirismo da Companhia que em 1994 construiu a primeira usina eólica com geração comercial no Brasil. A Empresa também investe em outras fontes renováveis, como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia solar e projetos de cogeração.

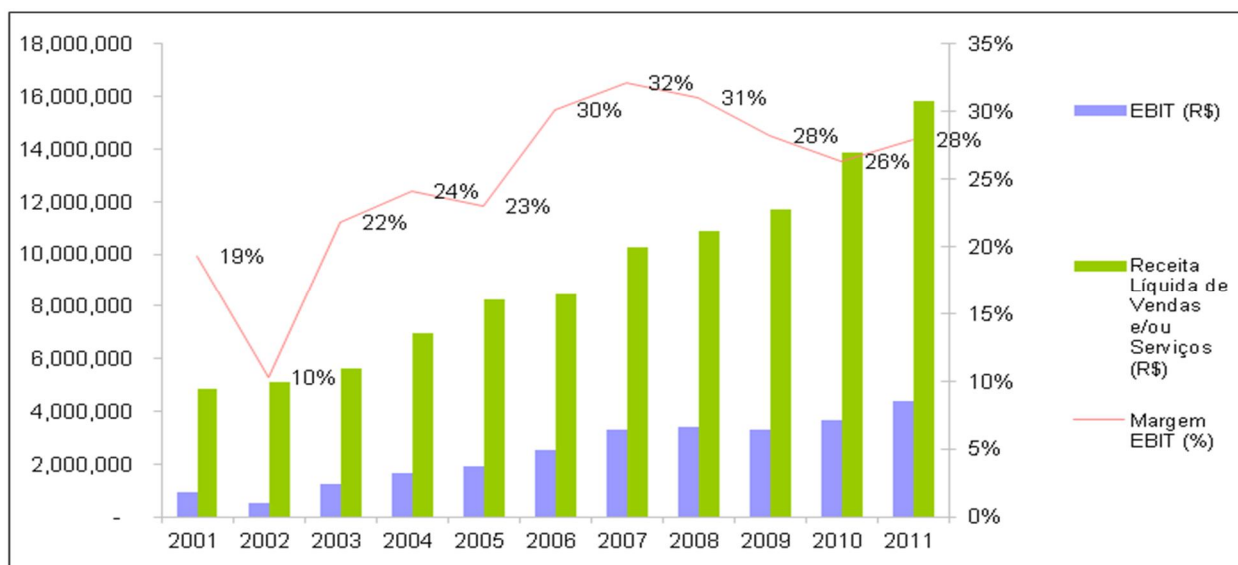
A Cemig tem papel de destaque em Minas Gerais e Rio de Janeiro, por meio da Cemig Distribuição e Light, com atendimento a mais de 10 milhões de consumidores. A área de concessão da Cemig Distribuição S/A (Cemig D) abrange 567.740 km², aproximadamente 96% do Estado de Minas Gerais. São 774 municípios e 5.415 localidades - um atendimento a 18,2 milhões de habitantes, de acordo com a Contagem da População 2007 – IBGE. É a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em extensão de rede, contando com 453.935 km de redes de distribuição (91.465 km de rede urbana e 362.470 km de rede rural) e 16.835 km de linhas de distribuição. A Cemig D possui ainda o maior índice de atendimento a consumidores de baixa renda do Brasil. Ela atende aproximadamente 2,4 milhões de consumidores de baixa renda, ou seja, 42,9% do total de consumidores da classe residencial. A controlada da Cemig em conjunto com a Light S/A atua na distribuição de energia elétrica por meio da Light Serviços de Eletricidades S.A. São mais de 4 milhões de consumidores atendidos em uma área de 10.970 km² do Estado do Rio de Janeiro, servindo cerca de 10 milhões de pessoas, de um total de 15,4 milhões de habitantes. A Light divide sua área de concessão em três regionais: Metropolitana, grande

Rio e Vale do Paraíba, com o objetivo de tornar o atendimento mais eficaz e estar próxima do cliente. Com aquisição de 26,2% do capital total da Renova, a Light ampliará sua capacidade instalada em 54,3%, atingindo 1.319 MW após 2014. O foco é atingir clientes livres e especiais nos maiores mercados consumidores do Brasil.

Análise da Situação Econômica da CEMIG:

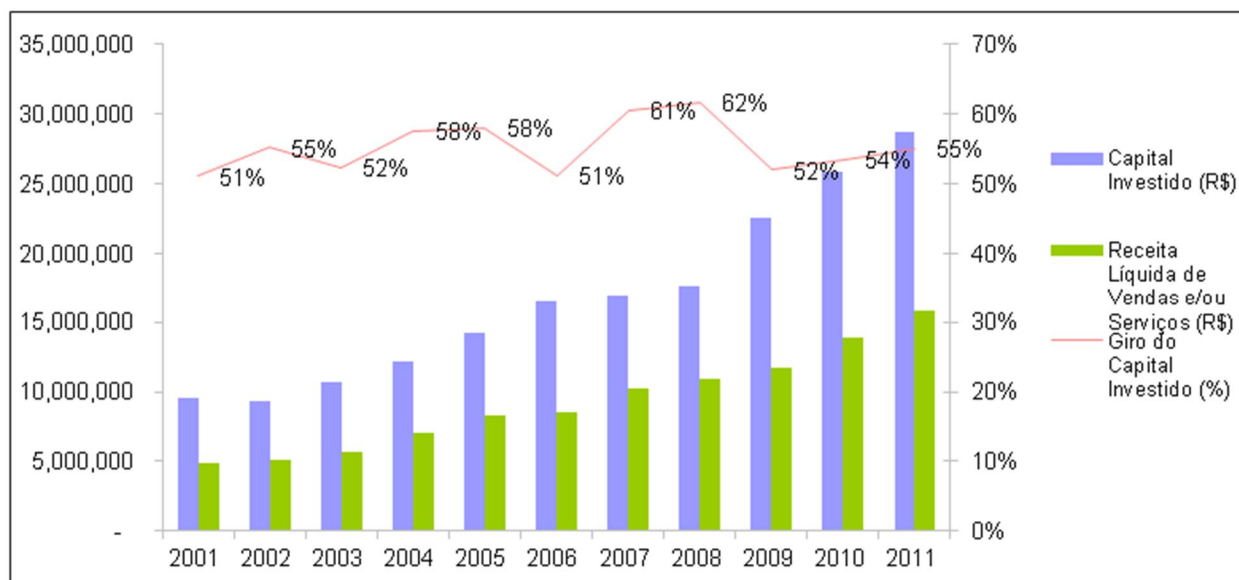
Com o intuito de efetuar a análise do desempenho econômico da CEMIG foram investigados 12 anos de resultados apresentados pela empresa. Como se pode observar no gráfico 8, entre 2001 e 2011 as receitas líquidas da CEMIG apresentaram um crescimento de aproximadamente 14% ao ano, enquanto o EBIT da empresa obteve um incremento de aproximadamente 18% no período, fazendo com que a margem EBIT fossem aumentada de 19% em 2001 para 28% em 2011. Destacam-se na análise o desempenho positivo apresentado nos anos de 2007 e 2008, quando foram obtidas margens de 32% e 31%, respectivamente, enquanto o pior desempenho foi obtido no ano de 2002 (margem EBIT de 10%).

Gráfico 8 – Rec. Líquidas, EBIT e Margem EBIT da CEMIG no período de 2001 a 2011.



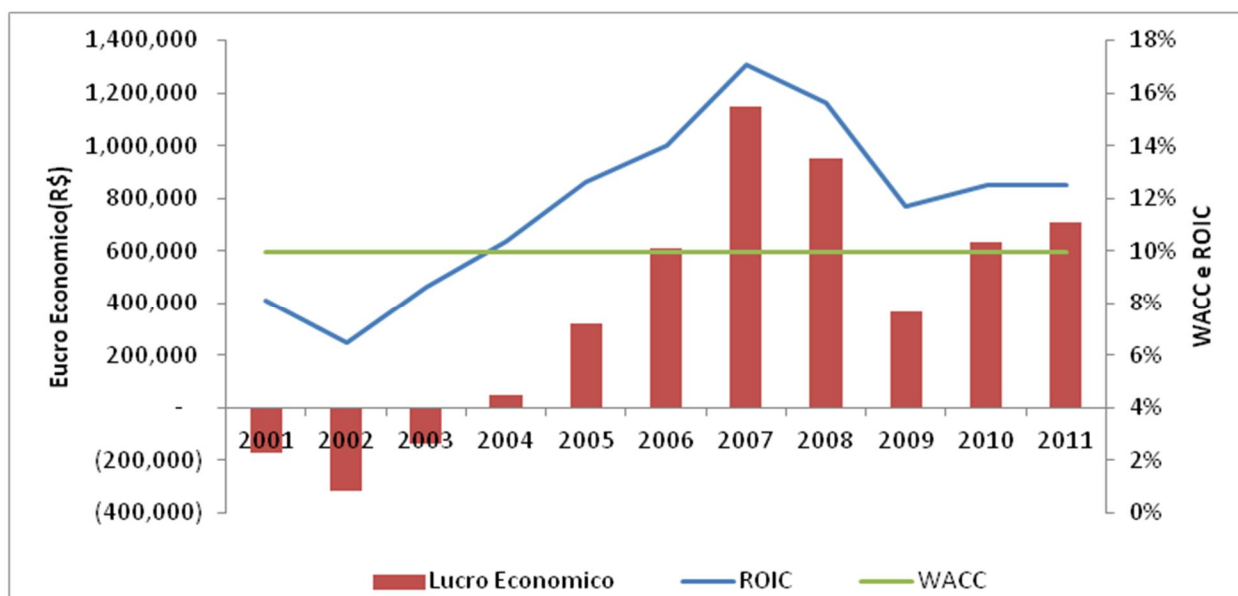
Em contraste ao observado na análise das margens, o giro do capital investido se manteve basicamente regular no período analisado, demonstrando que foram efetuadas captações de recursos onerosos proporcionais ao crescimento observado nas receitas operacionais da CEMIG. O gráfico 9 apresenta a evolução do giro do capital investido e seus componentes no período de 2001 a 2011.

Gráfico 9 – Cap. Inv., Rec. Líquidas e Giro Cap.Inv.da CEMIG no per.de 2001 a 2011.



Por fim, analisando o gráfico 10 é possível observar que a manutenção do giro e a elevação das margens operacionais promoveram a melhoria do ROIC e a consequente elevação do Lucro Econômico. Até o ano de 2003 a CEMIG vinha apresentando um desempenho insatisfatório, mas do ano de 2004 em diante a empresa reverteu esse quadro e passou a resultados positivo, com destaque para os anos de 2007 e 2008, quando foram registrados Lucros Econômicos de aproximadamente R\$ 1,5 bilhões e R\$ 0,95 bilhões, respectivamente.

Gráfico 10 – ROIC, WACC e Lucro Econômico da CEMIG no período de 2001 a 2011.



A tabela 7 sumariza os principais indicadores utilizados na análise da situação econômica da CEMIG.

Tabela 7 – ROIC, Lucro Econômico e Componentes da CEMIG no período de 2001 a 2011

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Margem EBIT(%)	19%	10%	22%	24%	23%	30%	32%	31%	28%	26%	28%
Giro Cap. Investido	51%	55%	52%	58%	58%	51%	61%	62%	52%	54%	55%
ROIC	8%	6%	9%	10%	13%	14%	17%	16%	12%	13%	13%
Lucro Econômico	(170,216)	(315,688)	(137,922)	48,739	321,577	611,106	1,146,493	950,826	369,152	635,362	707,672

Análise da Situação Financeira da CEMIG:

O entendimento da situação financeira da CEMIG pode ser efetuado pela análise do gráfico 11, onde se verifica o histórico do Saldo de Tesouraria (ST) e seus componentes – a Necessidade de Capital de Giro (NCG) e Capital de Giro Líquido (CGL). É possível observar que de 2001 a 2005 a empresa apresentou uma piora progressiva de sua situação financeira, com o aumento da dependência de financiamento de curto prazo para o capital de giro. Na sequência, de 2006 a 2010, essa situação se reverte, e no fim desse período a empresa passa a possuir um Saldo de Tesouraria basicamente nulo. Em

2011, porém, a situação muda novamente, em função da brusca redução do CGL, e a CEMIG passa a ter uma forte piora de sua situação financeira, com um Saldo de Tesouraria negativo em aproximadamente R\$ 6 bilhões. A análise do gráfico 12 e da tabela 8 permite um entendimento da relação do NCG da CEMIG e o ciclo financeiro e seus componentes.

Gráfico 11 – ST, NCG e CGL da CEMIG no período de 2001 a 2011.

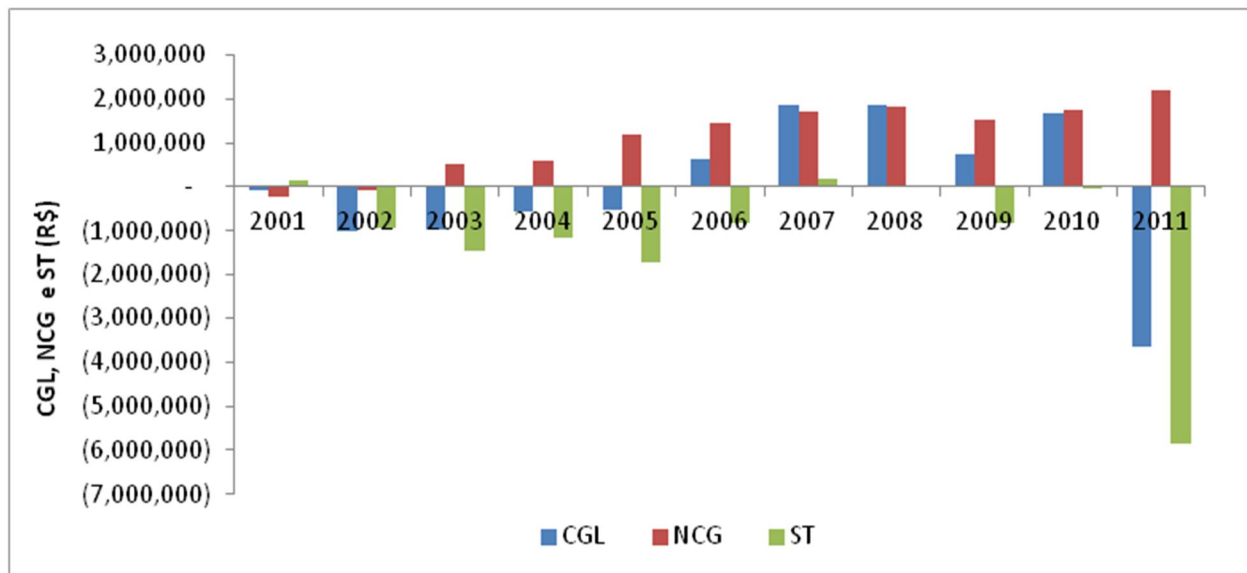


Gráfico 12– NCG/Rec. Líquida e o Ciclo Financeiro da CEMIG no per. de 2001 a 2011.

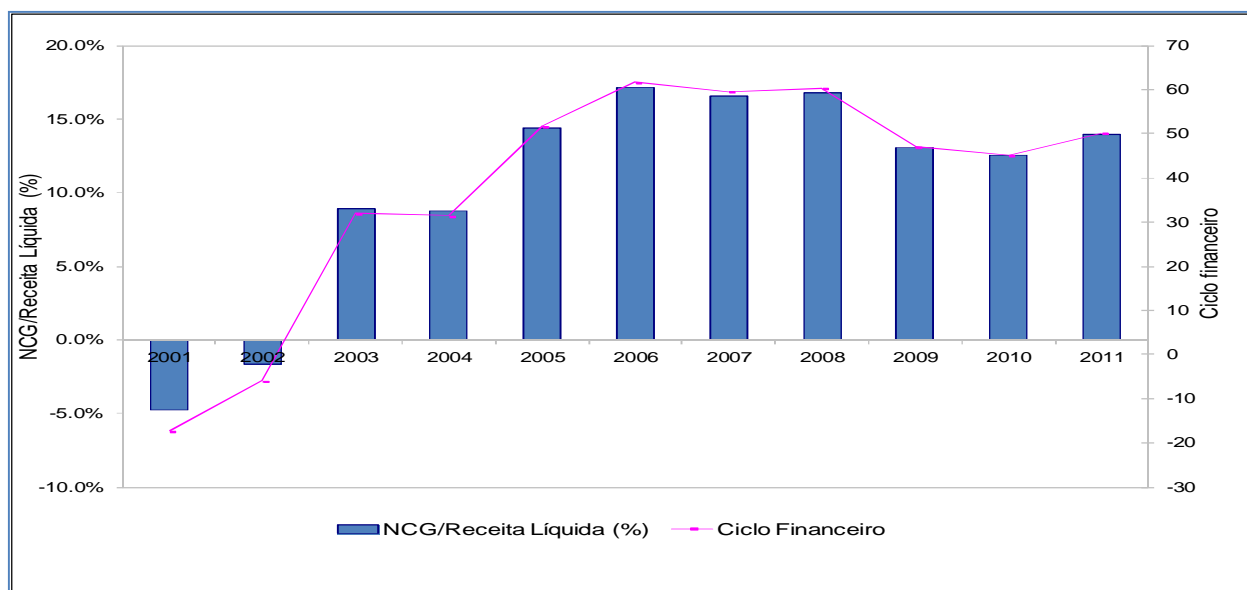


Tabela 8 – NCG/Rec.Liq., Ciclo Fin. e Componentes da CEMIG no per. de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NCG/Rec.Líquida	-4.8%	-1.6%	8.9%	8.7%	14.4%	17.1%	16.6%	16.8%	13.1%	12.5%	13.9%
Ciclo Financeiro	-17	-6	32	31	52	62	60	60	47	45	50
PMP	91	135	104	100	117	151	139	118	107	79	71
Ciclo Operacional	74	129	136	132	168	212	199	178	154	124	121

Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento da CEMIG:

A análise do risco de inadimplência e endividamento da CEMIG pode ser efetuada pelo estudo dos gráficos 13 e 14 – os quais apontam, respectivamente, o histórico dos Índices de Cobertura de Juros (ICJ) e a relação Dívida Líquida/EBITDA – e a tabela 9. Em grande parte do período analisado a CEMIG demonstra baixo risco inadimplência, com os ICJ altos acima de 8 e Dívida Líquida/EBITDA baixo, inferior a 2, que corresponderiam a ratings de AA ou AAA. As exceções ocorreram nos anos de 2002, 2010 e 2011. Em 2002, em função da forte piora do resultado operacional, a CEMIG registrou ICJ EBIT de 1,33 e Dívida Líquida/EBITDA próxima a 3, o que, em conjunto, implicariam em um rating B-. Nos anos de 2010 e 2011, em função do aumento do endividamento e, conseqüentemente, das despesas financeiras, a CEMIG apresentou ICJ EBIT próximo a 4 e Dívida Líquida/EBITDA superior a 2, o que implicariam em um rating A, sugerindo um risco baixo/médio.

Gráfico 13 – Índices de Cobertura de Juros da CEMIG no período de 2001 a 2011.

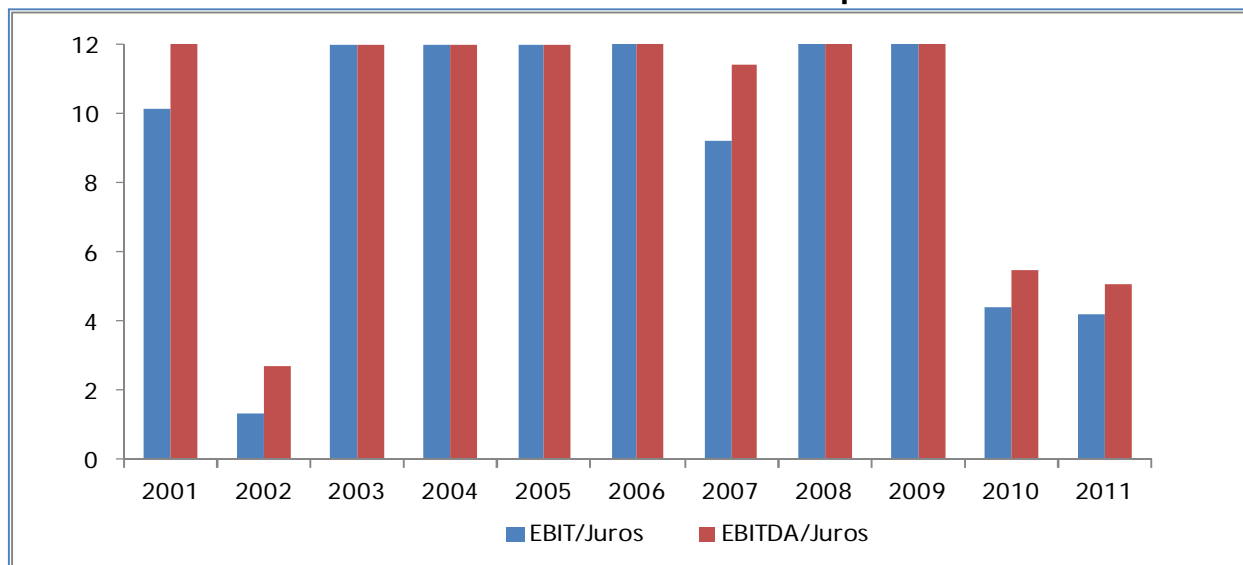


Gráfico 14 – Relação Dívida Líquida/EBITDA da CEMIG no período de 2001 a 2011.

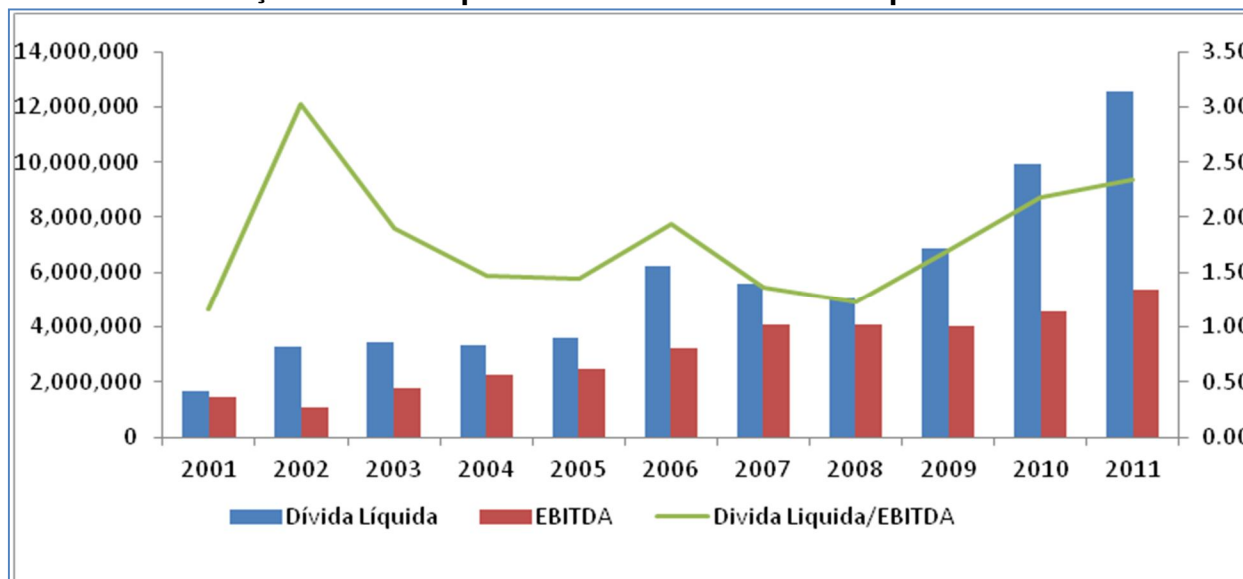


Tabela 9 – Indicadores de Risco de Inadimplência da CEMIG no período de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBIT/Juros	10.13	1.33	NA	NA	NA	51.33	9.25	36.15	15.06	4.42	4.18
EBITDA/Juros	15.71	2.72	NA	NA	NA	64.86	11.44	43.79	18.41	5.51	5.07
Div.Líquida/EBITDA	1.16	3.03	1.90	1.47	1.44	1.94	1.37	1.23	1.70	2.18	2.35

4.3 Análise Econômico-Financeira da AES Eletropaulo

Maior distribuidora de energia elétrica da América Latina, a AES Eletropaulo atingiu em 2011 a impressionante marca de 6,3 milhões de clientes, que no total consumiram 45.101 GWh de energia. Responsável por uma área de concessão de 4.526 km², a empresa atende 24 municípios localizados na região metropolitana de São Paulo. A lista completa de cidades atendidas pela AES Eletropaulo pode ser verificada na tabela 10.

Tabela 10 – Municípios Pertencentes a Área de Concessão da AES Eletropaulo.

Barueri	Itapevi	Santana do Parnaíba
Cajamar	Jandira	Santo André
Carapicuíba	Juquitiba	São Bernardo do Campo
Cotia	Mauá	São Caetano do Sul
Diadema	Osasco	São Lourenço da Serra
Embu	Pirapora do Bom Jesus	São Paulo
Embu-Guaçu	Ribeirão Pires	Taboão da Serra
Itapeçerica da Serra	Rio Grande da Serra	Vargem Grande Paulista

Empresa de capital aberto, a AES Eletropaulo integra o Nível 2 de Governança Corporativa e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa. A empresa também faz parte da ICO2, índice desenvolvido pela BM&FBovespa em conjunto com o BNDES, que engloba somente as companhias que adotam práticas transparentes com relação às emissões de gases causadores do efeito estufa.

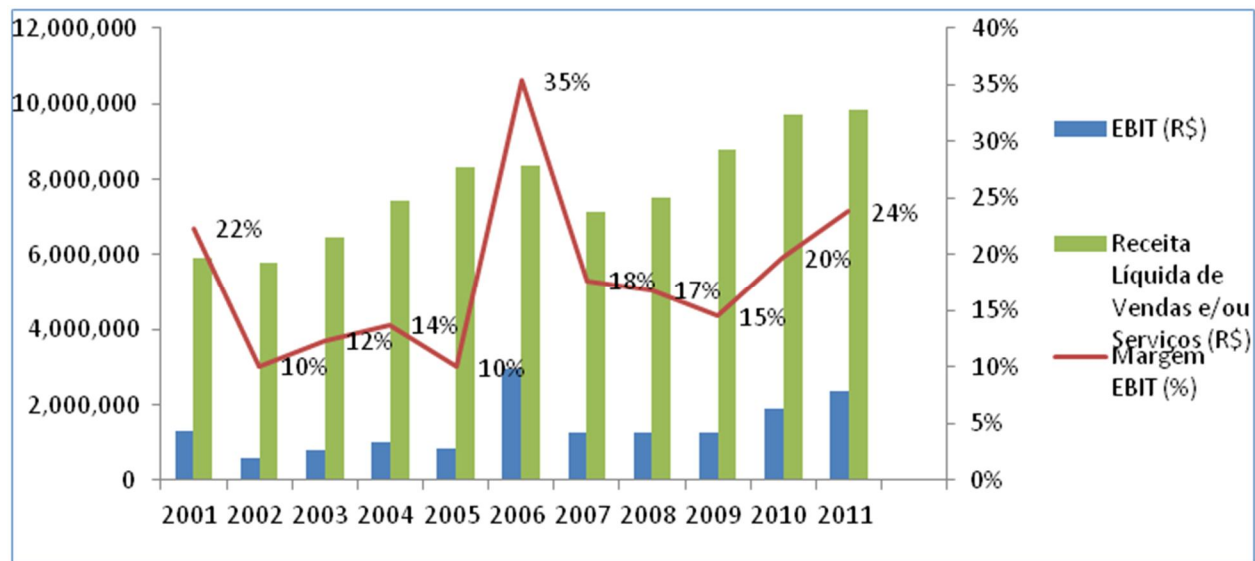
A história da AES Eletropaulo tem início em 1899, com a fundação da The São Paulo Railway, Light Power Company Limited, que em 1956 foi reestruturada, passando a se chamar Brascan Limited. Em 1979, o governo federal adquiriu da Brascan o controle acionário da então Light - Serviços de Eletricidade S.A., e em 1981, o comando da empresa

passou ao governo paulista, que alterou o nome da companhia para Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A. Em 1995, a reestruturação decorrente do programa de privatização deu origem a quatro empresas: duas distribuidoras de energia elétrica (Eletropaulo e EBE - Empresa Bandeirante de Energia S.A.), uma transmissora de energia elétrica (EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica, atual CTEEP) e uma geradora de energia elétrica (EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.). Em 15 de abril de 1998, a Eletropaulo foi adquirida pela Lightgás, com participação de capital dividida entre a AES Corporation, CSN (Companhia Siderúrgica Nacional), EDF (Electricité de France) e Reliant Energy. Em janeiro de 2001, passou a ser controlada apenas pela AES Corp. Desde 2003, o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) é sócio da AES no capital da Eletropaulo, por meio da criação da holding Companhia Brasileira de Energia S.A., fundada após a reestruturação das dívidas das empresas controladoras da Eletropaulo. A AES passou a deter 50% mais uma das ações do capital votante da Companhia Brasileira de Energia, enquanto o BNDES ficou com 50% menos uma ação.

Análise da Situação Econômica da AES Eletropaulo:

Com o intuito de efetuar a análise do desempenho econômico da AES Eletropaulo, foram investigados 12 anos de resultados apresentados pela empresa. Como se pode observar no gráfico 15, entre 2001 e 2005 houve uma substancial piora nas margens operacionais da empresa, que iniciaram o período em 22% e reduziram para 10% em 2005. A situação se reverte no período seguinte e em 2011 a AES Eletropaulo apresentou uma margem EBIT de 24%. Destaque para o desempenho apresentado no ano de 2006, quando a empresa apresentou uma margem de 35%. Pelo fato de atuar em uma região mais madura, tanto a Receita Líquida quanto o EBIT da AES Eletropaulo apresentaram crescimento na ordem de 5% ao ano no período em termos nominais, bastante inferior ao verificado em outras empresas do segmento.

Gráfico 15 – Rec.Líq., EBIT e Margem EBIT da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.



A análise dos gráficos 16 e 17 e da tabela 11 complementam a análise do desempenho econômico da AES Eletropaulo no período de 2001 a 2011. Em função da substancial e progressiva melhora no Giro dos Capitais Investidos, a empresa passou a apresentar a partir de 2006 resultados satisfatórios, com destaque para o próprio ano de 2006, quando a empresa obteve um ROIC de 72,3% e Lucro Econômico superior a R\$ 22 bilhões.

Gráfico 16 – Cap. Invest., Rec.Líq. e Giro Cap. Invest. da AES Eletropaulo – 2001 a 2011.

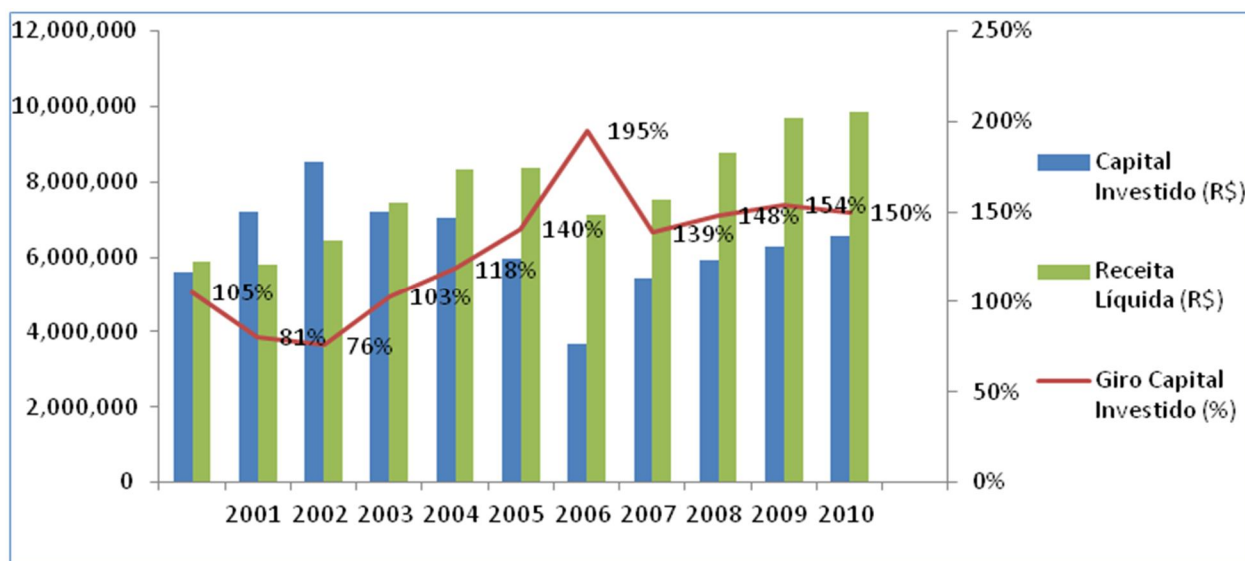


Gráfico 17 – ROIC, WACC e Lucro Econ. da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

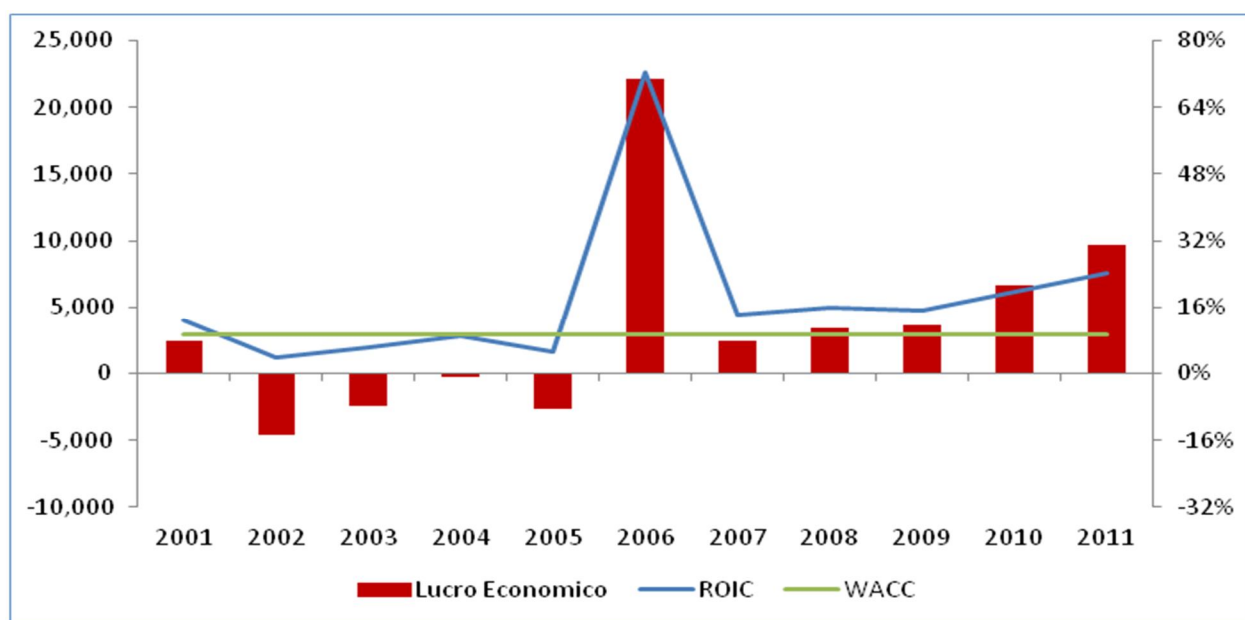


Tabela 11 – ROIC, Lucro Econômico e Comp. da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Margem EBIT(%)	22%	10%	12%	14%	10%	35%	18%	17%	15%	20%	24%
Giro Cap. Investido	105%	81%	76%	103%	118%	140%	195%	139%	148%	154%	150%
ROIC	12.9%	3.9%	6.1%	9.1%	5.1%	72.3%	14.1%	15.9%	15.4%	19.7%	24.4%
Lucro Econômico	2,413,507	(4,650,805)	(2,389,254)	(279,837)	(2,613,968)	22,139,826	2,379,712	3,358,394	3,638,236	6,631,655	9,684,713

Análise da Situação Financeira da AES Eletropaulo:

O entendimento da situação financeira da AES Eletropaulo pode ser efetuado pela análise dos gráfico 18 e 19 e da tabela 12, onde se observa que até 2003 a empresa apresentava forte dependência de dívida de curto prazo para financiamento do capital de giro, situação que foi revertida no decorrer dos anos que se seguiram. De 2006 em diante, em função do ciclo financeiro negativo, a AES Eletropaulo passou a ter NCG negativo, o que, somado ao CGL positivo, implicam em um ST positivo, indicando uma excelente situação financeira.

Gráfico 18 – ST, NCG e CGL da AES Eletropaulo no período de 2001 a 2011.

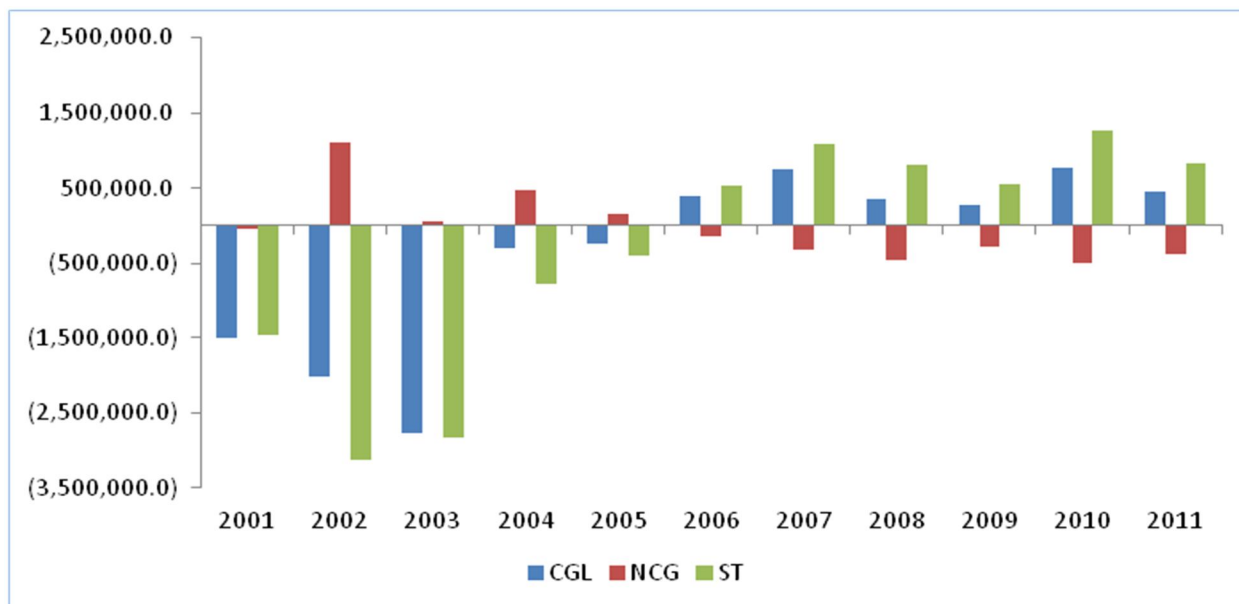


Gráfico 19– NCG/Receita Liq. e o Ciclo Fin. da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

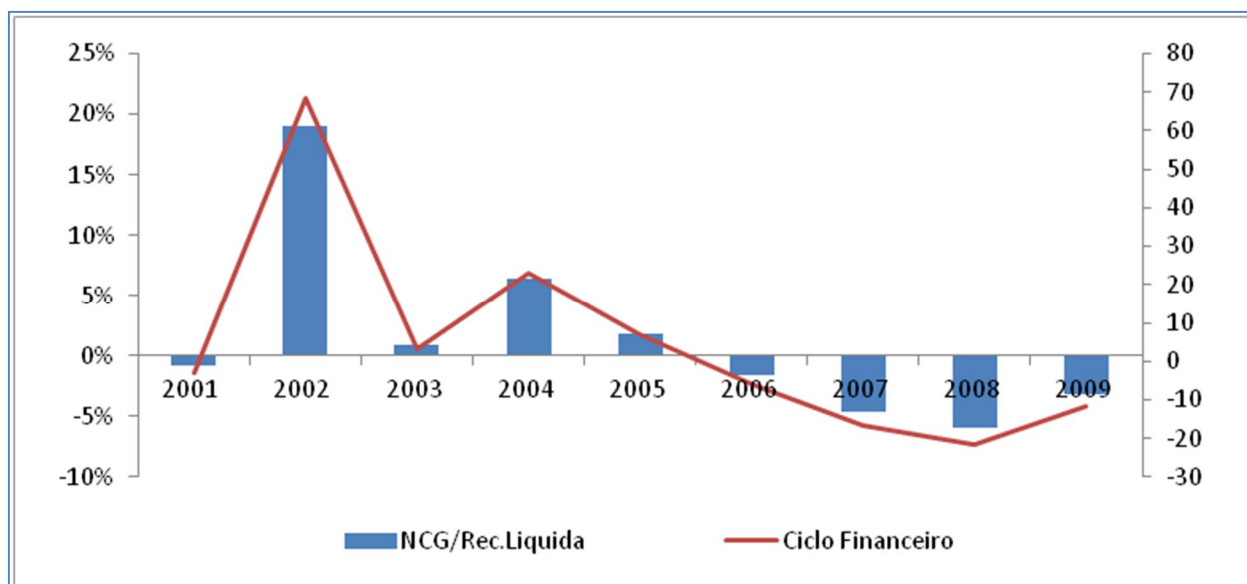


Tabela 12 – NCG/Rec.Liq., Ciclo Fin. e Comp.da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NCG/Rec.Líquida	-1%	19%	1%	6%	2%	-2%	-5%	-6%	-3%	-5%	-4%
Ciclo Financeiro	-3	69	3	23	7	-6	-16	-21	-12	-18	-14
PMP	129	96	116	106	123	129	134	139	83	78	77
Ciclo Operacional	126	164	119	129	129	123	117	117	71	59	63

Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento da AES Eletropaulo:

A análise do risco de inadimplência e endividamento da AES Eletropaulo pode ser efetuada pelo estudo dos gráficos 20 e 21 e a tabela 13. A avaliação combinada dos ICJ e do índice Dívida Líquida/EBITDA denota que, de forma geral, até o ano de 2005 a empresa não apresentava uma situação confortável para seus credores. No entanto, de 2006 em diante, em função de uma forte redução do endividamento líquido em conjunto com uma substancial melhoria de resultados operacionais, a AES Eletropaulo demonstrou possuir folga de caixa para cumprir com facilidade os serviços da dívida, com ICJ sempre superiores a 8 e Dívida Líquida/EBITDA inferior a 1, que sugeririam uma *rating* para empresa AAA.

Gráfico 20 – Índices de Cobertura de Juros da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

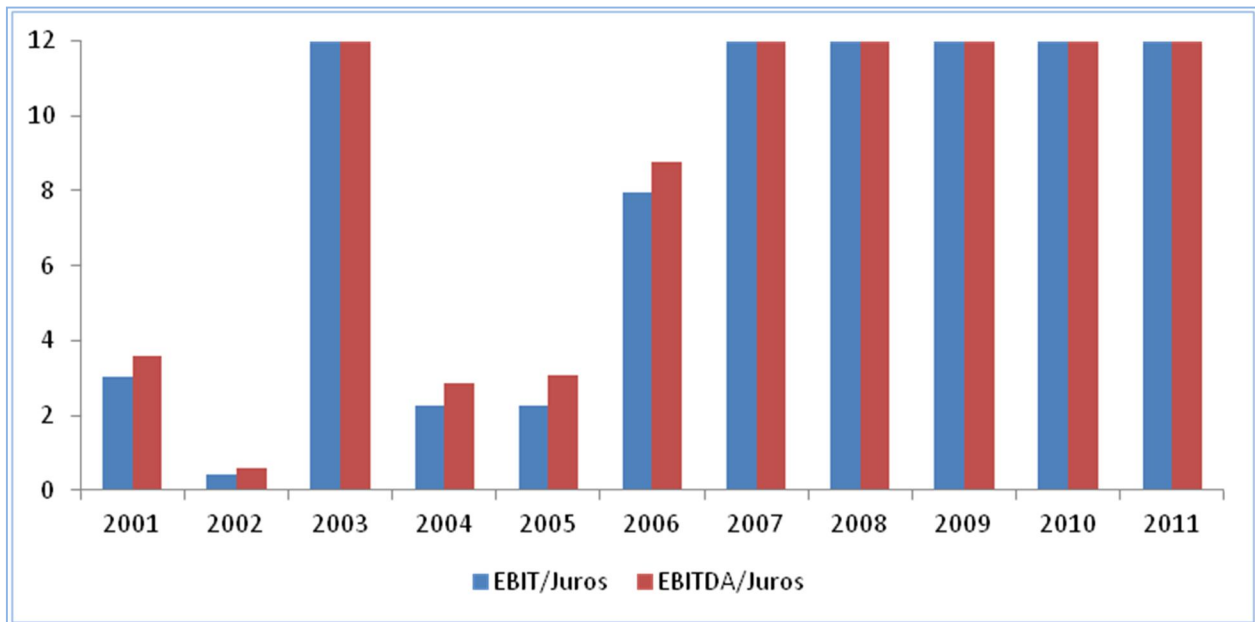


Gráfico 21 – Relação Dívida Líquida/EBITDA da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

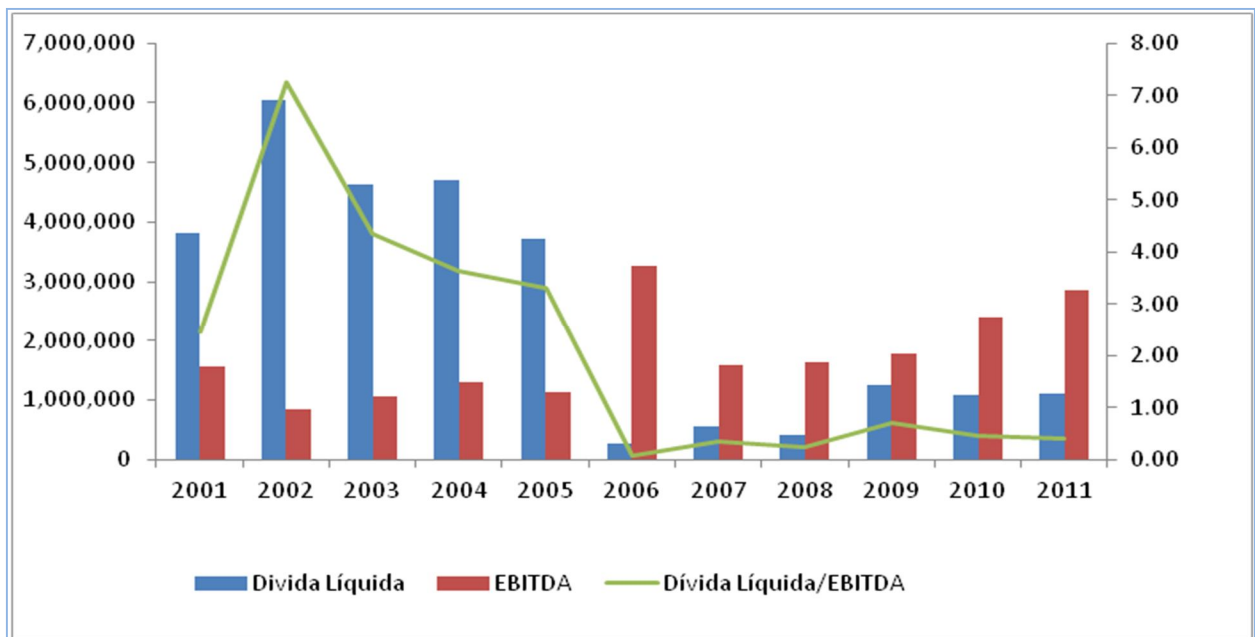


Tabela 13 – Ind. de Risco de Inadimplência da AES Eletropaulo no per. de 2001 a 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBIT/Juros	3.05	0.42	NA	2.25	2.26	7.94	34.92	NA	NA	NA	110.12
EBITDA/Juros	3.59	0.60	NA	2.85	3.07	8.78	44.06	NA	NA	NA	133.76
Div.Liquida/EBITDA	2.46	7.25	4.36	3.64	3.30	0.08	0.35	0.25	0.70	0.45	0.39

4.4 Análise Econômico-Financeira do Grupo Rede

O Grupo Rede é uma companhia atuante em 578 municípios de sete estados brasileiros, distribuindo energia para aproximadamente 4,4 milhões de consumidores. A Companhia possui a maior área de concessão de distribuição do Brasil entre grupos privados, cobrindo cerca de 2,8 milhões km², equivalentes a aproximadamente 34,0% do território nacional, que abriga uma população total de aproximadamente 15,0 milhões de habitantes.

O Grupo Rede é a maior distribuidora de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em termos de número de consumidores, com 35,1% do total da região Norte e 28,9% do total da região Centro-Oeste, e em termos de consumo de energia, com 35,4% do total da região Norte e 37,4% do total da região Centro-Oeste. A figura 3 e a tabela 14 apresenta o mapa da área de atuação das distribuidoras do grupo Rede: CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e REDESUL/SUDESTE.

Figura 3 – Mapa de Atuação das Distribuidoras do Grupo Rede.

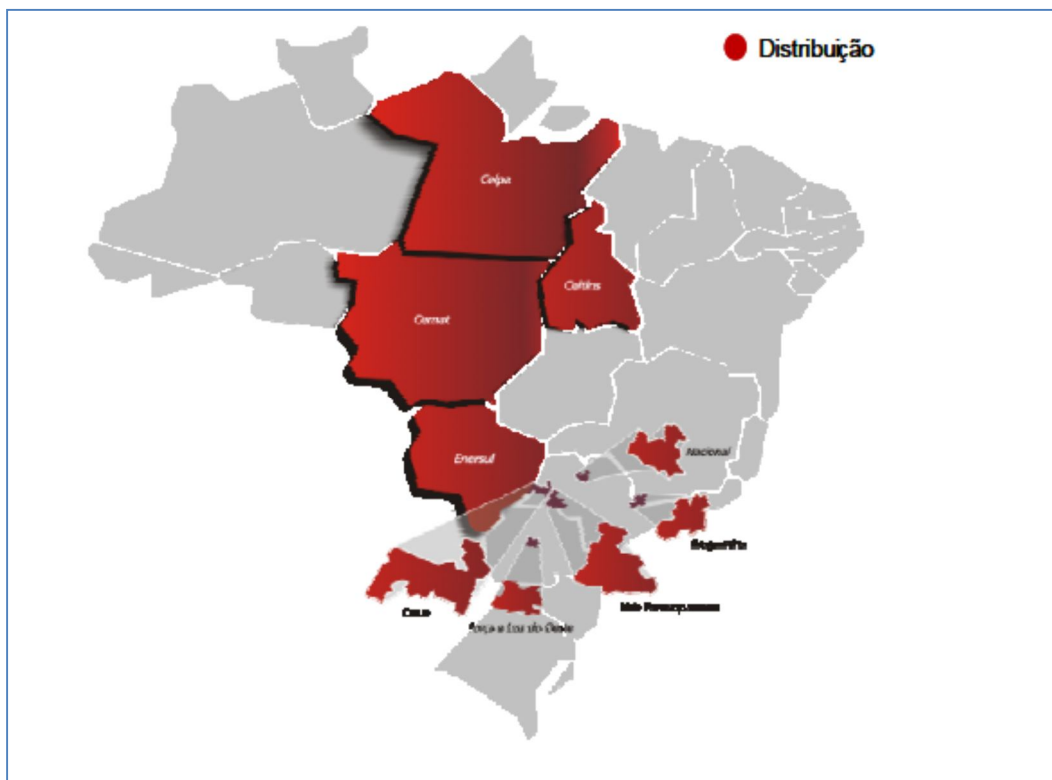


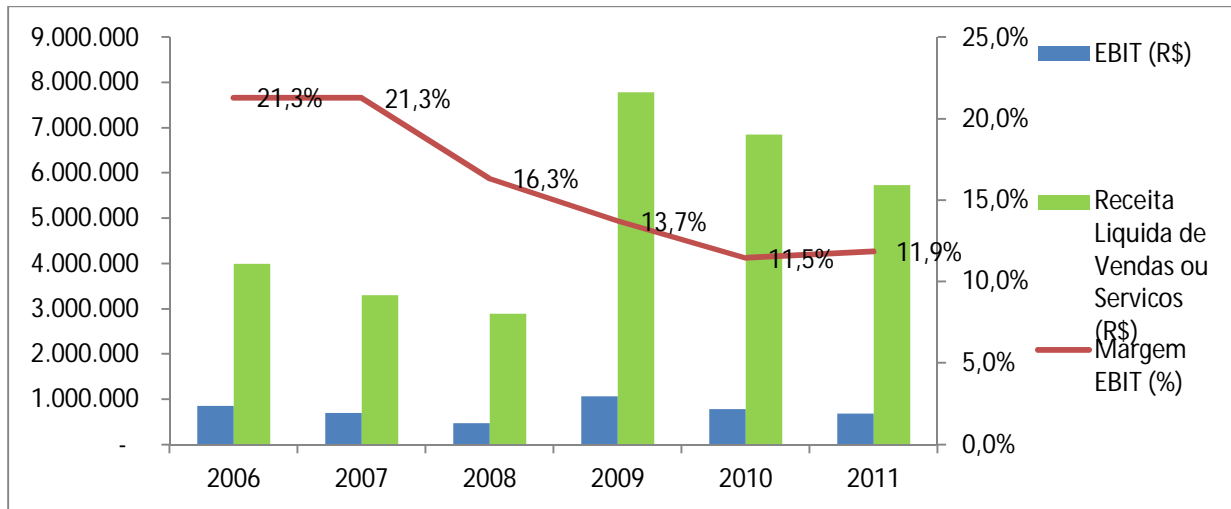
Tabela 14 – Distribuidoras do Grupo Rede

Distribuidoras	Estado de Atuação	Percentual do Território Brasileiro
CEMAT	Mato Grosso	10,6%
CELPA	Pará	14,7%
ENERSUL	Mato Grosso do Sul	3,9%
CELTINS	Tocantins	3,3%
REDE SUL /SUDESTE	Partes dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná	0,4%

Análise da Situação Econômica do Grupo Rede:

Com o intuito de efetuar a análise do desempenho econômico do Grupo Rede foram investigados seis anos de resultados apresentados pela empresa. Como se pode observar no gráfico 22, entre 2006 e 2011 houve uma substancial piora nas margens operacionais da empresa.

Gráfico 22 – Rec.Líq., EBIT e Margem EBIT do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.



Em contraste ao ocorrido com as margens operacionais, a análise do gráfico 23 aponta uma melhora progressiva no Giro do Capital Investido no mesmo período. Essa melhora, porém, não foi suficiente para obtenção de retornos condizentes para o Grupo Rede e, conforme observado no gráfico 24 e na tabela 15, durante todo período analisado a empresa apresentou ROIC inferior ao WACC e Lucro Econômico negativo.

Gráfico 23 – Cap. Invest., Rec. Líq. e Giro Cap. Invest. do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

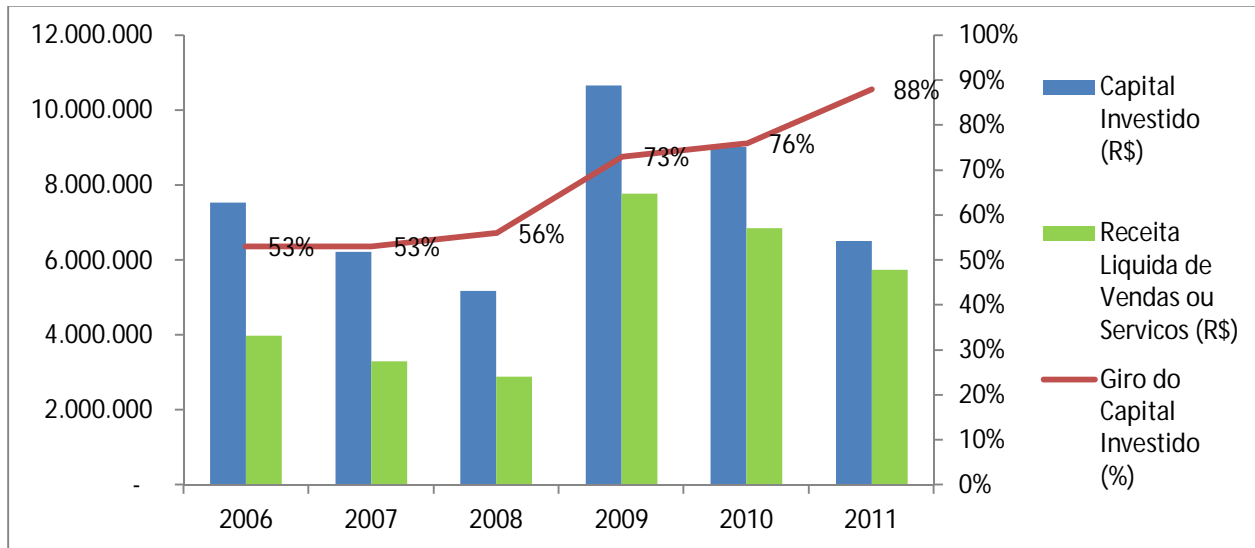


Gráfico 24 – ROIC, WACC e Lucro Econ. do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

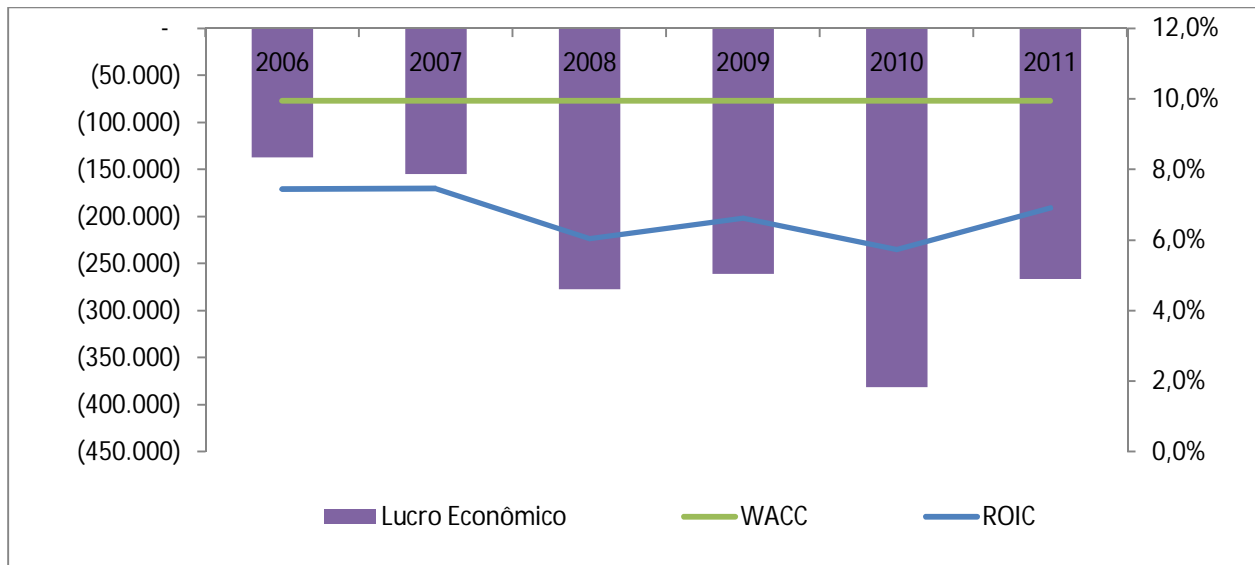


Tabela 15 – ROIC, Lucro Econômico e Comp. do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Margem EBIT(%)	21%	21%	16%	14%	11%	12%
Giro Cap. Investido	53%	53%	56%	73%	76%	88%
ROIC	7.5%	7.5%	6.1%	6.6%	5.7%	6.9%
Lucro Econômico	(136,664)	(154,476)	(277,049)	(260,538)	(381,204)	(266,176)

Análise da Situação Financeira do Grupo Rede:

O entendimento da situação financeira do Grupo Rede pode ser efetuado pela análise dos gráficos 25 e 26 e da tabela 16. Apesar da baixa NCG registrada durante todo período analisado, a progressiva redução CGL implicou numa crescente deterioração do saldo de tesouraria da empresa. Cabe observar que o CGL negativo em mais de R\$ 2 bilhões em 2011 demonstra que a empresa dependia nesse ano fortemente de recursos onerosos de curto prazo para financiamento de investimentos de longo prazo, sinalizando uma precária situação financeira.

Gráfico 25 – ST, NCG e CGL do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

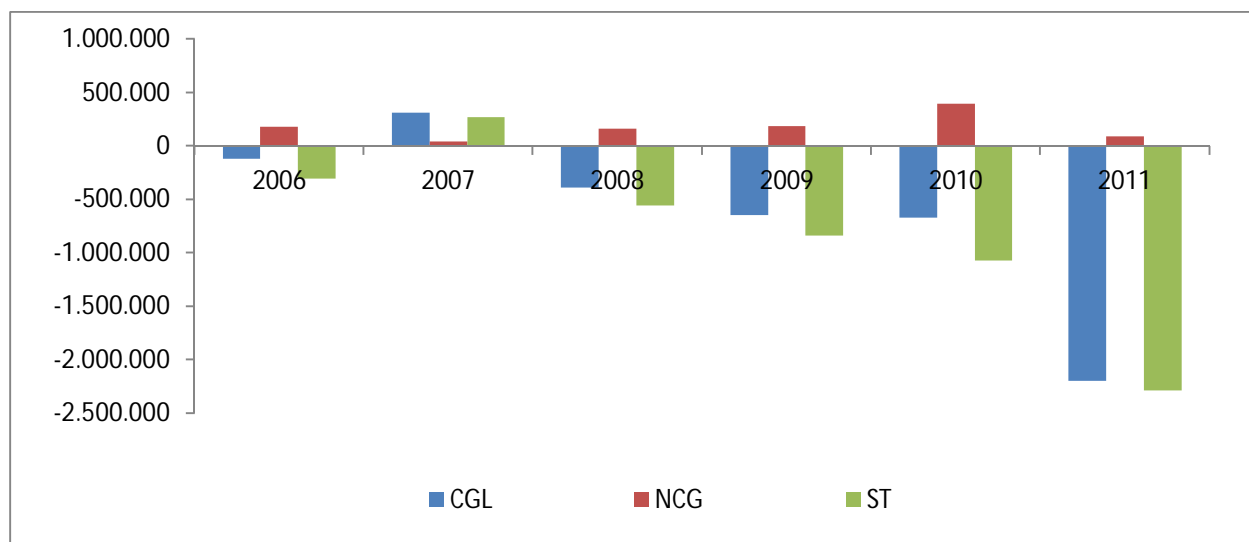


Gráfico 26– NCG/Receita Liq. e o Ciclo Fin. da do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

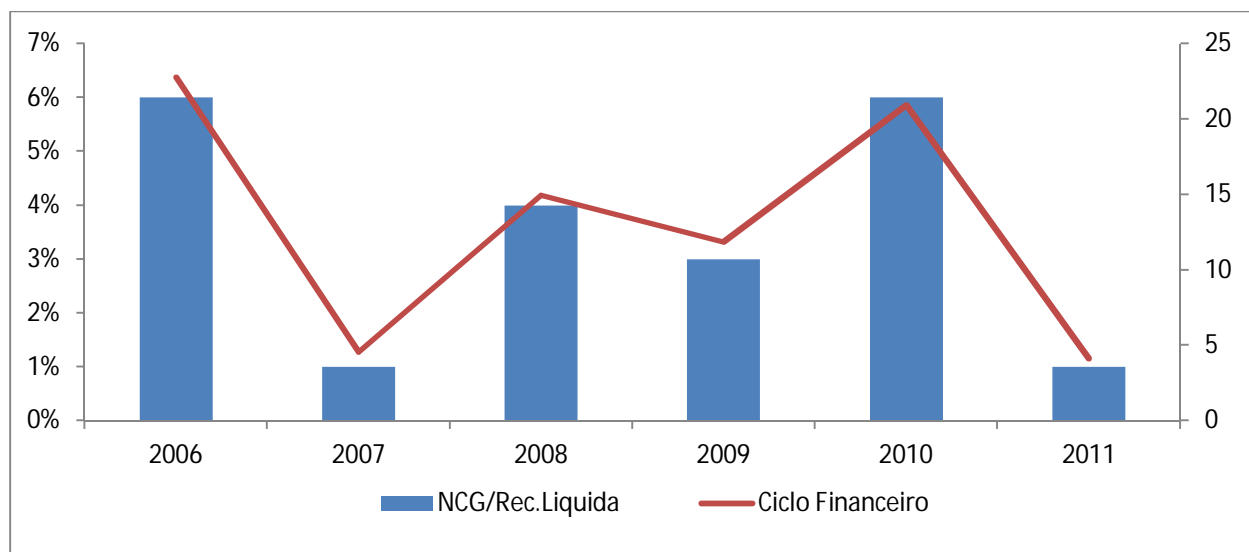


Tabela 16 – NCG/Rec.Liq., Ciclo Fin. e Comp. do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NCG/Rec. Liquida	6%	1%	4%	3%	6%	1%
Ciclo Financeiro	23	5	15	12	21	4
PMP	132	140	143	105	96	119
Ciclo Operacional	155	144	158	117	117	123

Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento do Grupo Rede:

A análise do risco de inadimplência e endividamento do Grupo Rede pode ser efetuada trivialmente pelo estudo dos gráficos 27 e 28 e da tabela 17. Durante todo período analisado, todos indicadores apontaram um alto risco de inadimplência em função de um resultado operacional insatisfatório e do alto endividamento da empresa.

Gráfico 27 – Índices de Cobertura de Juros do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

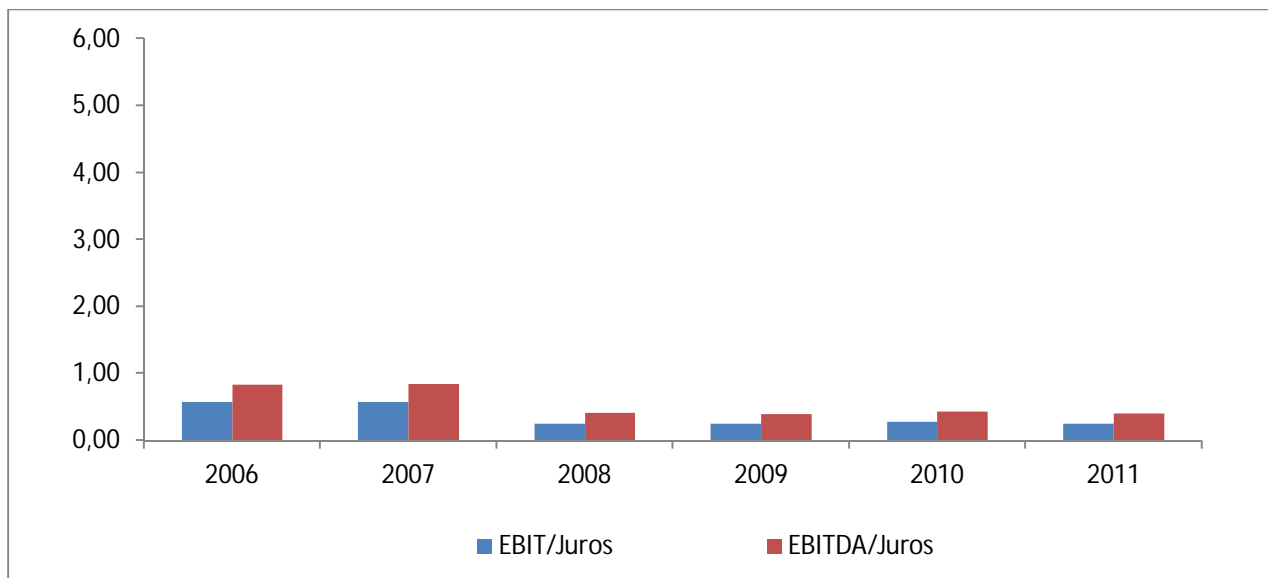


Gráfico 28 – Relação Dívida Líquida/EBITDA do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

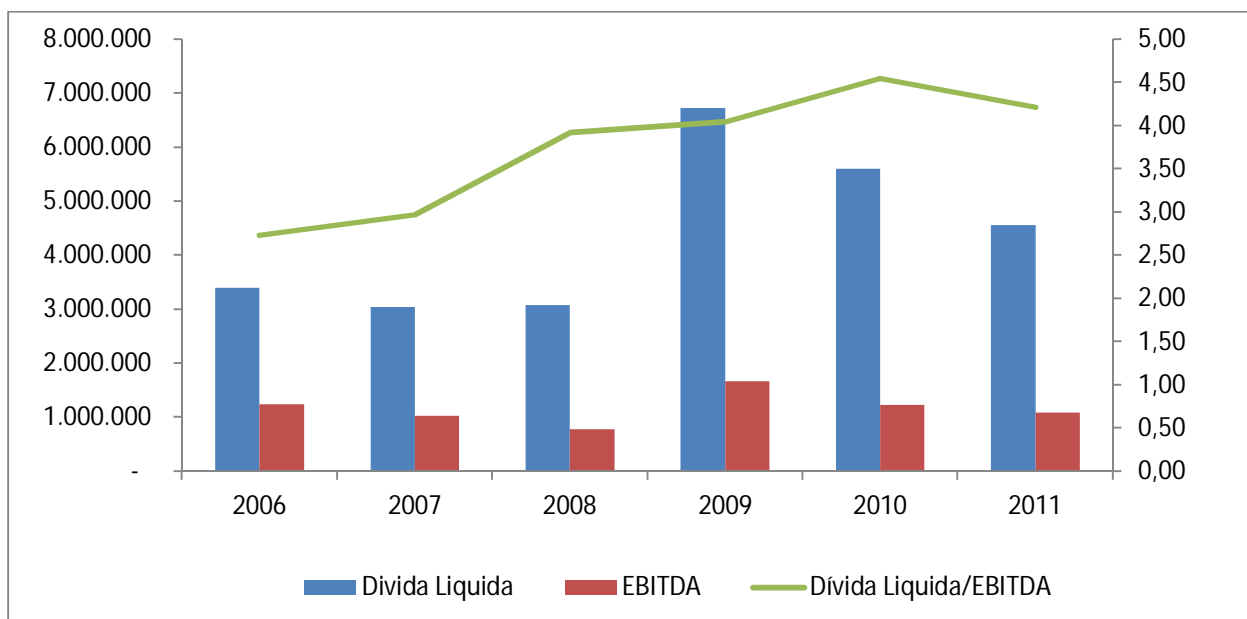


Tabela 17 – Ind. de Risco de Inadimplência do Grupo Rede no per. de 2006 a 2011.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBIT/Juros	0.57	0.57	0.25	0.25	0.27	0.25
EBITDA/Juros	0.84	0.84	0.42	0.39	0.43	0.40
Dívida Líquida/EBITDA	2.73	2.97	3.92	4.04	4.55	4.21

4.5 Análise Econômico-Financeira da COPEL

Criada em 1954 a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), maior empresa do Paraná, está sob controle acionário do Estado. A empresa possui capital aberto desde 1994 na BM&FBOVESPA, tendo se tornado em 1997 a primeira empresa do setor elétrico brasileiro listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque. Desde 2008, as ações da COPEL passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da Bolsa de Valores Mercadorias e Futuros – BM&FBOVESPA. A Companhia atende diretamente a 4.009.281 unidades consumidoras em 396 municípios e 1.114 localidades paranaenses: 3,1 milhões de lares, 84 mil indústrias, 326 mil estabelecimentos comerciais e 374 mil propriedades rurais. O quadro de pessoal é integrado por 9.502 empregados.

A operação da COPEL compreende um parque gerador próprio composto por 19 usinas (17 hidrelétricas, 1 termelétrica e 1 eólica), cuja potência instalada totaliza 4.552 MW e que responde pela produção de cerca de 7% de toda eletricidade consumida no Brasil; 12 dessas usinas são automatizadas e comandadas à distância.

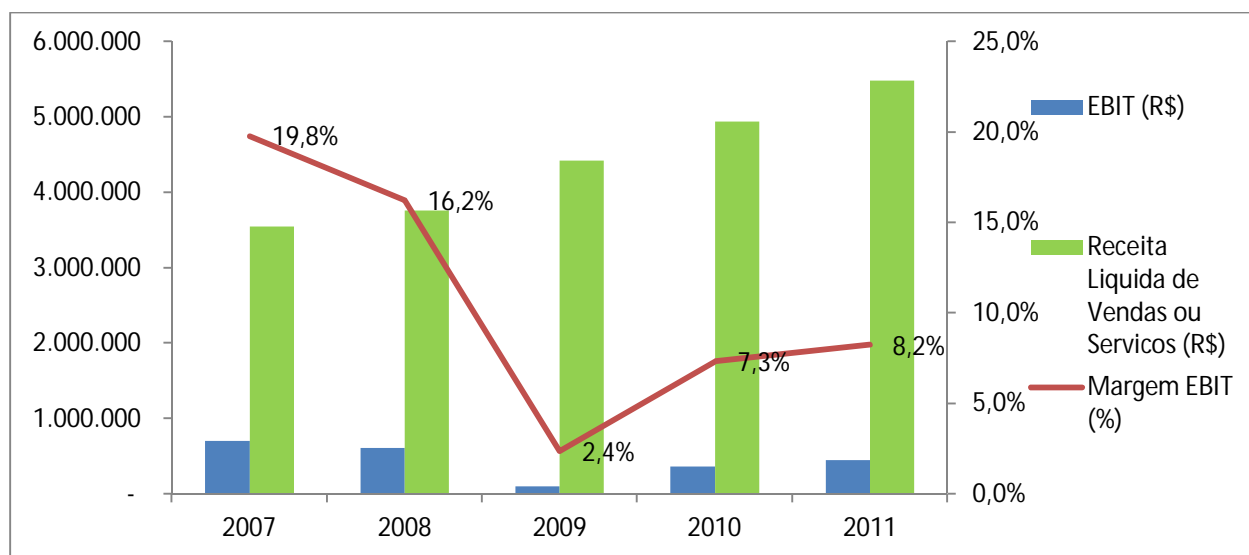
No segmento de transmissão, a empresa possui 2.023 km de linhas e 31 subestações (todas elas automatizadas), somando 10,9 mil MVA (megavolts-ampères) de potência de transformação;

Na distribuição de energia a COPEL possui 185.842 km de linhas e redes até 230 kV – o suficiente para dar quatro voltas e meia em torno da Terra pela linha do equador – e 358 subestações.

Análise da Situação Econômica da COPEL:

Com o intuito de efetuar a análise do desempenho econômico da COPEL, foram investigados cinco anos de resultados apresentados pela empresa. Como se pode observar no gráfico 29, entre 2007 e 2009 houve uma substancial piora nas margens operacionais da empresa, que iniciaram o período em 19,8% e reduziram para 2,4% em 2009. Apesar da melhoria observada nos anos seguintes, a empresa não recuperou o patamar registrado no início da série analisada, finalizando 2011 com uma margem EBIT de 8,2%.

Gráfico 29 – Rec.Líqu., EBIT e Margem EBIT da COPEL no per. de 2007 a 2011.



A análise dos gráficos 30 e 31 e da tabela 18 permitem verificar a relativa manutenção do Giro do Capital Investido e redução no ROIC no período, ocasionado a partir de 2009 um Lucro Econômico negativo, que determina um desempenho econômico insatisfatório para o Grupo Rede

Gráfico 30 – Cap.Invest., Rec.Líqu. e Giro Cap. Invest. da COPEL no per. de 2007 a 2011.

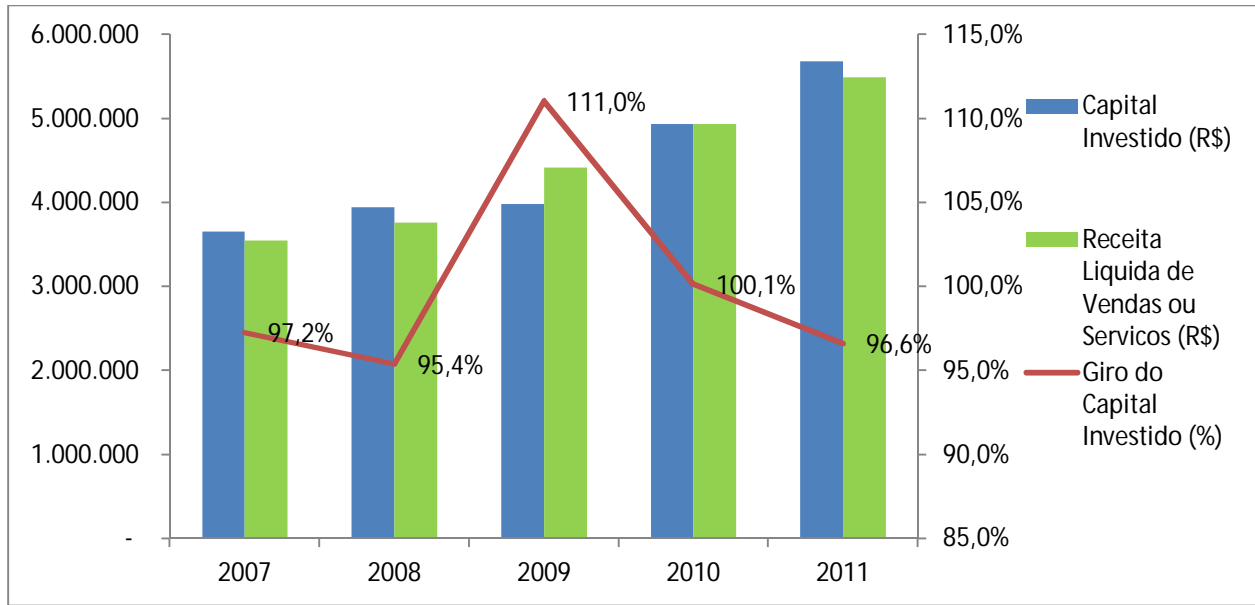


Gráfico 31 – ROIC, WACC e Lucro Econ. da COPEL no per. de 2007 a 2011.

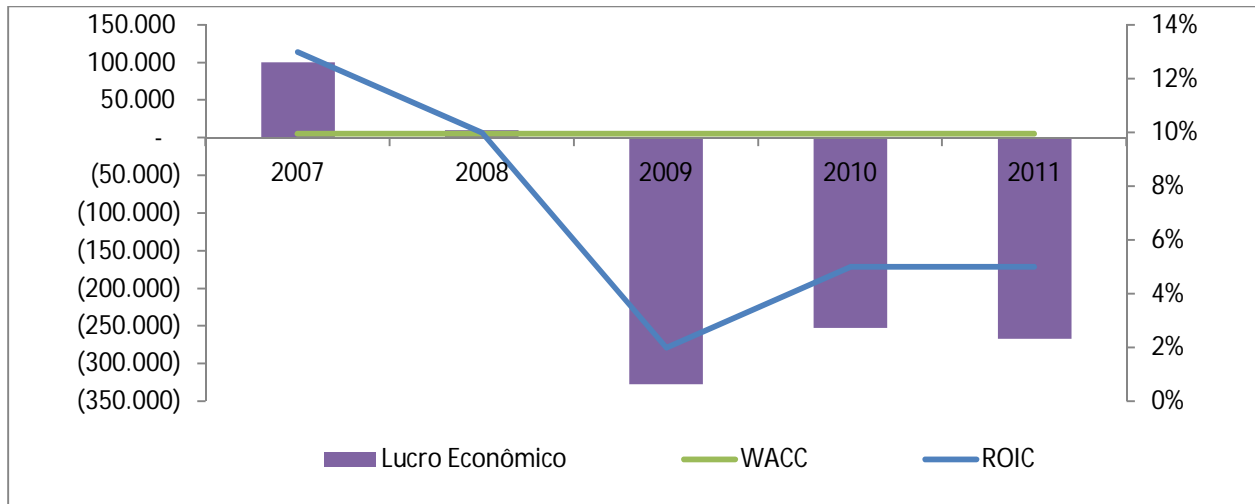


Tabela 18 – ROIC, Lucro Econômico e Comp. da COPEL no per. de 2007 a 2011.

	2007	2008	2009	2010	2011
Margem EBIT(%)	20%	16%	2%	7%	8%
Giro Cap. Investido	97%	95%	111%	100%	97%
ROIC	13%	10%	2%	5%	5%
Lucro Econômico	100,611	10,791	(326,924)	(252,078)	(267,029)

Análise da Situação Financeira da COPEL:

O entendimento da situação financeira da COPEL pode ser efetuado pela análise dos gráficos 32 e 33 e da tabela 19, onde se observa que durante todo o período analisado a empresa apresentou um CGL superior ao NCG, o que implicou em um saldo de tesouraria positivo, indicando uma não dependência de recursos onerosos de curto prazo e uma boa situação financeira.

Gráfico 32 – ST, NCG e CGL da COPEL no per. de 2007 a 2011.

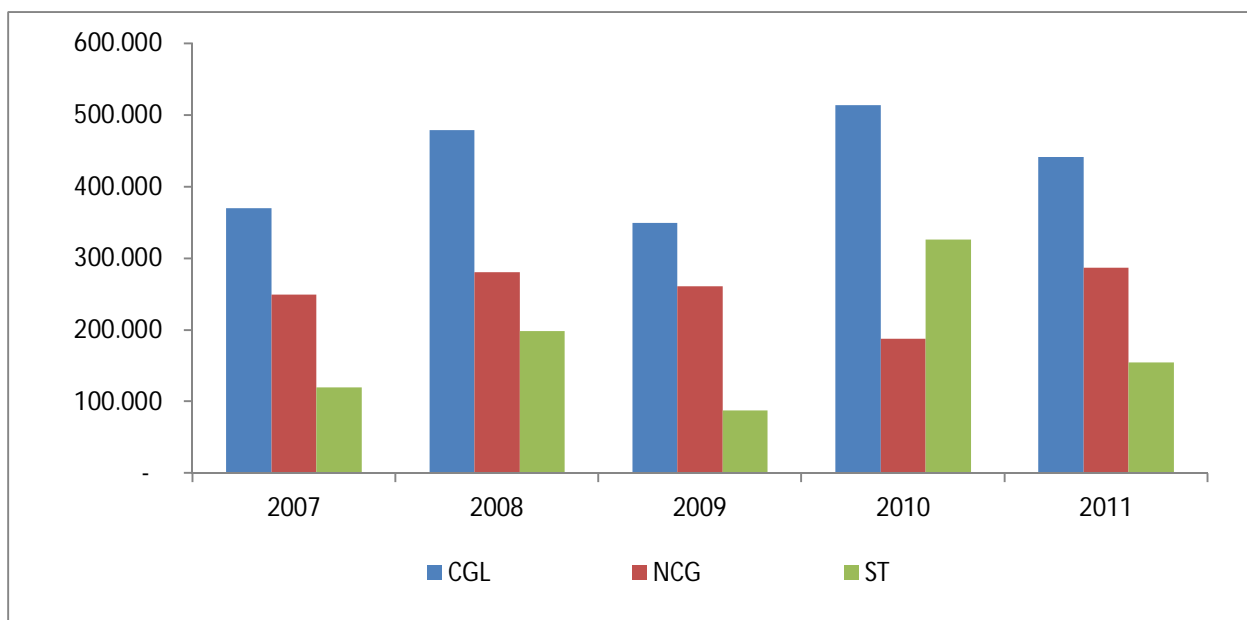


Gráfico 33 – NCG/Receita Liq. e o Ciclo Fin. da COPEL no per. de 2007 a 2011.

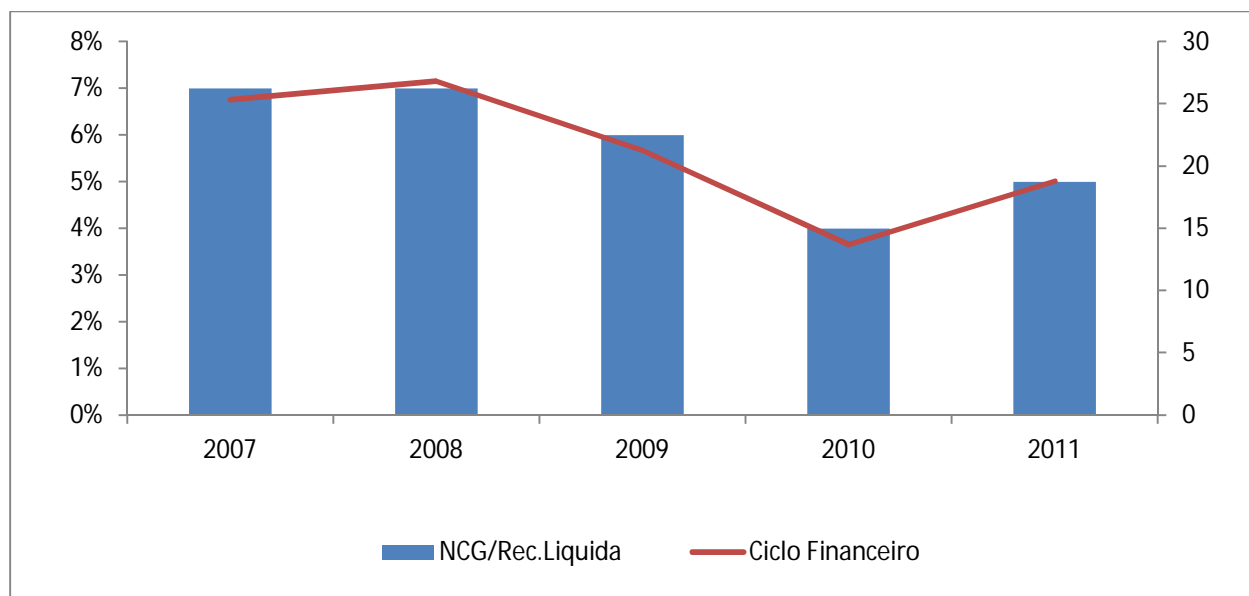


Tabela 19 – NCG/Rec.Liq., Ciclo Fin. e Comp. da COPEL no per. de 2007 a 2011.

	2007	2008	2009	2010	2011
NCG/Rec. Líquida	7%	7%	6%	4%	5%
Ciclo Financeiro	25	27	21	14	19
PMP	103	93	79	78	77
Ciclo Operacional	129	119	100	92	96

Análise do Risco de Inadimplência e Endividamento da COPEL:

A análise do risco de inadimplência e endividamento da COPEL pode ser efetuada pelo estudo dos gráficos 34 e 35 e da tabela 20. A avaliação combinada dos ICJ e do índice Dívida Líquida/EBITDA denota que durante todo período analisado a empresa não apresentou uma situação confortável para seus credores.

Gráfico 34 – Índices de Cobertura de Juros da COPEL no per. de 2007 a 2011.

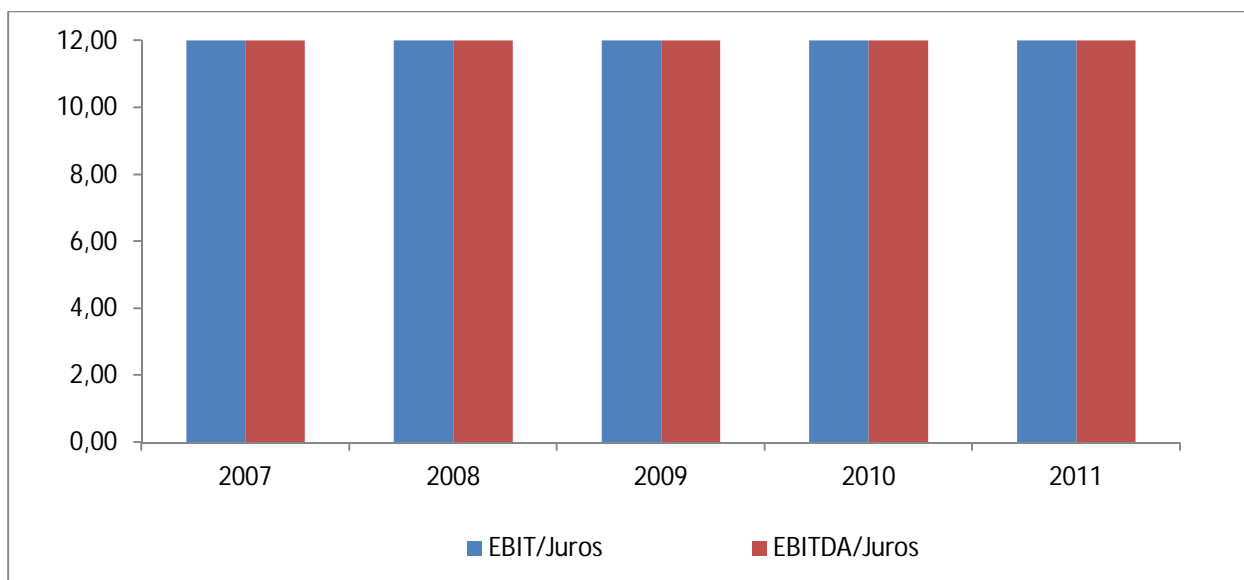


Gráfico 35 – Relação Dívida Líquida/EBITDA da COPEL no per. de 2007 a 2011.

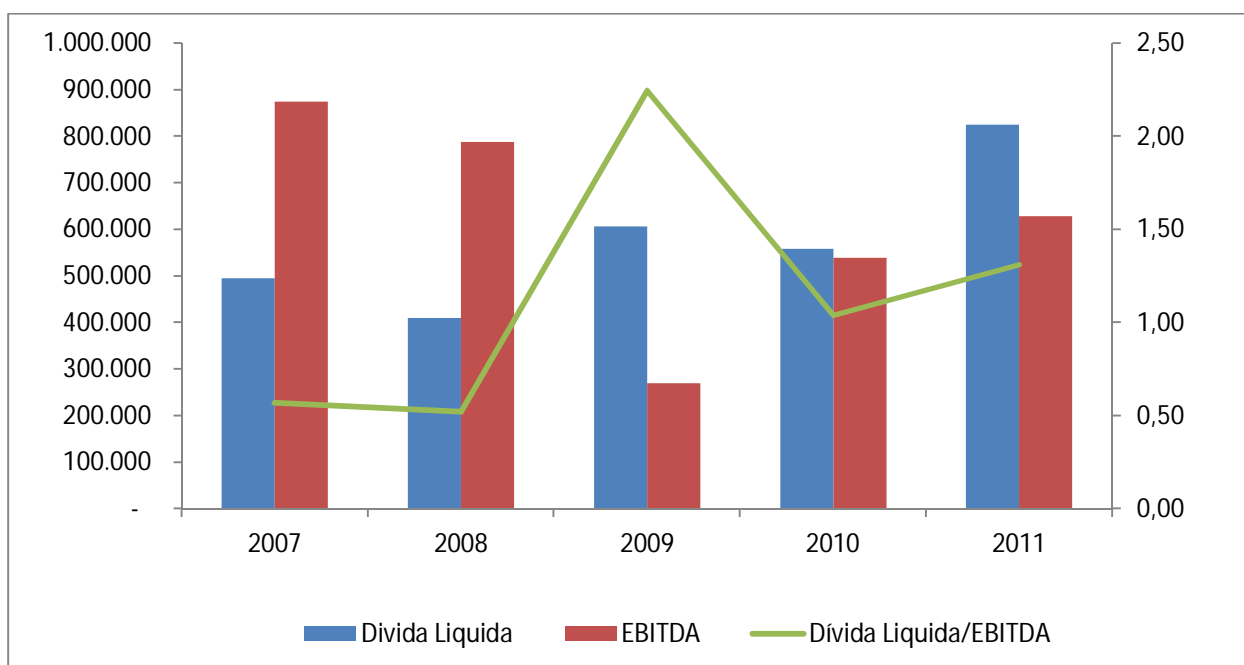


Tabela 20 – Ind. de Risco de Inadimplência da COPEL no per. de 2007 a 2011.

	2007	2008	2009	2010	2011
EBIT/Juros	-5.98	-5.08	-1.59	-0.95	-1.76
EBITDA/Juros	-7.44	-6.54	-4.10	-1.42	-2.45
Dívida Líquida/EBITDA	0.57	0.52	2.25	1.04	1.31

5. Conclusões

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para análise econômico-financeira de empresas, aplicável à avaliação de empresas distribuidoras do setor elétrico brasileiro.

No capítulo 2 foi apresentado um retrospecto do setor elétrico brasileiro (SEB). Foram detalhadas as características dos segmentos do SEB, incluindo um histórico e uma descrição dos diversos componentes do setor. Em particular, foram descritas as principais características do segmento de distribuição de energia – foco do trabalho.

No capítulo 3 foram apresentados indicadores para análise das situações econômica, financeira e do risco de inadimplência e endividamento de empresas, que em conjunto formam o modelo proposto para avaliação de empresas do segmento de distribuição de energia.

Por fim, no capítulo 4 foram apresentados cinco estudos de caso de análise econômico-financeira de empresas do setor de distribuição de energia. As empresas analisadas foram: CPFL, CEMIG, AES Eletropaulo, Grupo Rede e COPEL.

As análises efetuadas utilizaram uma base de dados de 11 anos – de 2001 a 2011 – obtidas junto a CVM, e demonstraram efeitos de variações ocorridas na economia, peculiaridades vividas no setor e o resultado de decisões tomadas pelos gestores da empresa. O modelo apresentado atende os objetivos definidos no início do trabalho: praticidade e aplicabilidade do ponto de vista analítico-operacional utilizando informações provenientes de demonstrações financeiras e outros relatórios publicamente disponíveis, sendo útil para a análise efetuada por outros participantes de mercado como órgãos reguladores no desenvolvimento de suas políticas ou instituições financeiras na avaliação de concessão de crédito para empresas do setor.

6. Referências Bibliográficas

BERGAMINI JR., S, Classificação de Risco: O Modelo em Uso no BNDES, Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.4, n.8, p. 71 - 100, dez 1997.

BRASIL. Lei nº 9.074/95. Dispõe sobre as bases para que os grandes consumidores de energia possam comprar energia livremente, e não somente da geradora da região. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074.htm>.

BRASIL. Lei nº 9.427/96, de 26 de dezembro de 1996. Cria a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, como órgão regulador e fiscalizador do setor de energia elétrica. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427.htm>.

BRASIL. Lei nº 9.648/98, de 27 de maio de 1998. Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação do Sistema ELETROBRÁS e dispõe sobre o mercado atacadista de energia elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9648.htm>.

BREALEY, RICHARD A.; MYERS, STEWART C. Principles of Corporate Finance. Mcgraw Hill; 2000; 6th edition.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE & BUENO, DANIEL. Síntese analítica do Plano Decenal do Setor Elétrico 2006-2015. Rio de Janeiro: Canal Energia, abr 2006ⁱ.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE & BUENO, DANIEL. Leilões de linhas de transmissão e o modelo de parceria estratégica pública-privada. Revista GTD, São Paulo, n. 15, 5 p., ago 2006ⁱⁱ.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE & BUENO, DANIEL. Análise e perspectivas do leilão de linhas de transmissão de energia elétrica de novembro de 2006. Rio de Janeiro: IFE, 2006ⁱⁱⁱ.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE.; CAVALIERI, RITA & BUENO, DANIEL. Reestruturação e padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: o papel estratégico do investimento público. In:IX Reunião de Planejamento e Orçamento? REPLAN, Porto Alegre: Eletrobrás, 2006^{iv}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; BUENO, DANIEL. OS LEILÕES DE ENERGIA NOVA: Vetores de Crise ou de Ajuste entre Oferta e Demanda. Rio de Janeiro. Economia & Energia. Ano XI, nº 63 Agosto-Setembro 2007, p 29-44 (ISSN 1518-2932)

CASTRO, N.J. E LEITE, A.L.S. A volatilidade do PLD e a dinâmica de equilíbrio do setor elétrico brasileiro. Canal Energia, 30 jun. 2008ⁱ.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S. Leilão de Energia de Reserva e o papel da penalidade como fator determinante da eficiência. Informe Eletrônico do setor elétrico, 27 mar. 2008ⁱⁱ.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S. Política Energética da União Européia: rumo ao dissenso. Informe Eletrônico do Setor Elétrico, Rio de Janeiro, 27 fev. 2008ⁱⁱⁱ.

CASTRO; N.J.; LEITE, A.L.S.; SOARES, M.I. O Processo de Concentração e Reverticalização no setor elétrico Brasileiro In: Congresso "Dos Modelos à Realidade dos Mercados de Electricidade: UE e Brasil". Faculdade de Economia do Porto, jan. 2008^{iv}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A; LEITE, ANDRÉ LUIS DA SILVA. Instrumentos para Compatibilizar o Atrito entre Remuneração do MWh Sucroalcooleiro e a Garantia da Modicidade Tarifária. Revista Economia e Energia n.o 67. Abril – Maio de 2008^v.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; BRANDÃO, ROBERTO; DANTAS, GUILHERME DE A. Os Custos de Conexão e a Eficiência do Leilão de Energia de Reserva. IFE n.º 2.264, Rio de Janeiro, 20 de Maio de 2008^{vi}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A. A Conexão da Bioeletricidade à Rede: Quem Paga? IFE n.º 2.251, Rio de Janeiro, 29 de abril de 2008^{vii}.

CASTRO NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A. Fusões e Aquisições no Setor Sucroalcooleiro e a Promoção da Bioeletricidade. Canal Energia. Rio de Janeiro, 18 de Abril de 2008.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A. A Importância da Inserção da Bioeletricidade na Matriz Brasileira e o Leilão de Energia de Reserva. IFE n. 2.227, Rio de Janeiro, 19 de março de 2008^{ix}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A. A Bioeletricidade Sucroalcooleira e o Hiato entre Oferta Potencial e Oferta Efetiva. IFE n.º 2.213. Rio de Janeiro. 28 de Fevereiro de 2008^x.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; DANTAS, GUILHERME DE A. Lições do PROINFA e do Leilão de Fontes Alternativas para a Inserção da Bioeletricidade Sucroalcooleira na Matriz Elétrica Brasileira. In: 30 Congresso Internacional de Bioenergia. Curitiba, 2008^{xi}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE. ; DANTAS, GUILHERME DE A. A Importância dos Créditos de Carbono para a Bioeletricidade Sucroalcooleira Brasileira. In: Quinto Encuentro Internacional Desarrollo Sostenible y Población. Málaga, 2008^{xii}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; ROSENAL, RUBENS ; BUENO, DANIEL. A Economia brasileira e a dinâmica do setor elétrico em 2007. IFE n.º 2.246, Rio de Janeiro, 7 de Abril de 2008^{xiii}.

CASTRO, NIVALDE JOSÉ DE; ROSENAL, RUBENS BRUNI, PEDRO.; SOARES, ISABEL; Concorrência do Setor de Energia Elétrica no Brasil: Uma Abordagem Teórica e Empírica. Seminário Internacional Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural. Rio de Janeiro. Agosto de 2008^{xiv}.

DAMODARAN, ASWATH. Finanças Corporativas Aplicadas; Bookman, 1998.

DAMODARAN, ASWATH. Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value so Any Asset; USA, Wiley Frontiers in Finance, 1996.

H. ARANGO, J. P. G. DE ABREU, B. D. BONATTO, C. M. V. TAHAN, N. KAGAN, M. R. GOUVÊA. Regulação da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Reflexões sobre o “Fator X” Artigo submetido à VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau-SC, 2 a 5 de agosto de 2009.

PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. Revista de Administração Contemporânea. V. 11, n.1, jan/mar 2007, p. 11-30.

PINTO JR, H. (org.). Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PIRES, J.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. Revista do BNDES. Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p.163-204, dez. 2002.

PONTES, JOÃO R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFFE, J. Corporate Finance, Boston: Irwin, 4a ed., 1996.

SILVA, Édson L. Formação de preços em mercados de energia elétrica. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SOUZA, P.R.C. Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista. Florianópolis (SC): UFSC/PPGEP (tese de doutorado), 2002, 171p.