

Corporate Finance

Laudo de Avaliação Companhia Energética do Ceará S.A.

*Estritamente
Privado e
Confidencial*

janeiro 2014



pwc



Antonio C. Toro
Sócio
T: +55 (11) 3674 2000
antonio.toro@br.pwc.com

André Castello Branco
Sócio
T: +55 (21) 3232 6112
andre.castello@br.pwc.com

PricewaterhouseCoopers
Alameda Caiapós, 243 - Térreo
Centro Empresarial Tamboré
Barueri- SP – Brasil
CEP: 06460-110
T: +55 (11) 3509-8200
F: +55 (11) 3509 8500

Enersis S.A.
Santa Rosa, 76
Santiago de Chile – Chile

Atenção Sr. Eduardo Escaffi Johnson

14 de Janeiro de 2014


Prezados Senhores:

A PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda (“PwC”), sociedade inscrita no CNPJ/MF sob o nº 05.487.514/0002-18, apresenta a seguir o laudo de avaliação (“Laudo” ou “Laudo de Avaliação”), de 100% do capital social da Cia Energética do Ceará (“Coelce” ou “Empresa”) preparado em conformidade com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 361, de 5 de março de 2002, com as alterações introduzidas pelas instruções CVM nº 436/06, 480/09, 487/10 e 492/11 (em conjunto denominadas “Instruções CVM”).

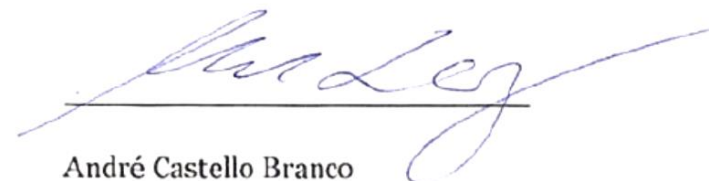
O objetivo, escopo, metodologia, resultados e limitações, assim como as declarações do avaliador estão apresentadas a seguir.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,


PricewaterhouseCoopers
Corporate Finance & Recovery Ltda.

Antonio Cardoso Toro


André Castello Branco

Índice

Sumário Executivo	4
Informações sobre o avaliador	10
Informações sobre a avaliada	19
Avaliação	43
1 Preço Médio Ponderado das Ações	44
2 Valor do Patrimônio Líquido	50
3 Valor Econômico	52
3.1 Fluxo de Caixa Descontado	53
3.2 Múltiplos	67
Anexos	70
1 Glossário de termos e abreviações	71
2 Limitações de responsabilidade	76

Sumário Executivo

Sumário Executivo

Principais informações e conclusões

A Enersis S.A. (“Enersis” ou “Ofertante”) é uma empresa multinacional do setor elétrico, com operações na Argentina, Chile, Colômbia e Peru. A Ofertante possui participação direta e indireta em empresas do setor de geração, transmissão e distribuição sendo integrante do grupo econômico que detém o controle da Coelce. A Enersis possui 58,87% do capital social total da Coelce através de sua controlada Endesa Brasil S.A.

A Coelce é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (“MME”).

Responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, a Coelce atende uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Coelce abrange aproximadamente 3,5 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de aproximadamente 8,8 milhões de habitantes.

A Coelce tem suas ações listadas na BM&FBOVESPA, através do código de sua ação ordinária, COCE3, e das duas classes de ações preferenciais: COCE5 e COCE6.

A Ofertante estuda realizar uma Oferta Pública voluntária de Aquisição de Ações (“OPA”) para a aquisição da totalidade das ações ordinárias e preferenciais restantes da Coelce, de titularidade do *free float*, e representativas de aproximadamente 40% do capital social da Empresa.

Neste contexto, fomos contratados pela Ofertante para elaborar este Laudo, que tem como único objetivo auxiliar a administração da Enersis (“Administração”) no processo de definição de preço a ser ofertado na OPA.

Nosso trabalho incluiu o cálculo do valor da totalidade do capital social da Empresa (“Capital Próprio”) e respectivo valor unitário das ações ordinárias e/ou preferenciais (“Ações”), utilizando as seguintes metodologias:

- I. Preço Médio Ponderado das Ações;
- II. Valor do Patrimônio Líquido;
- III. Valor Econômico;
 - Fluxo de Caixa Descontado;
 - Múltiplos de Mercado.

Sumário Executivo

Metodologias e principais premissas

I – Preço Médio Ponderado das Ações (PMP)

Calculado com base nos preços de fechamento diários de negociação das ações da Coelce no mercado aberto, extraídos do BMF&BOVESPA, ponderados pelo volume negociado a cada dia.

Os períodos de análise definidos nas Instruções CVM são:

- entre a data 01/10/2012 e 30/09/2013, período que corresponde a 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data-base da avaliação;
- entre a data 14/01/2013 e 13/01/2014, período correspondente aos 12 (doze) últimos meses anteriores ao lançamento da OPA.

Em ambos os períodos de análise excluímos o período de corte para pagamento das ações, período de divulgação de pagamento dos dividendos e o período de pagamento dos dividendos, vide análise de PMP.

Após a análise da média ponderada pelo volume de cada espécie e classe de ações da Empresa em cada período, identificamos que o preço médio ponderado das ações é: (i) COCE3-ON de R\$ 42,29 por Ação e R\$ 44,10 por Ação; e (ii) COCE5-PNA de R\$ 41,61 por Ação e R\$ 42,02 por Ação, respectivamente aos períodos definidos.

Todavia, considerando a boa liquidez da ação preferencial de classe A da Coelce, entendemos que o valor do preço da Ação calculado com base nas ações COCE5 representa um melhor indicativo, do que o valor calculado com base nas cotações médias das ações ordinárias da Coelce, COCE3, para a definição do valor do Capital Próprio da Coelce, como um todo, bem como do valor das ações ordinárias da Coelce (COCE3) e das ações preferenciais classe “B” (COCE6), por essa metodologia de cálculo.

II – Valor do Patrimônio Líquido

Calculado com base nas últimas informações financeiras trimestrais enviadas pela Empresa à CVM, relativas a 30 de setembro de 2013 e, para efeito de comparação, com base nas últimas demonstrações financeiras auditadas, relativas a 31/12/2012.

Este critério não considera o valor de mercado dos ativos e passivos da Empresa, nem eventuais ativos intangíveis ou perspectivas de rentabilidade, tornando-o, em nossa opinião, pouco apropriado para definição do valor do Capital Próprio.

III – Valor Econômico

O valor econômico de uma empresa é dado pela perspectiva de rentabilidade futura que tal empresa apresenta a seus acionistas. Normalmente o valor econômico é calculado utilizando-se o critério do Fluxo de Caixa Descontado (“FCD”), ou o critério de Múltiplos de Mercado (“Múltiplos”).

III a – Fluxo de Caixa Descontado

O critério do FCD consiste em estabelecer um conjunto de premissas operacionais que são utilizadas para calcular os fluxos de caixa futuros esperados. O valor da empresa é então igual à soma dos valores presentes dos fluxos de caixa previstos, descontados a uma taxa que remunere adequadamente os investidores, tendo em vista os riscos do negócio.

Sumário Executivo

Metodologias e principais premissas (cont.)

- As projeções operacionais utilizadas foram fornecidas pela Administração, baseadas nas revisões mais recentes disponíveis do orçamento da Coelce. Estas projeções consideram o período entre o último trimestre de 2013 e o final de 2023.
- Adotou-se a premissa de renovação do contrato de Concessão nº01/1998, assinado em 13 de maio de 1998 com vigência até maio de 2028, uma vez que a Administração entende que existe uma alta probabilidade de renovação por conta da eficiência operacional atingida na administração do sistema durante o período transcorrido. Contudo o valor residual após 2023 foi calculado com base em uma perpetuidade cujas principais premissas se descrevem a seguir:
 - Calculou-se um fluxo de caixa normalizado com base no fluxo de caixa médio de quatro anos adicionais (ciclo de revisão tarifaria 2024-2027) e expresso em termos de valor presente de 2023.
 - O fluxo de caixa normalizado foi calculado com um rentabilidade equivalente à atingida durante 2023.
 - A perpetuidade foi projetada considerando o crescimento nominal de 4,1%, equivalente à inflação de longo prazo.
- As taxas de desconto foram calculadas em moeda local (Reais, ou “R\$”) e em termos nominais (considerando os efeitos inflacionários) utilizando-se a metodologia WACC, resultando em 9,21% a.a. e 10,53% a.a. (até o ano de 2016, período em que a Coelce possui incentivo fiscal), utilizadas como intervalo no cálculo do FCD. As premissas utilizadas no cálculo estão apresentadas no item 3 (seção Avaliação) deste Laudo.

III b – Múltiplos de Mercado

A avaliação por Múltiplos consiste em estimar o valor de uma empresa em função das relações entre valor de mercado e indicadores financeiros ou operacionais.

Foi considerado o múltiplo de EV / EBITDA de mercado para a data-base de 30/09/13. Além da própria Coelce, calculamos os múltiplos de mercado da Eletropaulo e da Equatorial, empresas essencialmente distribuidoras e cujas ações têm liquidez no mercado.

A aplicação de múltiplos reflete o valor no curto prazo da Empresa baseando-se no desempenho de empresas similares, contudo, não captura a expectativa específica dos resultados futuros da Empresa, e não considera os efeitos do plano de negócios para médio e longo prazo da Coelce. Desta forma, entendemos que a aplicação de múltiplos não é a mais adequada para definição de valor do Capital Próprio da Empresa.

Sumário Executivo

Metodologias e principais premissas (cont.)

Critério de avaliação mais adequado na definição do preço justo e razões para escolha deste critério

Consideramos que, para os fins a que esta análise se destina, o método mais adequado para definição do preço justo é o do FCD, uma vez que este método é o que melhor reflete os resultados futuros da Empresa, com base nas informações disponibilizadas pela Administração, em linha com os planos de negócios e orçamentos da Empresa. Adicionalmente, o FCD considera a situação específica da empresa analisada, incluindo suas perspectivas de melhorias, expectativas de crescimento e riscos do negócio.

Sumário Executivo

Conclusão

Com base nos resultados demonstrados neste Laudo, concluímos que, para a data do relatório, o valor das Ações encontra-se dentro do intervalo entre R\$ 40,19 / ação e R\$ 44,25 / ação, cujo ponto médio é de R\$ 42,22 / ações.

Metodologia	Preço por Ação (em R\$)		
	min.	máx.	
Preço Médio Ponderado das Ações ¹	41,61	42,02	
Valor do Patrimônio Líquido ²	20,04	20,52	
Fluxo de Caixa Descontado	40,19	44,25	Critério adotado
Múltiplos	41,31	44,94	

Metodologia	Capital Próprio (em milhares de R\$)		
	min.	máx.	
Preço Médio Ponderado das Ações	3.239.240	3.271.090	
Valor do Patrimônio Líquido	1.560.330	1.597.704	
Fluxo de Caixa Descontado	3.128.700	3.445.177	Critério adotado
Múltiplos	3.216.020	3.498.870	

¹ Baseado nos preços médios ponderados das ações COCE5 (utilizados como referência para as ações COCE3 e COCE6) calculados para os períodos de 01/10/2012 a 30/09/2013, e 14/01/2013 a 13/01/2014, respectivamente. Informações detalhadas sobre o cálculo estão apresentadas no Capítulo Avaliação, item 1.

² Calculado com base na última demonstração financeira anual divulgada pela Administração, para a data-base de 31/12/2012, e no 3º ITR da Coelce, respectivamente. Informações detalhadas sobre o cálculo estão apresentadas no Capítulo Avaliação, item 2.

Informações sobre o avaliador

Informações sobre o avaliador

PwC

Presença no Mundo

A PwC é um *network* global de firmas separadas e independentes que trabalham de forma integrada na prestação de serviços de Assessoria Tributária e Empresarial e de Auditoria.

As firmas que compõem o *network* global estão presentes em 158 países e congregam mais de 180 mil colaboradores e sócios em todo o mundo. O conhecimento, a experiência e a capacidade de nossos profissionais em desenvolver soluções criativas permitem criar valor para nossos clientes, acionistas e *stakeholders* com o mínimo de riscos. Nossa atuação é pautada pelo rigor na adoção das boas práticas de governança corporativa e pela ética na condução dos negócios.

Brasil

Presente no país desde 1915, quando inaugurou seu primeiro escritório no Rio de Janeiro, a PwC Brasil possui cerca de 5.300 profissionais distribuídos em 17 escritórios em todas as regiões brasileiras. O aspecto mais estratégico dessa estrutura pulverizada é garantir que, além da capacitação e especialização inerentes a todos os profissionais da PwC Brasil, os colaboradores regionais tenham amplo conhecimento das culturas e das vocações econômicas próprias de cada região. Esse conhecimento da sociedade em que atuam, a experiência profissional e a excelência acadêmica dos colaboradores das firmas são fatores que garantem a eficiência na prestação de serviços do *network*.

Além disso, o profundo comprometimento das firmas com princípios éticos e com a transparência em relação às suas atividades faz da PwC Brasil um símbolo inequívoco de qualidade e confiabilidade para seus clientes.

Corporate Finance & Recovery

A área de Corporate Finance possui mais de 40 anos de experiência em avaliações e assessoria em transações de empresas no Brasil. Atualmente conta com mais de 100 profissionais.

Além de avaliações e assessoria em processos de fusões e aquisições, a área também realiza trabalhos de Parceria Público Privada (“PPP”), Project Finance, reestruturação e renegociação de dívidas.

Informações sobre o avaliador

Experiências em avaliações de empresas

A PwC CF&R realizou diversas avaliações econômicas, de empresas de capital aberto ou não, atuantes em diversos setores. A tabela a seguir lista algumas destas experiências:

Capital Aberto		Capital Fechado	
Empresa	Data	Empresa	Data
Rasip Agro Pastoral S.A.	abr/13	PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil	mai/13
Banco do Brasil S.A.	out/11	IPLF Holding S.A. e investidas	ago/12
Ampla Investimentos	out/11	Indiavaí Energética	ago/12
Ampla Energia	out/11	Mappel Ltda.	jul/12
BERJ	set/11	FTT TGF do Brasil	jul/12
Grupo Julio Simões	jul/11	Grupo Steck	mai/12
Usiminas Mineração	jul/11	Caixa Econômica Federal	mai/12
LPS Brasil Consultoria de Imóveis S.A.	mai/11	Tata Consultancy Services do Brasil S.A.	mai/12
Bunge-Terfron	mar/11	Companhia de Gás do Ceará Cegas (Cegas)	mai/12
Brazil Pharma	mar/11	Maxifertil Fertilizantes Ltda.	abr/12
Companhia Brasileira de Distribuição S.A. (Extra Eletro, Ponto Frio e FIC)	out/10	Ikeda Comércio e Indústria Ltda.	abr/12
Globex Utilidades S.A.	out/10	IRB	mar/12
Banco Patagônia S.A.	mar/10	Braspag Tecnologia em Pagamento Ltda.	mar/12
		Laboratório Químico Farmacêutico Bergamo	fev/12
		Ecocil Incorporações S.A.	dez/11
		SPR Franquias	dez/11
		Macrofertil Indústria e Comércio de Fertilizantes Ltda.	dez/11
		Rodovias do Tietê	ago/11
		Associação Universitária Interamericana	mai/11
		Eldorado Celulose e Papel S.A.	mar/11
		Florestal Brasil S.A.	mar/11
		Losango Promoções de Vendas Ltda.	mar/11
		CBL (Companhia Brasileira de Latas)	mar/11
		Prada (Companhia Metalúrgica Prada)	mar/11
		Televisão Bahia Ltda. (Rede Bahia)	fev/11
		M4U - M4 Produtos e Serviços S.A.	jan/11

Informações sobre o avaliador

Cientes da PwC com projetos sobre o setor elétrico

Agência reguladora

- Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Instituto

- Instituto Acende Brasil.

Geradores

- AES Tietê;
- Baesa - Energética Barra Grande S.A.;
- Brennand Energia;
- Campos Novos Energia S.A.;
- Corumbá Concessões;
- Desenvix Energias Renováveis S.A.;
- Dona Francisca S.A.;
- Duke Energy;
- EDP Lajeado Energia S.A.;
- Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.);
- Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.);
- Energimp;
- Enerpeixe S.A.;
- Equatorial Energia;
- FAFEN Energia S.A.;
- Furnas Centrais Elétricas S.A.;
- Guascor do Brasil Ltda;
- Itaipu Binacional;
- Itiquira Energética S.A.;
- MPX Energia S.A.;

- Neoenergia;
- Samarco Mineração S.A.; e
- Tractebel.

Distribuidoras

- AES Sul Distribuidora Gaúcha S.A.;
- Ampla Energia e Serviços S.A.;
- Bandeirante Energia S.A.;
- Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig;
- Companhia Luz e Força Santa Cruz;
- COPEL – Companhia Paranaense de Energia S.A.;
- DME Distribuição S.A.;
- Elektro Eletricidade e Serviços S.A.;
- Endesa Latino América S.A.;
- Enersis S.A.;
- Light S.A.; e
- RGE – Rio Grande Energia S.A..

Comercializadoras

- Enertrade Comercializadora de Energia S.A..

Transmissoras

- ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.;
- Transener Internacional Ltda.; e
- State Grid Brazil Holding S.A..

Informações sobre o avaliador

Alguns dos projetos realizados pela PwC no setor

Light Serviços de Eletricidade S.A. - Rio de Janeiro

- Assessoria na reestruturação financeira de US\$ 688 milhões;
- PwC foi apontada por dois bancos líderes do passivo sindicalizado, composto por mais de 20 instituições; e
- Avaliação econômica da empresa Equatorial Energia e da Light

Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

- Laudo de avaliação econômica e financeira da Ampla Energia e Serviços S.A. e da Ampla Investimentos e Serviços S.A. com finalidades de lançamento de duas OPAs (Oferta Pública de Aquisição de Ações).

Brennand Energia

- Elaboração de modelo de avaliação econômica e financeira das companhias do grupo, incluindo as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas hidrelétricas de energia (UHEs) e as eólicas, para a análise da fusão e troca de ações entre os acionistas

State Grid Brazil Holding S.A.

- Elaboração de modelo de avaliação econômica e financeira de 100% das ações das empresas ETEE e ETIM, baseado na metodologia de rentabilidade futura.

Energimp

- Revisão da análise de impairment do ágio da Empresa (teste de impairment)

Baesa - Energética Barra Grande S.A.

- Revisão da taxa de desconto utilizada para a contabilização dos ativos e passivos relacionados com a UBP.

Copel

- Elaboração de modelo de avaliação econômica e financeira para as companhias que participaram de leilões de concessões públicas das linhas de transmissão fornecidas pela Aneel.

Eletrobrás

- Revisão da análise de impairment dos ativos permanentes da Empresa (teste de impairment).

Instituição Acende Brasil

- Elaboração de memorando informativo sobre o impacto da carga tributária sobre o setor elétrico; e
- Elaboração de projeções que demonstrem o impacto no futuro dos tributos e encargos setoriais incidentes sobre as operações no setor elétrico.

Neoenergia

- Revisão da análise de impairment dos ativos permanentes da Empresa (teste de impairment).

Informações sobre o avaliador

Equipe PwC

Antonio C. Toro PwC Brasil



Sócio

antonio.toro@br.pwc.com

Toro tem experiência em vários trabalhos de avaliação por rentabilidade futura, estudos de viabilidade, revisão de projeções financeiras ou comparáveis envolvendo os mais diversos segmentos de negócio. Especificamente para o setor financeiro, algumas das empresas para as quais realizou trabalhos são Banco do Brasil, ABN Amro, HSBC, Unibanco, Bradesco, Santander, Caixa Seguros, SBCE, Banco Mercantil do Brasil, Merrill Lynch e Lehman Brothers. Liderou os trabalhos de avaliação econômico-financeira para desestatização do IRB e os trabalhos de OPA da Ampla Energia e Serviços e de OPA da Ampla Investimentos e Serviços.

Atua como assessor de Fusões e Aquisições desde 1988, estando envolvido em negociações de empresas de segmentos diversos como Financeiro (Royal Bank of Canada, Bamerindus Midland Arrendamento Mercantil, Lloyds Bank), Mineração, Comercial e Industrial, entre partes nacionais e internacionais;

Toro é membro do “Fórum de Líderes Empresariais”, eleito como uma das lideranças no setor de Serviços Especializados. É formado em Contabilidade pela Universidade de São Paulo (FEA-USP) e participou do Corporate Restructuring Program pela Harvard Business School nos EUA em 2004.

André Castello Branco PwC Brasil



Sócio

andre.castello@br.pwc.com

André é sócio da área de Corporate Finance & Recovery da PricewaterhouseCoopers no Rio de Janeiro e iniciou sua carreira na PwC em 2012. Anteriormente, foi sócio da área de Corporate Finance da KPMG durante 14 anos, atendendo principalmente a indústria de Energia e Recursos Naturais, com vasta experiência nos segmentos de agronegócio, óleo e gás, mineração, infraestrutura, entre outros. André é considerado um especialista no setor brasileiro de Biodiesel devido à sua vasta experiência em vários projetos de M&A.

Nos últimos 14 anos André atuou como executivo de alto nível em consultorias de M&A, além da coordenação bem sucedida de 12 importantes projetos de M&A, considerando a assessoria tanto do comprador quanto do vendedor nas transações de negócios. Como consultor de Corporate Finance, ele trabalhou com clientes como a Petrobras, Repsol, Mitsui, Vale, Bunge, BioSev (LDC), assim como conduzindo assessoria de venda para vários negócios familiares.

André é graduado bacharel em Economia (1988) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC RJ). Ele concluiu os cursos de MBA/Executivo em Finanças no IBMEC em 2004 e de pós-graduação na Fundação Dom Cabral (FDC - SP) em 2010.

Informações sobre o avaliador

Equipe PwC

Guilherme Valle PwC Brasil



Sócio

guilherme.valle@br.pwc.com

Guilherme Valle é líder no setor de energia no Brasil e tem experiência de 23 anos em serviços de auditoria, tendo trabalhado em projetos de auditoria no setor elétrico, inclusive empresas listadas na NYSE.

Guilherme também participou de projetos de consultoria no processo de conversão das demonstrações financeiras para o IFRS e em projetos para mapear e rever controles em conformidade com a Sarbanes-Oxley Act (Sox 404). Realizou um intercâmbio profissional em Boston durante 36 meses no qual trabalhou exclusivamente com projetos relacionados com o setor de energia.

Guilherme possui um curso de pós-graduação em negócios pela Harvard University Extension School, curso sobre a regulamentação do setor de energia e é graduado bacharel em ciências contábeis e administração de empresas.

Guilherme também possui American CPA, obtendo sua licença no estado de Massachusetts.

Renato Pereira PwC Brasil



Sócio

renato.pereira@br.pwc.com

Renato Pereira é sócio da PwC em São Paulo, da área de Corporate Finance. Renato possui mais 20 anos de experiência, atuando em bancos de investimento e em consultorias de M&A, sendo 7 anos em cargos executivos de alto nível. Renato efetuou ou atuou como revisor em mais de 400 projetos de avaliação econômico-financeira, purchase price allocations, estudos de viabilidade, revisão de projeções financeiras envolvendo os mais diversos segmentos de negócio da economia e assistindo grandes empresas nacionais e multinacionais.

Adicionalmente, atua como assessor de fusões e aquisições desde 1996, tendo participado em vários projetos e negociações envolvendo empresas de segmentos diversos, com especial foco no setor de alimentos.

No setor elétrico, Renato possui como experiência atuação em avaliações e revisões de empresas de distribuição, transmissão, e geração, incluindo plantas hidroelétricas, eólicas, térmicas e cogeração.

Renato é formado em Economia pela PUC-RJ, possui Especialização em Administração de Empresas, com foco em finanças, também pela PUC-RJ, e é técnico em processamento de dados pelo Instituto de Tecnologia ORT.

Informações sobre o avaliador

Equipe PwC

Ernesto Cavasin Neto PwC Brasil



Diretor

ernesto.cavasin@br.pwc.com

Ernesto Cavasin é engenheiro e administrador de empresas, com especializações em gestão financeira de projetos de energia, energia eólica e gestão ambiental.

Atua na área de Corporate Finance & Recovery da PwC Brasil em processos de Fusões e Aquisições, avaliações de empresas e reestruturação de dívidas de empresas de diversos segmentos.

É também diretor responsável pela indústria de energia elétrica na PwC Brasil.

Possui mais de 60 artigos publicados sobre temas relacionados a gestão, finanças, energia e meio ambiente e um livro onde correlaciona questões financeiras com as ambientais. Palestreou em diversos fóruns nacionais e internacionais sobre a indústria de energia e o mercado de carbono.

João Ferreira Santos de Carvalho PwC Brasil



Gerente

j.ferreira@br.pwc.com

João é gerente da área de Corporate Finance & Recovery, especializado em trabalhos de avaliação de empresas e M&A.

Participou de diversos projetos de avaliações de empresa para diversos fins e em fusões e aquisições (M&A), alocação de preço de compra (PPA), modelagem financeira, e conduziu projetos nos setores de energia, financeiro, de seguros e resseguros, de planos de saúde, dentre outros

Alguns dos seus principais clientes foram: Banco do Brasil, IRB (processo de desestatização), Ampla Energia (processo de OPA para fechamento de capital), Amil, Mitsubishi, Fibria, Petrobras, OAS O&G, dentre outros.

João possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade de São Paulo (FEA-USP) e em Ciências Contábeis pela Escola de Negócios Trevisan.

Informações sobre o avaliador

Declaração do avaliador

Independência e Conflitos de interesse

A PwC declara que nenhum de seus sócios possui qualquer interesse financeiro na Enersis e/ou na Coelce, bem como nenhum dos profissionais da PwC que participaram do projeto e/ou qualquer pessoa vinculada a tais profissionais detém qualquer valor mobiliário de emissão da Enersis e/ou da Coelce.

Declaramos que não há qualquer conflito de interesse que diminua a independência necessária à PwC para o desempenho de suas funções no contexto deste trabalho.

A PwC, em conjunto com as demais empresas PricewaterhouseCoopers no Brasil, prestou serviços de consultoria para a Coelce e faturou, nos últimos 12 meses, o montante de R\$ 85.025,00 (oitenta e cinco mil e vinte e cinco reais). No mesmo período, nenhum valor foi faturado para a Enersis.

Com relação às demais sociedades integrantes do grupo econômico que detém o controle da Coelce, neste mesmo período, o conjunto de empresas PricewaterhouseCoopers no Brasil faturou R\$ 308.975,00 (trezentos e oito mil, novecentos e setenta e cinco reais) para a Endesa Brasil S.A.

A remuneração da PwC referente à avaliação da Coelce foi definida em R\$ 195.000,00 (cento e noventa e cinco mil reais). Adicionalmente, a Enersis reembolsará todas as despesas da PwC relacionadas à elaboração deste relatório de avaliação, tais como despesas de passagens aéreas, transporte, alimentação, gráfica, comunicação, dentre outras.

A PwC declara que não sofreu qualquer influência da administração da Empresa ou da Enersis no decorrer dos trabalhos.

De acordo com as Instruções CVM, descrevemos a seguir o processo interno de elaboração e aprovação do Laudo. O processo incluiu a condução dos trabalhos por um time compreendendo consultores, gerente e diretor, sob a direção geral de um sócio, que conduziu entrevistas com a Empresa, preparação dos modelos e das análises, além da elaboração do Laudo. O processo de aprovação interna deste Laudo incluiu a revisão metodológica e de cálculos pela liderança da equipe envolvida no trabalho, incluindo os sócios responsáveis pela avaliação. O trabalho final foi revisado por um segundo sócio não envolvido na execução dos trabalhos e na preparação do Laudo.

Não há nenhuma informação adicional que possa impactar o Laudo de Avaliação.

Informações sobre a avaliada

Informações sobre a avaliada

Geral

A Coelce

Criada no ano de 1971 através da Lei Estadual nº 9.477 que determinou a unificação de quatro empresas no subsetor de distribuição de energia no estado do Ceará, Companhia de Eletricidade do Cariri (Celca) e da Companhia de Eletrificação Centro-Norte do Ceará (Cenort), ambas fundadas em 1960 e a Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza (Conefor) e a Companhia de Eletrificação do Nordeste (Cerne) fundadas em 1962.

A Empresa a partir do ano de 1995 começou a ter suas ações negociadas na bolsa de valores e três anos depois (1998) foi privatizada pelo Consórcio Distriluz Energia Elétrica S.A. - formado por Endesa España S.A., Enersis S.A., Chilectra S.A. e Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj), atual Ampla, e foi realizada a assinatura do contrato de concessão junto a Aneel válido por 30 anos.

Atualmente a Coelce é responsável pela distribuição de energia elétrica para uma área que abrange 184 municípios do estado do Ceará, que possuem uma população de mais de 8,8 milhões de habitantes em um território de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados com aproximadamente 3,5 milhões de consumidores, representando um crescimento de 4,7% em relação ao mesmo período no ano anterior.

A sede da Coelce fica localizada na capital do estado do Ceará, Fortaleza, com unidades principais, entre centros de serviços e de manutenção, e 201 pontos de atendimento presenciais, sendo 199 lojas de atendimento e duas unidades móveis.

¹ A Equatorial Energia não têm o rating avaliado pela Fitch. Apresentamos, para fins de comparação, os ratings dos investimentos

Dados gerais:






Coelce	Setembro 2013
Linhas de Distribuição (Km)	130.966
Linhas de Transmissão (Km)	4.677
Subestações (Unid.)	106
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.471

Premiações da Coelce recebidas da ABRADEE:

- ✓ 2006 a 2013: Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Nordeste;
- ✓ 2009 a 2012 - Melhor Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil;
- ✓ 2013 – Prêmio de qualidade dos serviços de distribuição no Brasil.

Posicionamento quanto ao rating de crédito:

A Coelce apresenta bom posicionamento com relação ao seu rating de crédito, que é avaliado sob a metodologia da Standard & Poors (“S&P”), em comparação à outras empresas de distribuição de energia do Brasil.

	S&P	Moody's	Fitch
 coelce	brAAA	n.a	n.a
 AES Eletropaulo	brAA-	Aa1.br	AA(bra)
 equatorial ENERGIA	n.a	n.a	BB+ (bra)
 celpa	n.a	n.a	AA- (bra)
 CEMAR	n.a	n.a	AA- (bra)

Informações sobre a avaliada

Geral

Estrutura Societária

A Coelce possuía a seguinte estrutura societária em 31/12/2013, aberto por classe de ação:

Quantidade de Ações em unidades	ON ¹		PNA		PNB		Total	
	(COCE3)	%	(COCE5)	(COCE6)	PN Total	%	das Ações	%
Acionista controlador	44.061.433	91,66%	1.770.000	-	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Endesa Brasil	44.061.433	91,66%	1.770.000	-	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Acionistas não controladores	4.006.504	8,34%	26.482.700	1.534.662	28.017.362	94,06%	32.023.866	41,13%
Eletrobrás	0	0,00%	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos de Pensão	921.603	1,92%	4.215.513	-	4.215.513	14,15%	5.137.116	6,60%
Fundos e Clubes de Investimentos	2.105.600	4,38%	11.452.067	24	11.452.091	38,45%	13.557.691	17,41%
Pessoas Físicas	932.359	1,94%	5.615.924	777	5.616.701	18,86%	6.549.060	8,41%
Outros	46.942	0,10%	1.231.440	2.720	1.234.160	4,14%	1.281.102	1,65%
Totais	48.067.937	100,00%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

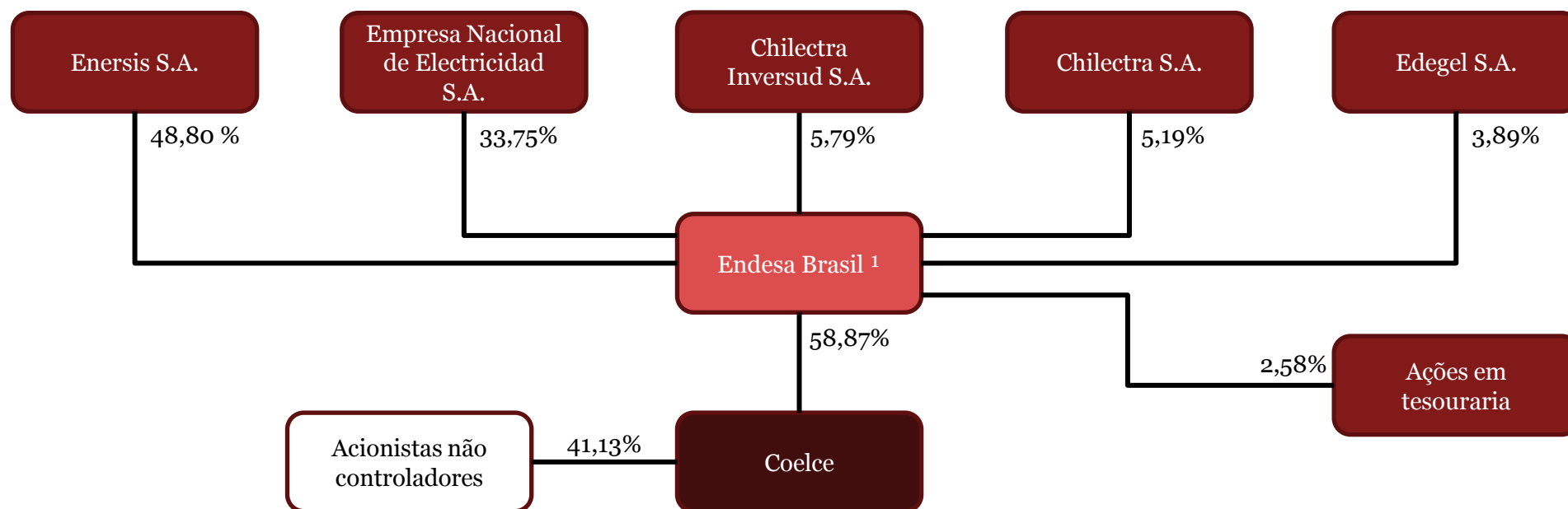
¹ As ações ordinárias possuem Tag Along de 80%

Fonte: Administração.

Informações sobre a avaliada

Organograma da Empresa

A Coelce possuía a seguinte estrutura societária no dia 31/12/2013:



Fonte: Administração

¹ A Coelce divulgou Fato Relevante no dia 22/11/2013 informando sobre a realização da operação de incorporação da Investluz e da Ampla Investimentos pela Endesa Brasil, no dia 21/11/2013. Em razão desta operação, a Endesa Brasil passou a ser a controladora direta da Coelce, com 58,87% de participação no Capital Próprio e 91,66% no capital votante. Conforme justificado no mesmo Fato Relevante, esta operação não implicou em alteração da composição do controle indireto ou da estrutura administrativa da Empresa.

Informações sobre a avaliada

Características do mercado da Coelce

Número de consumidores (unidades)

Valores em unidades	2011	Var. % ¹	2012	Var. % ²	9M 2013
Mercado Cativo	2.967.951	3%	3.068.295	3%	3.155.307
Residencial - Convencional	1.237.172	-2%	1.214.709	4%	1.267.617
Residencial - Baixa Renda	1.122.859	8%	1.211.463	0%	1.215.730
Industrial	5.864	0%	5.878	2%	5.995
Comercial	164.476	3%	168.617	2%	171.664
Rural	396.100	7%	424.885	6%	450.896
Setor Público	41.480	3%	42.743	2%	43.405
Cientes Livres	37	16%	43	53%	66
Industrial	29	21%	35	3%	36
Comercial	8	0%	8	275%	30
Revenda	2	0%	2	0%	2
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.967.990	3%	3.068.340	3%	3.155.375
Consumo Próprio	221	7%	236	60%	378
Consumidores Ativos sem Forneciment	256.167	5%	269.587	15%	309.548
Total - Número de Consumidores	3.224.378	4%	3.338.163	4%	3.465.301

¹Variação entre 2011 e 2012 e ²variação entre os 2012 e 9M13

Venda e transporte de energia (em GWh)

Valores em GWh	2011	2012	Var. % ¹	9M12	9M13	Var. % ²
Mercado Cativo	7.938	8.665	9,2%	6.392	6.892	7,8%
Cientes Livres	989	1.153	16,6%	846	999	18,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	8.927	9.818	10,0%	7.238	7.891	9,0%

¹Variação anual (2012 e 2011) da venda e do transporte de energia, em GWh.

²Variação entre os nove primeiros meses de 2012 e 2013 da venda e do transporte de energia, em GWh.

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013 e Demonstrações Financeiras de 2012.

Informações sobre a avaliada

Características do mercado da Coelce

Compra de energia

A tabela abaixo demonstra os contratos de compra de energia celebrados no ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE.

Valores em GWh	3T12	3T13	Var. % ¹	9M12	9M13	Var. % ²
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	676	678	0,3%	2.014	2.012	-0,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	435	341	-21,6%	1.178	1.009	-14,3%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	303	397	31,0%	816	1.177	44,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	179	141	-21,2%	482	412	-14,5%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte	127	95	-25,2%	342	275	-19,6%
COPEL	125	61	-51,2%	335	180	-46,3%
CEMIG	97	112	15,5%	263	328	24,7%
PROINFA	55	58	5,5%	157	163	3,8%
Outros	685	819	19,6%	1.877	2.349	25,1%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.682	2.702	0,7%	7.464	7.905	5,9%
Liquidação na CCEE	-80	78	-197,5%	103	198	92,2%
Total - Compra de Energia	2.602	2.780	6,8%	7.567	8.103	7,1%
Energia Distribuída						
Wobben e Energyworks	15	15	0,0%	31	32	3,2%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.617	2.795	6,8%	7.598	8.135	7,1%

¹Variação entre os terceiros trimestres de 2012 e 2013 da compra de energia, em GWh.

²Variação entre os nove primeiros meses de 2012 e 2013 da compra de energia, em GWh.

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013

Informações sobre a avaliada

Características do mercado da Coelce

Principais indicadores operacionais e de produtividade da Coelce

Indicadores	2011	Var. % ¹	2012	Var. % ²	9M 2013
DEC 12 meses (horas)	9,31	-13,4%	8,06	21,3%	9,78
FEC 12 meses (vezes)	6,04	-23,5%	4,62	17,7%	5,44
Perdas de Energia 12 meses (%)	11,9%	0,67 pp	12,6%	-0,05 pp	12,5%
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,4%	0,05 pp	99,5%	0,85 pp	100,3%
MWh/Colaborador	1.811	14,5%	2.074	0,2%	2.079
MWh/Consumidor	0,74	4,1%	0,77	0,0%	0,77
PMSO/Consumidor	32,06	11,9%	35,86	-14,2%	30,77

¹Variação entre 2011 e 2012 e ²variação entre os 2012 e 9M13

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (“DEC”) - indica o número de horas em média que os consumidores de energia ficaram sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal; e

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (“FEC”) - indica quantas vezes, em média, houve interrupção do fornecimento de energia para as unidades consumidoras (residência, comércio, indústria etc).

PMSO – indica as despesas com pessoal, material, serviços e outros

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013

Informações sobre a avaliada

Características do mercado da Coelce

Principais contas de resultado da Coelce

Valores em R\$ milhões	2011	2012	9M 2013
Receita Operacional Bruta	3.694	4.027	2.721
Deduções à Receita Operacional	(1.067)	(1.133)	(655)
Receita Operacional Líquida	2.627	2.894	2.066
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(2.006)	(2.351)	(1.849)
EBITDA¹	755	657	324
Margem EBITDA	28,7%	22,7%	15,7%
EBIT²	621	543	216
Margem EBIT	23,7%	18,7%	10,5%
Resultado Financeiro	(45)	58	(41)
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(106)	(181)	(24)
Lucro Líquido	471	420	151
Margem Líquida	17,9%	14,5%	7,3%
Lucro por mil ações (em R\$)	6,05	5,39	1,93

¹EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

²EBIT: Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos e PMSO

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013

Informações sobre a avaliada

Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial da Coelce

Ativo em R\$ milhões	31/12/2011	31/12/2012	30/09/2013	Passivo em R\$ milhões	31/12/2011	31/12/2012	30/09/2013
Caixa e Equivalentes de Caixa	91	153	242	Obrigações Sociais e Trabalhistas	-	-	29
Aplicações Financeiras	237	62	82	Fornecedores	180	211	182
Contas a Receber	542	626	540	Obrigações Fiscais	123	95	76
Estoques	4	2	3	Empréstimos e Financiamentos	236	188	174
Tributos a Recuperar	51	57	57	Outras Obrigações	269	277	376
Despesas Antecipadas	3	5	5	Provisões	39	22	12
Circulante	929	905	929	Circulante	848	793	849
Contas a Receber	23	22	22	Empréstimos e Financiamentos	859	766	753
Tributos Diferidos	75	117	-	Outras Obrigações	68	172	187
Despesas Antecipadas	1	1	1	Tributos Diferidos	54	185	25
Outros Ativos Não Circulantes	426	782	771	Provisões	53	84	94
Não-Circulante	526	923	794	Não-Circulante	1.034	1.207	1.060
Imobilizado	36	37	39	Capital Social Realizado	443	443	443
Intangível	1.862	1.695	1.745	Reservas de Capital	359	359	359
Permanente	1.899	1.733	1.784	Reservas de Lucros	669	759	792
				Outros Resultados Abrangentes	-	(0)	4
				Patrimônio Líquido	1.471	1.560	1.598
Total do Ativo	3.353	3.560	3.506	Total do Passivo	3.353	3.560	3.506

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013

Mercado de atuação

O ambiente institucional

A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações.

A Lei das Concessões estabelece as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com regulamento vigente do setor elétrico.

Em 1997, com o intuito de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica, foi criado o CNPE (“Conselho Nacional de Política Energética”).

O Ministério de Minas e Energia, (“MME”), é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor.

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela Aneel, que regula e fiscaliza o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME.



Mercado de atuação

Dados gerais do setor

A estrutura do sistema elétrico nacional compreende os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e cobre 99% do território nacional. O crescimento da economia brasileira e a intensificação das atividades industriais estimularam o crescimento da demanda por energia. Segundo Aneel, a distribuição de energia apresentou crescimento de 2,6% no primeiro semestre de 2013, com um consumo total de energia elétrica de 229,2 mil GWh. Esse crescimento se deu principalmente pelo consumo residencial, já que a produção industrial teve resultados menores no período.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), o faturamento nominal do setor de transmissão e distribuição cresceu em 7,7% em 2012, chegando a R\$ 140,8 bilhões. Em 2013 foi anunciado que, de acordo com a segunda etapa do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC 2), o parque gerador de energia elétrica do país aumentou sua capacidade em 6.802 megawatts (MW). Esse aumento ocorreu devido à entrada em operação das usinas hidrelétricas de Estreito no Maranhão; Mauá, no Paraná; Dardanelos, em Mato Grosso e Santo Antônio, em Rondônia. É previsto que esse aumento de capacidade impactará positivamente o faturamento do setor de transmissão e distribuição.

Como consequência da Medida Provisória 579 /2012 (“MP 579”), emitida em setembro de 2012 e que posteriormente culminou na Lei 12.783/13, sancionada em 13 de janeiro de 2013. Esta lei trata da renovação das concessões vincendas entre 2015 e 2017, e resultou na redução geral das tarifas de fornecimento de energia, o que impactou negativamente o faturamento das empresas do setor de transmissão e distribuição. De acordo com a Lafis, é esperado que o faturamento dessas empresas caia 6,1% em 2013 comparado ao ano anterior, atingindo cerca de R\$ 132,1 bilhões.

Em contrapartida às reduções tarifárias mencionadas, outros fatores relacionados à modicidade tarifária trouxeram impactos positivos diretos para as concessionárias de energia:

- Previsão de queda no custo de energia, através da prática de determinação das tarifas de venda de energia para as hidroelétricas cujas concessões foram renovadas;
- Redução dos custos de transmissão de energia elétrica em decorrência do reajuste da RAP para as concessões renovadas;
- Extinção do recolhimento anual da RGR para as distribuidoras; e
- Determinação do VNR como valor de indenização na reversão das concessões.



Mercado de atuação

O consumo total de energia no Brasil

A autoprodução é aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio *site* da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou transmissão.

A parcela de autoprodução incorpora um percentual expressivo da demanda total por energia elétrica (10,0% do consumo total de 2012). Esta parcela decorre em grande parte de segmentos industriais que utilizam resíduos do processo produtivo como combustível em usinas de cogeração. É o caso dos segmentos de siderurgia, papel e celulose, petroquímico e do sucroalcooleiro. Conforme análises feitas pela EPE, a autoprodução de eletricidade experimentou crescimento acelerado nos últimos dez anos e tem grande potencial de expansão para a próxima década. A projeção da EPE é de uma taxa média de crescimento de 9,0% ao ano, partindo de 49TWh em 2012 e atingindo 115 TWh em 2022, o equivalente a 15,0% do consumo total de eletricidade consumida.

O restante do consumo, isto é, aquele que não é suprido por autoprodução, é atendido pela rede (de transmissão e distribuição) do Sistema Elétrico Brasileiro (“SEB”) e é denominado, simplesmente, de consumo na “rede”. É nesta parcela em que está inserida a Coelce. A projeção de demanda para consumo da rede é calculada pela EPE através da diferença entre a demanda total projetada (que é mensurada em função da previsão da produção física dos segmentos industriais) e a respectiva parcela de autoprodução destes consumidores.

Segundo a EPE, é esperado um aumento na eficiência do tratamento e no uso da energia nos próximos anos, o que está em linha com as políticas de promoção do racionamento de energia do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

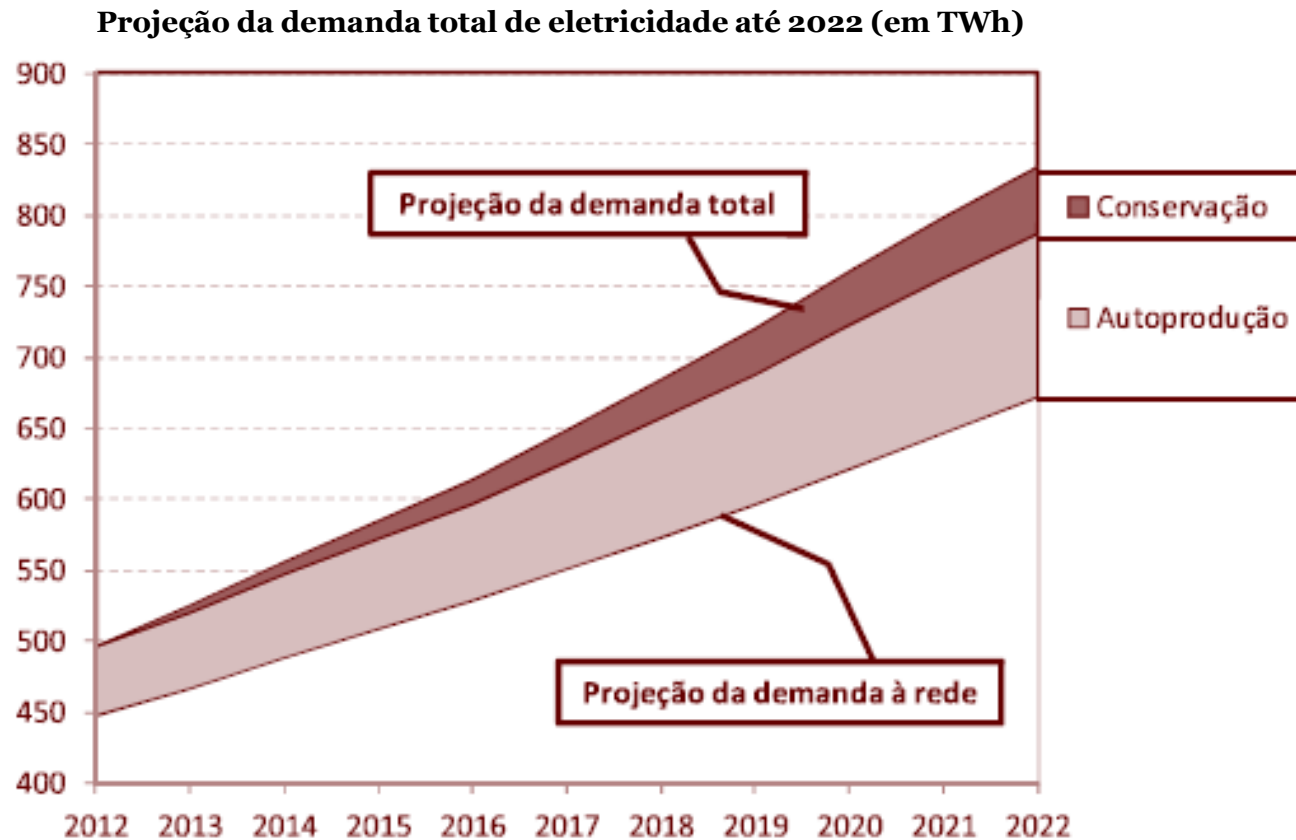
Em relação ao consumo na rede, a classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2012-2022, de 5,8% ao ano, seguida da classe residencial (4,3% ao ano) e da classe industrial (3,4% ao ano). Ressalta-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 3,4% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 9,0% ao ano, fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 4,8% ao ano.

Fonte: Nota técnica DE 22/12 – Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).

Mercado de atuação

O consumo total de energia no Brasil

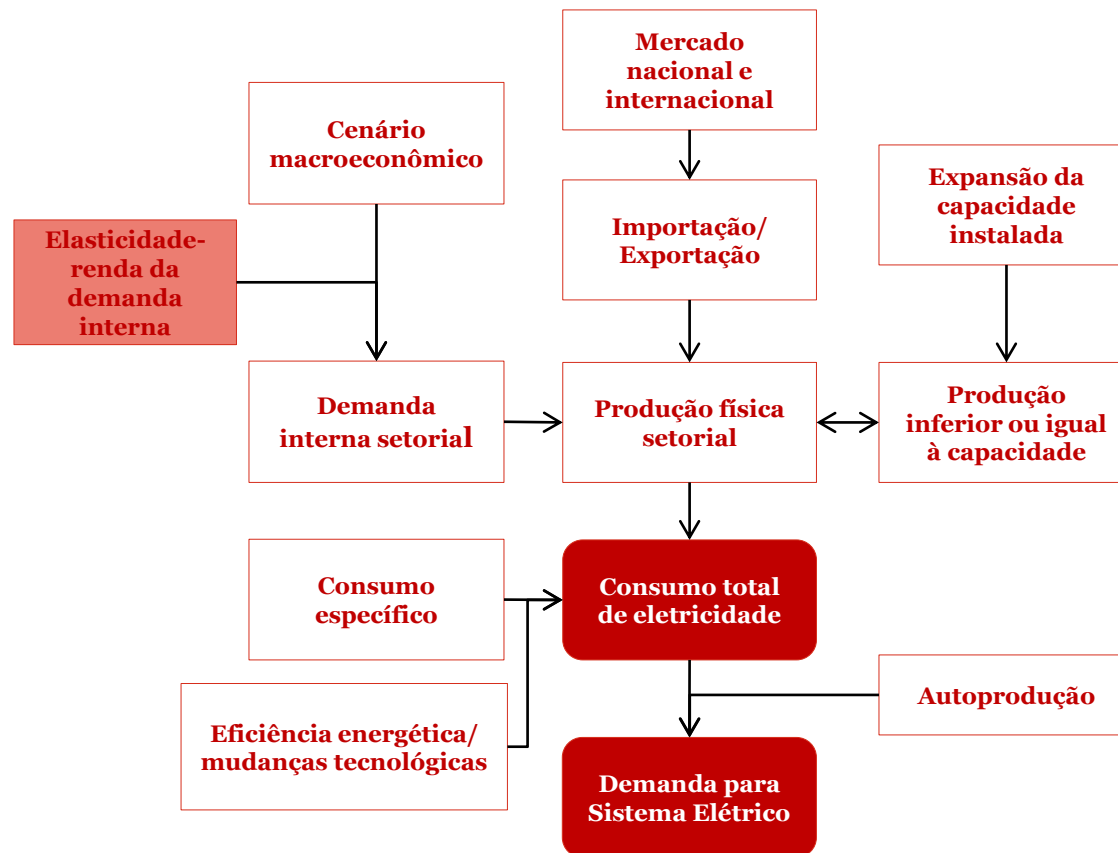
O consumo total de energia é composto pelo consumo da rede, de autoprodução e de conservação. A EPE efetuou a projeção da demanda total por consumo de energia para cada item, conforme gráfico abaixo.



Fonte: Nota técnica DE 22/12 elaborada pela EPE – Projeção da demanda de energia até 2022.

Mercado de atuação

Resumo do racional da EPE para projeção do consumo de eletricidade

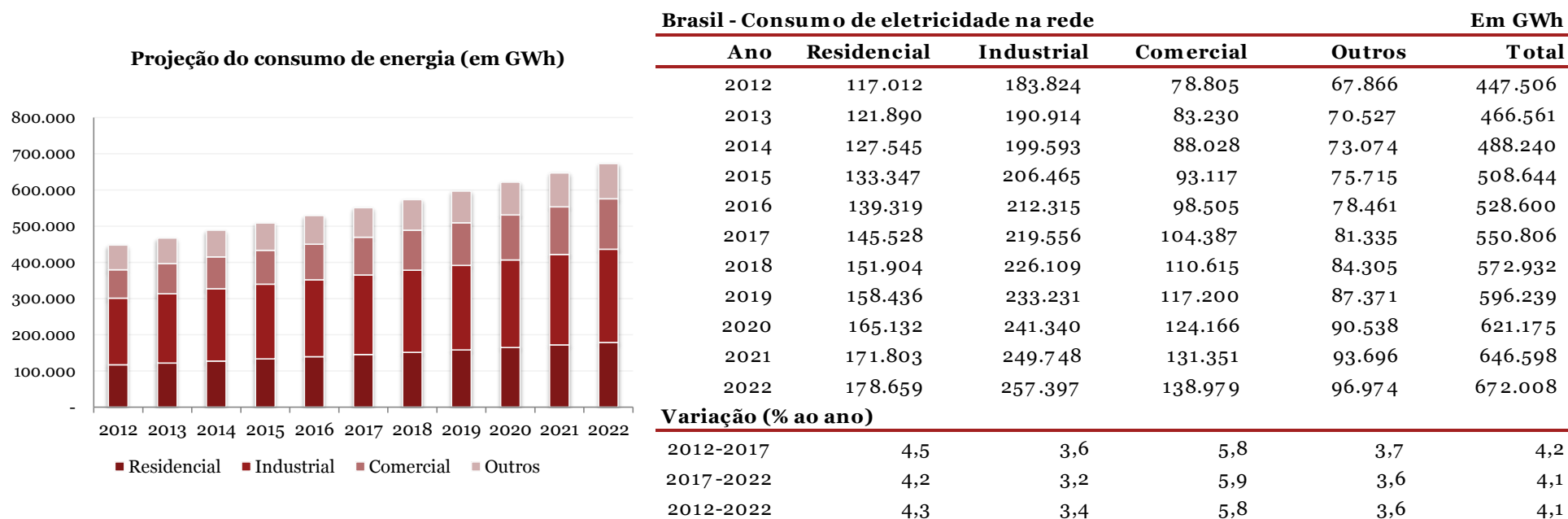


Mercado de atuação

Projeção do consumo na rede para os próximos anos no Brasil

O consumo nacional de energia elétrica na rede subiu em 3,3% em 2012, com relação ao ano anterior, atingindo em 447.506 GWh. A Lafis prevê para 2013 um maior dinamismo econômico depois de desempenho morno observado no ano anterior, com avanço de 2,3% do PIB. Espera-se que essa expansão seja impulsionada pela recuperação da indústria e da agropecuária e pela aceleração no setor de serviços, e projeta-se que o consumo total na rede neste ano chegue a 466.561 GWh.

Com base na alta correlação entre consumo e nível de atividade econômica, a EPE projetou os números de consumo de energia até 2020 por setor, por classe e por região. Seguem apresentadas as projeções calculadas pela EPE para todo o País.



Fonte: Relatório Lafis: Energia – Transmissão e Distribuição jun/2013

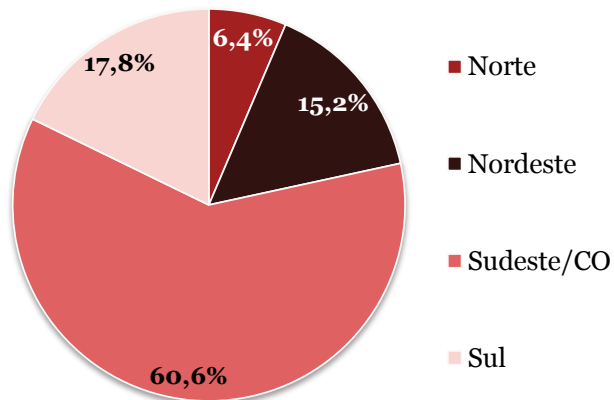
Mercado de atuação

Análise do consumo na rede de energia por regiões

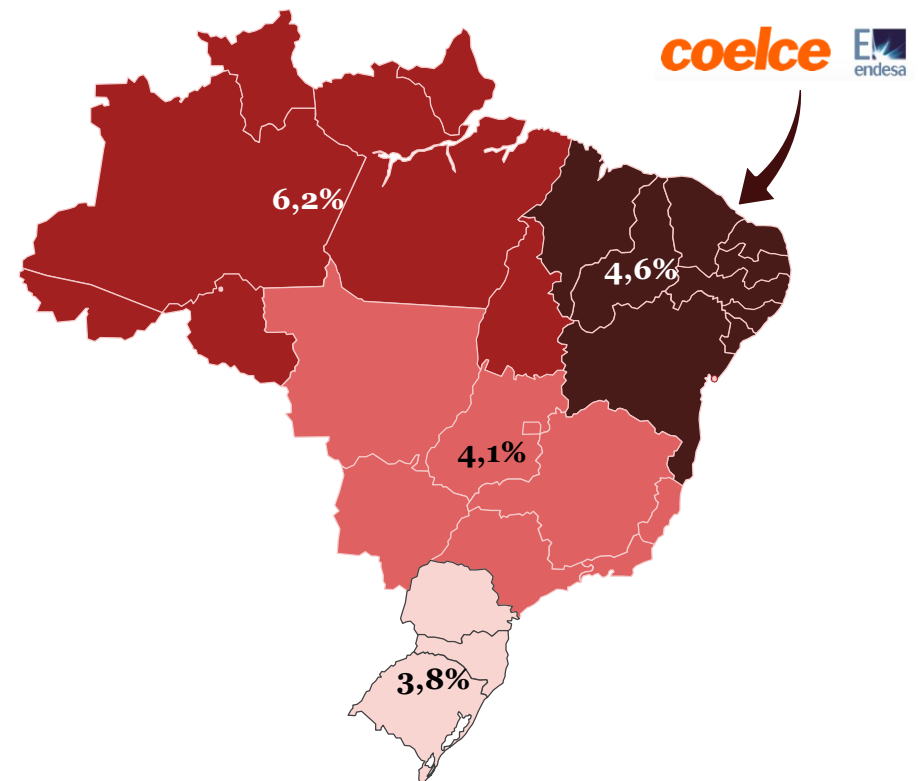
Conforme divulgado pela EPE, no primeiro semestre de 2013 o Nordeste se destacou no consumo total com crescimento expressivo de 8,2% com relação ao mesmo período do ano anterior. No primeiro semestre de 2013, as regiões sudeste e centro-oeste apresentaram juntas a maior demanda de energia nacional, que foi de 136.704 GWh. Em seguida encontra-se a região Sul, com 40.104 GWh consumidos e o Nordeste, com uma demanda de energia de 34.254 GWh. Na região Norte, o consumo registrou retração de -3,2%, com 14.448 GWh.

Em termos de projeção da demanda por energia até 2022, o subsistema que apresenta maior taxa de crescimento é o Norte. Isto decorre do efeito da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus e do sistema Boa Vista (prevista para fevereiro de 2015). Desconsiderando as interligações, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte, no período 2012-2022, seria de 3,6% em face aos 6,2% de crescimento médio ao ano projetado.

A EPE projeta os seguintes crescimentos médios anuais no consumo de energia para as regiões brasileiras no período mencionado:



Crescimento anual médio projetado para 2012-2022 (% a.a.), conforme EPE:



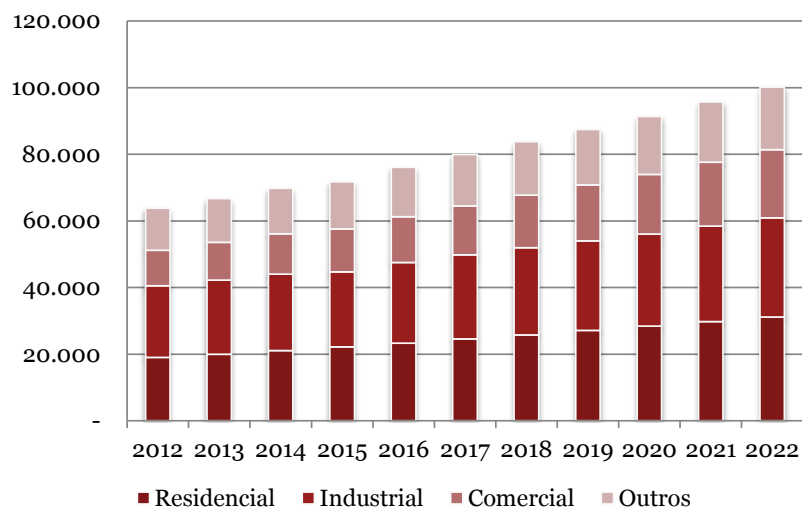
Fonte: Nota Técnica DEA 17/13 - 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica e Nota técnica DE 22/12 – Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).

Mercado de atuação

Projeção do consumo na rede para os próximos anos na região Nordeste

De acordo com a EPE, a demanda por energia na região em que está localizada a Coelce deve crescer a 4,6% ao ano no período de 2012 a 2022.

Projeção do consumo de energia - Região Nordeste (em GWh)



Nordeste - Consumo de eletricidade na rede

Ano	Consumo de eletricidade na rede				Em GWh
	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	19.059	21.472	10.691	12.586	63.808
2013	19.973	22.281	11.310	13.100	66.664
2014	21.057	22.968	12.066	13.651	69.742
2015	22.179	22.505	12.872	14.223	71.780
2016	23.339	24.189	13.733	14.817	76.078
2017	24.559	25.237	14.689	15.419	79.904
2018	25.818	26.171	15.711	16.043	83.743
2019	27.117	26.861	16.802	16.689	87.469
2020	28.456	27.560	17.966	17.358	91.340
2021	29.800	28.667	19.182	18.029	95.677
2022	31.186	29.720	20.483	18.726	100.115

Variação (% ao ano)

Período	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012-2017	5,2	3,3	6,6	4,1	4,6
2017-2022	4,9	3,3	6,9	4	4,6
2012-2022	5	3,3	6,7	4,1	4,6

Fonte: Relatório Lafis: Energia – Transmissão e Distribuição jun/2013

Mercado de atuação

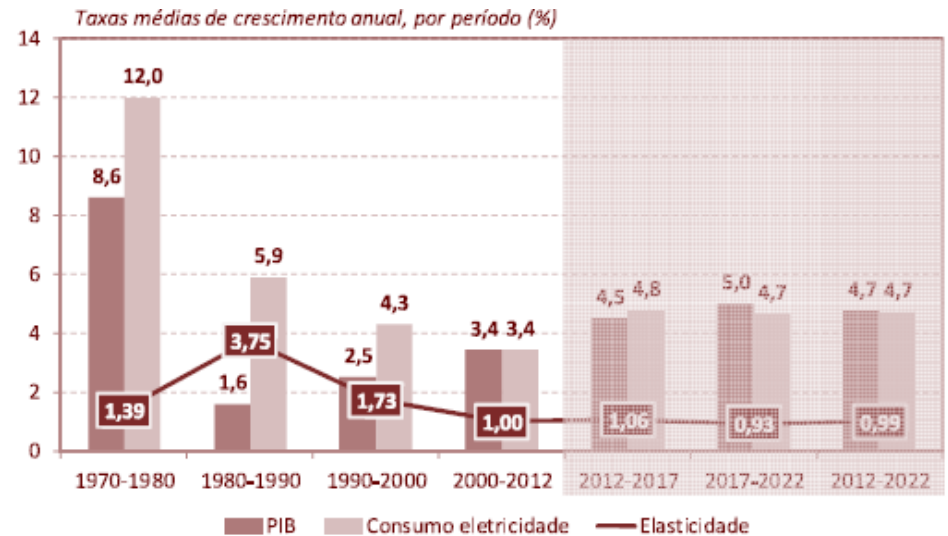
Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Com relação à elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, a EPE entende que, mantidas as demais condições para o período considerado, a elasticidade tende a assumir valores superiores para cenários econômicos de menor crescimento do PIB e valores inferiores para cenários de maior expansão da economia. Por outro lado, a elasticidade não pode ser analisada pontualmente em um determinado ano e, em casos extremos, como sejam o de um crescimento do PIB próximo de zero em determinado ano ou o de um decréscimo do consumo, a elasticidade perde o sentido.

Segundo dados do IBGE, historicamente, a elasticidade entre o crescimento da demanda e o PIB, tem sido superior a 1, que é uma característica comum entre os países em desenvolvimento. Na medida que a economia do país se desenvolve, esta elasticidade tende a se aproximar de 1, como se verificou no período de 2000-2012.

Para os anos de 2012-2017, o EPE calcula uma elasticidade de 1,06 para um crescimento do PIB de 4,5% a.a. e, no segundo período, a elasticidade é inferior à unidade (0,93), resultando uma elasticidade – renda nos 10 anos de 0,99. Dessa forma, a intensidade elétrica da economia aumenta ligeiramente nos primeiros cinco anos, mas depois decai e, no final do horizonte decenal, fica praticamente igual ao valor inicial de 2012.

A queda da intensidade elétrica projetada da economia no período significa que a economia torna-se mais eficiente no uso da energia elétrica, consumindo menos eletricidade por unidade de valor adicionado.



O gráfico considera a projeção do consumo total de energia (energia na rede, autoprodução e conservação) assim como os valores médios da elasticidade-renda resultantes e valores anuais da intensidade elétrica da economia.

Os analistas da EPE inferem, considerando o cenário apresentado, um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma redução gradual da intensidade elétrica da economia.

Fonte: Nota técnica DE 22/12 – Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).

Mercado de atuação

Formas de comercializar a Energia Elétrica

As operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois segmentos de mercado que operam no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”):

- Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), no qual as distribuidoras adquirem energia para atender os seus consumidores cativos, por meio de licitações reguladas pela Aneel e operacionalizadas pela CCEE.
- Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), no qual os Consumidores Livres e comercializadoras de energia elétrica negociam contratos de energia livremente.



Mercado de atuação

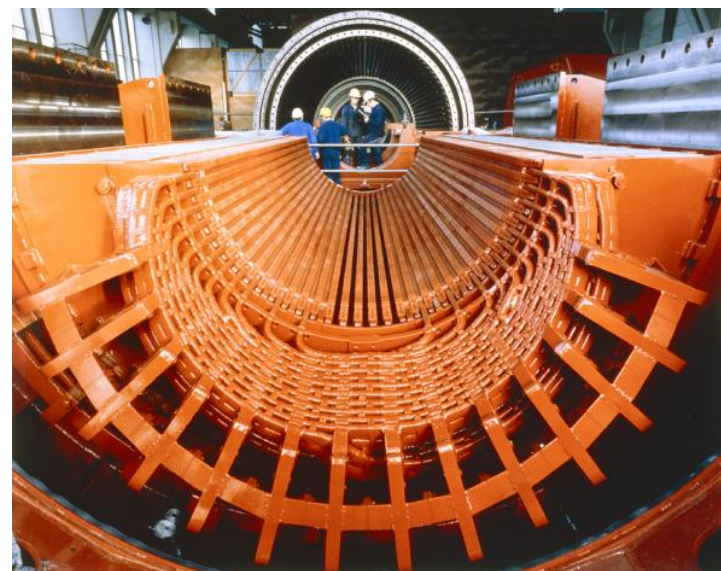
Mercado de distribuição de energia

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País.

As concessionárias estatais estão sob controle dos Governos Federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas.

São atendidos cerca de 72 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.

Das 63 distribuidoras, 44 estão com concessões a vencer e a possível relicitação das concessões para as distribuidoras pode ser uma ameaça por gerar perda de ativos das concessionárias atuais, já que pode comprometer as redes de distribuição. Segundo a Lafis, a Aneel já cogita rejeitar parte dos pedidos de renovação das 44 concessões de distribuidoras que vencem entre 2014 e 2017, sob a alternativa de impor planos detalhados de investimentos para melhorar indicadores de qualidade no curto prazo, o que aumenta a instabilidade do setor.



Faturamento	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (P)	2014 (P)	2015 (P)
Setor de transmissão e distribuição (R\$ bilhões)	103	106,9	122	130,7	140,8	132,1	139,6	148,5
<i>Δ% do faturamento nominal</i>	<i>-3,4%</i>	<i>3,8%</i>	<i>14,1%</i>	<i>7,1%</i>	<i>7,7%</i>	<i>-6,1%</i>	<i>5,6%</i>	<i>6,4%</i>

Fonte: Aneel, MME, Abradee, IBGE, FGV, Elaboração e Projeções Lafis

Mercado de atuação

Atualização tarifária sobre a distribuição de energia elétrica

O valor das tarifas de distribuição é regulado pela Aneel e pode ser alterado para mais ou para menos dependendo das mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, da comparação dessas tarifas com as de outras empresas semelhantes no exterior, da eficiência da empresa e da necessidade de obter o retorno adequado aos investimentos

A MP 579 não impactou na métrica de cálculo da tarifa, apenas no seu valor. As tarifas são corrigidas anualmente com base em índices inflacionários e no Fator X, conforme comentado adiante. Adicionalmente, a cada quatro ou cinco anos a Aneel realiza uma revisão tarifária na qual todos os fatores de precificação são revisados.

Na revisão, são feitos dois tipos de cálculo: o primeiro consiste em apurar o valor do reposicionamento tarifário, com o objetivo de determinar um nível de tarifa que permita à concessionária cobrir os custos não gerenciáveis e os custos operacionais eficientes, além de proporcionar a adequada remuneração dos investimentos realizados.

Os custos gerenciáveis decorrem dos serviços prestados diretamente pelas concessionárias como distribuição de energia, manutenção da rede, cobrança das contas, centrais de atendimento e remuneração dos investimentos. A parcela de custos gerenciáveis é denominada Parcela B nos contratos de concessão e corresponde a cerca de 25% da receita da distribuidora. Para o cálculo dessa parcela, aplica-se o conceito de Empresa de Referência, que é uma empresa-modelo com custos operacionais eficientes e definem-se os investimentos prudentes, limitados aos calculados pela Aneel.

Os custos não gerenciáveis, por sua vez, são aqueles relativos aos serviços de geração e transmissão de energia contratados pela distribuidora e ao pagamento de obrigações setoriais. O valor destes custos é repassado integralmente e sem margem aos consumidores finais. Essa parcela é denominada Parcela A nos contratos de concessão e corresponde a aproximadamente 75% da receita das concessionárias.

O segundo cálculo consiste na definição do Fator X. O Fator X é um índice fixado pela Aneel na época da revisão tarifária. Sua função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. Assim, o mecanismo contribui para a modicidade tarifária no ponto que ele é aplicado sobre os custos gerenciáveis.

O Fator X funciona como um redutor das tarifas cobradas aos consumidores. Portanto este fator é um percentual que será deduzido do IGP-M (índice definido nos contratos de concessão para a atualização monetária dos custos gerenciáveis) nos reajustes tarifários anuais posteriores à revisão periódica.

Mercado de atuação

Projeções sobre as tarifas de fornecimento de energia

Conforme informações da Lafis, a tarifa média de fornecimento projetada para 2013 é de R\$ 264,9/MWh. Isto representa uma queda de 9,8% em relação ao ano anterior. A tarifa média de fornecimento para o segmento industrial acredita-se que será em torno de R\$ 214,37/MWh (variação de -3,6% com relação a 2012); para o segmento residencial cerca de R\$ 282/MWh (variação de -5,3%, com relação a 2012) e para o comercial por volta de R\$ 271,2/MWh (variação de -4,5% com relação a 2012). A tarifa que apresentou a maior alta em 2012 foi a residencial, porque ela é a que sofre mais repasse de custos.

De acordo com a Lafis, a redução das tarifas como consequência da Lei 12.783/13 deverá impactar o faturamento de 2013 das empresas do setor de transmissão e distribuição atingindo R\$ 132,1 bilhões, o que representa queda de 6,1% no ano. Porém, em 2014 e 2015, é estimada a recuperação e crescimento no faturamento total do setor de distribuição de energia em 5,6% como consequência da expectativa de aumento do consumo interno de energia causado pela possibilidade de recuperação industrial e os eventos esportivos no país.

Tarifas	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (P)	2014 (P)	2015 (P)
Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh)	247,1	259,6	264,6	278,5	293,7	264,9	267,8	272,1
% da tarifa de fornecimento	-4,6%	5,0%	1,9%	5,2%	5,5%	-9,8%	1,1%	1,6%
Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh) - Industrial	214,37	228,1	231,8	245,4	258,5	236	243,6	251,2
$\Delta\%$ da tarifa de fornecimento industrial	-3,6%	6,4%	1,6%	5,9%	5,3%	-8,4%	2,8%	3,1%
Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh) - Residencial	282	293,3	300,6	315,6	334,3	302,7	311,2	318,5
$\Delta\%$ da tarifa de fornecimento residencial	-5,3%	4,0%	2,5%	5,0%	5,9%	-9,5%	2,8%	2,3%
Tarifa média de fornecimento (R\$/MWh) - Comercial	271,2	280	285	295,3	308,4	279,6	284,9	297,5
$\Delta\%$ da tarifa de fornecimento comercial	-4,5%	3,2%	1,8%	3,6%	4,4%	-9,3%	1,9%	4,5%

Fonte: Relatório Lafis: Energia – Transmissão e Distribuição jun/2013

Mercado de atuação

Principais riscos relacionados ao mercado de distribuição de energia

- Risco regulatório: como monopólios naturais, as empresas de distribuição são fortemente regulamentadas pela Aneel. Regras estáveis e transparentes são essenciais para que essas empresas possam operar de forma eficiente e atender aos princípios de eficiência e modicidade tarifária.
- Os custos do suprimento de energia (Parcela A) são repassados integralmente ao consumidor através do reajuste tarifário anual, de modo que não afete a rentabilidade das distribuidoras de energia. Porém, são as distribuidoras quem estimam as demandas futuras e contratam a energia nos leilões do ACR e portanto, há um incentivo à sobre-contratação com repasse desse custo ao consumidor final.
- O evento de racionamento afeta as distribuidoras na medida em que a redução do consumo impacta a margem de contribuição para a remuneração das atividades operacionais e a remuneração do capital empregado na empresa. Trata-se de um risco sistêmico, fora do controle da distribuidora. Mecanismos de compensação podem ser apresentados pela Aneel tais como os implementados no período subsequente ao racionamento de 2001, quando foram definidas medidas de financiamento das perdas sofridas pelas empresas e tarifas complementares pagas pelo consumidor final.
- Quando ocorrem incidentes na rede de distribuição, as distribuidoras de energia elétrica têm que repará-los em um tempo pré-determinado. Reparos não realizados em tempo hábil causam danos a ambos consumidores e distribuidoras.
- Com a renovação dos contratos de concessão, deverão vir novas regras no setor. Está em pauta o fim dos reajustes anuais das tarifas baseados na inflação. O objetivo seria realizar revisões tarifárias apenas de cinco em cinco anos, a partir da prorrogação dos contratos. Essa mudança poderá afetar o faturamento do setor.

Mercado de atuação

Principais taxas regulamentares aplicáveis ao mercado de distribuição de energia

Reserva Global de Reversão (RGR)

Refere-se à provisão dos valores a serem pagos à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – (“Eletrobrás”), calculado como 2,5% sobre o imobilizado (conforme definido pela Aneel), limitada a 3% da receita bruta de operações com energia elétrica. Tais valores são regulamentados em bases anuais através de despachos emitidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira da Aneel.

Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária que possui duas destinações: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, de forma a permitir a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela Aneel.

Programas de Eficientização Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela Aneel para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela Aneel, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

Avaliação

Preço Médio Ponderado das Ações

Preço Médio Ponderado das Ações

Calculado com base nos preços de fechamento diários de negociação das ações da Coelce (COCE3, COCE5 e COCE6) no mercado aberto, divulgados pela BMF&BOVESPA, ponderados pelo volume negociado a cada dia.

O período de análise definido nas Instruções CVM são:

- entre a data 01/10/2012 e 30/09/2013, período que corresponde a 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data-base da avaliação;
- entre a data 14/01/2013 e 13/01/2014, período correspondente aos 12 (doze) últimos meses anteriores ao lançamento da OPA.

Para efeito de estudo da aplicabilidade desta metodologia ao caso da Coelce, foram analisados a liquidez e número de negócios envolvendo as Ações da Empresa, que são negociadas na BM&FBOVESPA. Como resultado desta análise, entendemos que as ações de maior liquidez são da classe COCE5 – PN. As ações COCE3 – ON têm pouca liquidez, e não houve nenhuma transação envolvendo as ações COCE6 – PN nos últimos doze meses, não sendo possível auferir o preço médio ponderado de tais ações¹.

Após a análise da média ponderada pelo volume de cada espécie e classe de ações da Empresa em cada período, identificamos que o preço médio ponderado das ações é: (i) COCE3-ON de R\$ 42,29 por Ação e R\$ 44,10 por Ação; e (ii) COCE5-PNA de R\$ 41,61 por Ação e R\$ 42,02 por Ação, respectivamente aos períodos definidos.

Todavia, considerando a boa liquidez da ação preferencial de classe A da Coelce, entendemos que o valor do preço da Ação calculado com base nas ações COCE5 representa um melhor indicativo, do que o valor calculado com base nas cotações médias das ações ordinárias da Coelce, COCE3, para a definição do valor do Capital Próprio da Coelce, como um todo, bem como do valor das ações ordinárias da Coelce (COCE3) e das ações preferenciais classe “B” (COCE6), por essa metodologia de cálculo.

¹ As transações mais recentes da COCE6 ocorreram em março de 2012.

² Transações do dia 01/01/2014 até o dia 13/01/2014.

Fonte: BM&FBOVESPA.

Volume de transações (em milhares)	jan/13	fev/13	mar/13	abr/13	mai/13	jun/13	jul/13	ago/13	set/13	out/13	nov/13	dez/13	jan/14 ²
COCE3 - mercado à vista	72,3	61,6	63,7	105,4	67,5	55,7	30,8	38,3	88,4	95,8	56,3	28,8	10,9
COCE3 - mercado fracionário	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,1	9,5	0,1	0,1
Total COCE3	72,5	61,6	63,7	105,6	67,7	55,9	30,9	38,3	88,6	95,9	65,8	28,9	11,0
COCE5 - mercado à vista	1.821,3	1.169,5	1.620,0	1.705,6	1.254,3	1.555,7	1.927,7	1.474,7	1.617,4	2.034,1	980,6	1.459,3	494,8
COCE5 - mercado fracionário	6,9	6,7	11,8	19,9	20,3	18,4	7,1	8,2	7,3	6,6	6,7	8,8	2,9
Total COCE5	1.828,2	1.176,2	1.631,8	1.725,5	1.274,6	1.574,1	1.934,8	1.482,9	1.624,7	2.040,7	987,3	1.468,1	497,7
Volume total transacionado	1.900,7	1.237,8	1.695,6	1.831,1	1.342,3	1.630,0	1.965,7	1.521,3	1.713,3	2.136,6	1.053,0	1.497,0	508,7
Transações / total de ações	2,4%	1,6%	2,2%	2,4%	1,7%	2,1%	2,5%	2,0%	2,2%	2,7%	1,4%	1,9%	0,7%

Preço Médio Ponderado das Ações

Está previsto no Estatuto Social da Coelce a prioridade no recebimento de dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as da COCE5 (PN) e 10% para as da COCE6 (PN). Historicamente a Empresa pagou, desde 2005, patamares de dividendos significativamente superiores aos mínimos estabelecidos em estatuto, conforme demonstrado no quadro abaixo:

Ano base	Lucro do exercício	Lucro passível de Distribuição	Proventos Deliberados	Payout (%) ¹
2011	471.182	369.612	276.015	74,7%
2010	458.054	367.359	332.644	90,6%
2009	334.448	260.943	213.000	81,6%
2008	338.523	263.130	263.130	100,0%
2007	244.751	244.751	244.751	100,0%
2006	298.258	283.346	283.346	100,0%
2005	189.124	227.769	227.769	100,0%

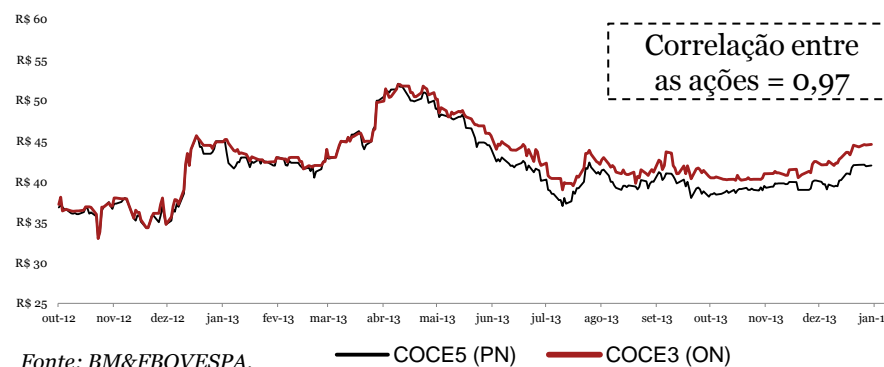
¹ Payout corresponde a Proventos Deliberados/Lucro Passível de Distribuição.
Fonte: Administração.

A ação COCE6 apresenta baixíssima liquidez, de forma que nenhuma transação foi realizada para esta classe de ação nos últimos 12 meses. Este aspecto é equalizado pelo Parágrafo Segundo do Estatuto Social da Empresa, que prevê a possibilidade de conversão da COCE6 em COCE5, conforme seja requerido pelo acionista interessado.

Adicionalmente, observamos no gráfico abaixo forte correlação de 0,98 entre a ação ordinária (COCE3, que dá direito ao acionista a um voto por ação nas deliberações da Empresa) e a ação preferencial mais transacionada, a COCE5.

Estas análises corroboram para a utilização do preço médio ponderado da COCE5 como indicador do valor do Capital Próprio da Coelce como um todo, incluindo as ações ordinárias (COCE3) e ações preferenciais de classe B (COCE6).

Preço de fechamento das ações de 01/10/2012 e 13/01/2014



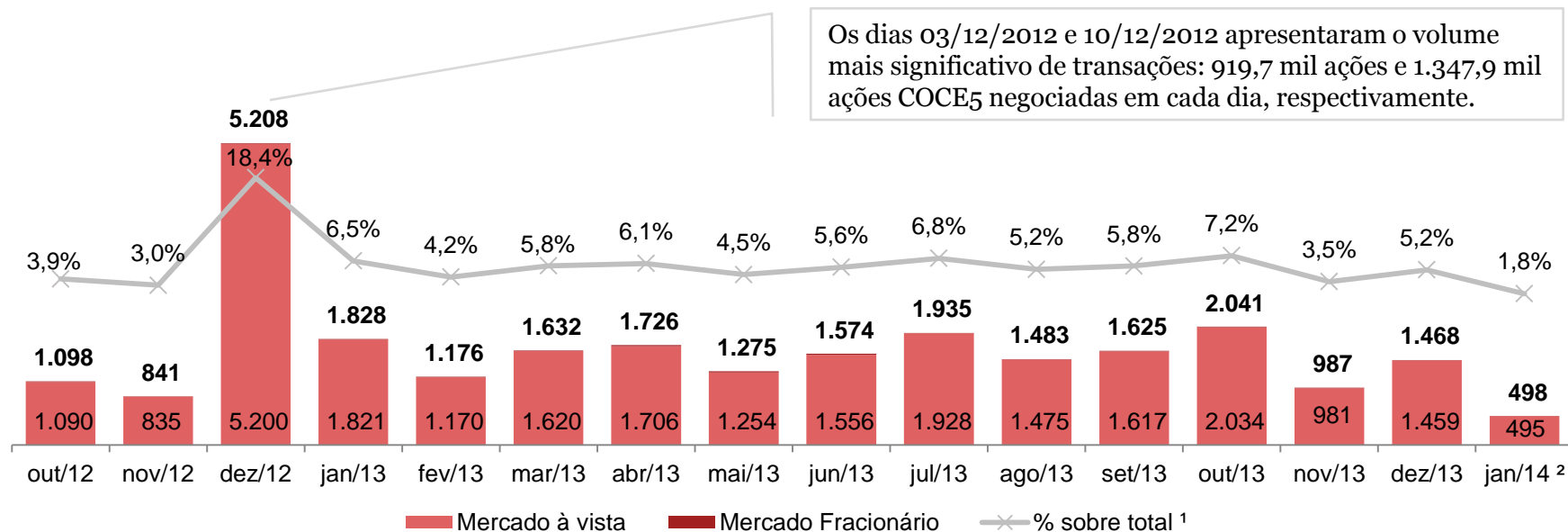
Preço Médio Ponderado das Ações

Análise de liquidez – COCE5

No dia 08/11/2012, a Coelce divulgou ao mercado fato relevante com o objetivo de esclarecer o anúncio de aumento de capital divulgado pela Enersis em agosto de 2012, pelo montante estimado na época em US\$ 8,02 bilhões. Neste fato relevante, a administração da Empresa anunciou esclareceu que o aporte da controladora seria submetido à deliberação dos acionistas da Enersis em Assembleia Geral a ser realizada no dia 20/12/2012. Segundo informado, esta Assembleia da Enersis definiria, além de outros aspectos, o montante, a destinação e o uso dos recursos eventualmente aportados no capital da Empresa.

Apesar de a administração da Empresa ter se posicionado para esclarecer que não existia qualquer compromisso ou intenção de realização de OPA por parte da Enersis, a possibilidade eminente de uma oferta pública de ações pode ter contribuído para elevar o volume e o preço transacionado da ação COCE5.

Volume de transações mensais da ação COCE5, em milhões de unidades:



¹ Transações mensais de ações COCE5 sobre o total de ações do tipo COCE5 (28.252.700 mil unidades).

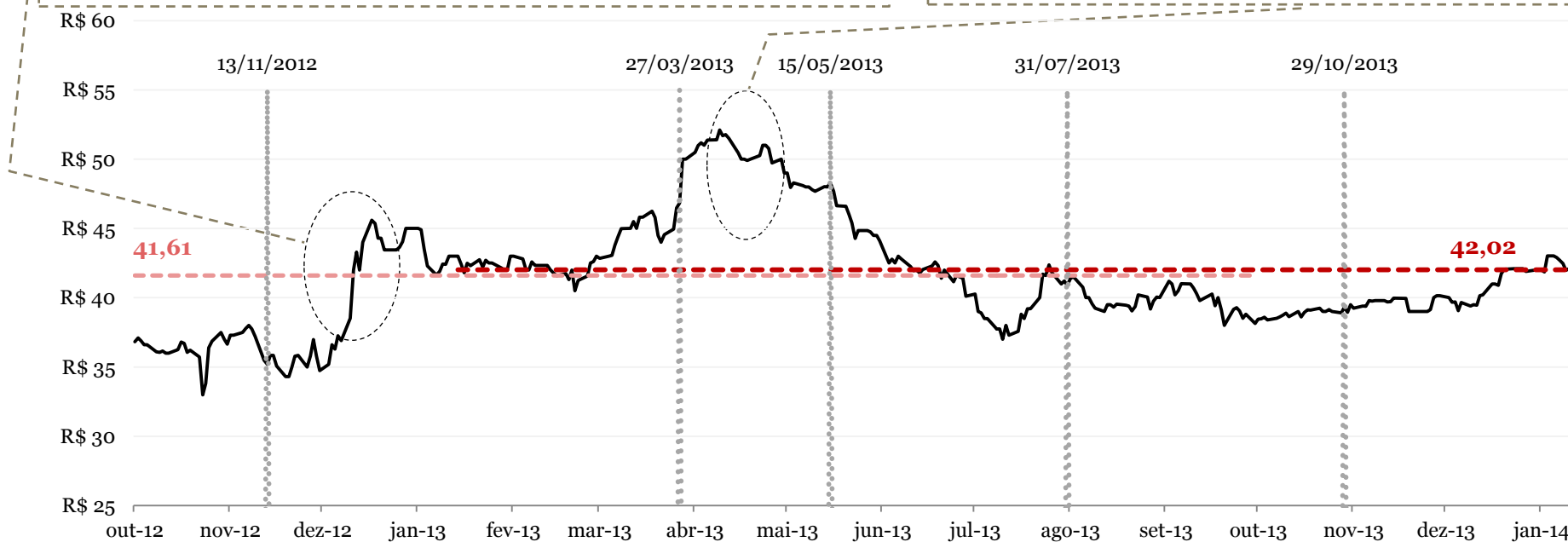
² Transações do dia 01/01/2014 até o dia 13/01/2014.

Preço Médio Ponderado das Ações

PMP da COCE5 (R\$/ações)

Informações anunciadas em diferentes meios de comunicação e em relatórios de analistas alertavam o mercado para possibilidade de oferta pública de aquisição de ações por parte da Enersis. Conforme comentado na página anterior, este movimento pode ter sido parcialmente desencadeado pelo plano de aumento de capital anunciado em agosto/12 pela Enersis¹.

No dia 29/04/2013 ocorreu uma Assembleia Geral Ordinária que determinou o pagamento dos dividendos referentes ao resultado do ano de 2012. O valor a ser distribuído aos acionistas a título de dividendos é de R\$ 213.995.000,00 (duzentos e treze milhões, novecentos e noventa e cinco mil reais).



Fonte: BM&FBOVESPA e Administração.

--- Período 1 - - - Período 2 Anúncio de resultados

¹ O comunicado ao mercado divulgado em fato relevante pela Coelce em 06/08/2012 previa uma deliberação dos acionistas da Enersis para 20/12/2012, quando seriam discutidos a destinação do uso dos recursos provenientes do aumento de capital da Enersis. No comunicado, a Coelce comunicou que, segundo informado pela administração da Enersis uma eventual OPA da Coelce seria apenas uma das possibilidades da destinação dos recursos do aumento do capital da Enersis.

Cálculo do Capital Próprio

Resultado

Calculamos o valor do Capital Próprio da Coelce considerando a metodologia do Preço Médio Ponderado das Ações¹ de R\$ 41,61 por ação e R\$ 42,02 por ação:

	Período 1	Período 2
	01/10/2012 a 30/09/2013	14/01/2013 a 13/01/2014
Preço Médio Ponderado das Ações (R\$/ação) ²	41,61	42,02
Ações da Coelce (mil)	77.855	77.855
Capital Próprio da Coelce (R\$ mil)	3.239.240	3.271.090

¹ Compreendendo COCE3, COCE5 e COCE6.

² O período abaixo foi excluído de nossa análise:

- 25 a 29 de abril de 2013 – A exclusão de nossa análise ocorreu por se tratar do período limite em que o acionista detentor da ação terá direito a receber os dividendos.

Valor do Patrimônio Líquido

Valor do Patrimônio Líquido

Calculado com base nas informações financeiras trimestrais enviadas pela Empresa à CVM, relativas a 30/09/2013 e, para efeito de comparação, com base nas últimas demonstrações financeiras auditadas, relativas a 31/12/2012.

Esta metodologia atribui valor a ativos e passivos das Empresas de forma estática e com base em critérios contábeis.

O objetivo deste método não é apurar o valor de mercado da Empresa, pois não considera o valor de mercado de seus ativos e passivos, nem eventuais ativos intangíveis ou perspectivas de rentabilidade, tornando-o inadequado para definição do valor do Capital Próprio.

Em R\$ milhões	31/12/2012	30/09/2013
Ativo Total	3.560	3.506
Ativo Circulante	905	929
Ativo Não Circulante	2.655	2.578
Passivo Total	3.560	3.506
Passivo Circulante	793	849
Passivo Não Circulante	1.207	1.060
Patrimônio Líquido	1.560	1.598
Quantidade de Ações (mil)	77.855	77.855
Preço por ação (R\$)	20,04	20,52

Fonte: Relatório de Divulgação de Resultados da Coelce referente ao 3º ITR de 2013 e demonstrações financeiras auditadas de 30/06/2013.

Valor Econômico

Fluxo de Caixa Descontado

Fluxo de Caixa Descontado

Critérios de avaliação

- A data-base da avaliação é 30/09/2013;
- As projeções foram elaboradas em moeda corrente (Reais) e expressas em termos nominais, ou seja, incluindo os efeitos inflacionários da economia brasileira;
- As premissas de projeção representam a melhor estimativa da Administração para o período de tempo compreendido entre 01/10/2013 e 31/12/2023;
- O valor econômico do capital da Coelce foi calculado através do valor presente dos Fluxos de caixa livres projetados, descontados pela taxa ponderada de capital (WACC – *Weighted Averaged Cost of Capital*). Posteriormente ajustou o valor correspondente aos ativos e passivos não operacionais e se deduziu a dívida líquida registrada nas demonstrações financeiras da data-base.
- O valor residual foi estimado através de uma perpetuidade calculada com base no fluxo de caixa normalizado de 2023 e um crescimento nominal de 4,1%, equivalente à inflação projetada de longo prazo.
- Adotou-se a premissa de renovação do contrato de Concessão nº01/1998 assinado em 13/05/1998 com vigência até maio de 2028 (“Contrato de Concessão”), uma vez que a Administração entende que existe uma alta probabilidade de renovação por conta da eficiência operacional atingida na administração do sistema durante o período transcorrido.

Base da preparação das projeções

- As demonstrações financeiras da Empresa são preparadas com base no BRGAAP que engloba a utilização dos CPC’s, especialmente o ICPC 01 (norma que estabelece o tratamento contábil de concessões). Adicionalmente, a Empresa apresenta a ANEEL suas demonstrações financeiras em formato específico (“Formato regulatório”).
- As projeções preparadas pela Administração foram estruturadas utilizando o Formato regulatório, o qual não afeta o cálculo dos fluxos de caixa futuros, uma vez que a principal diferença entre ambos os dois padrões refere-se a contabilização do contrato de concessão e respectivos efeitos, não-caixa e de mesmo valor, na receita e custo.

Fluxo de Caixa Descontado

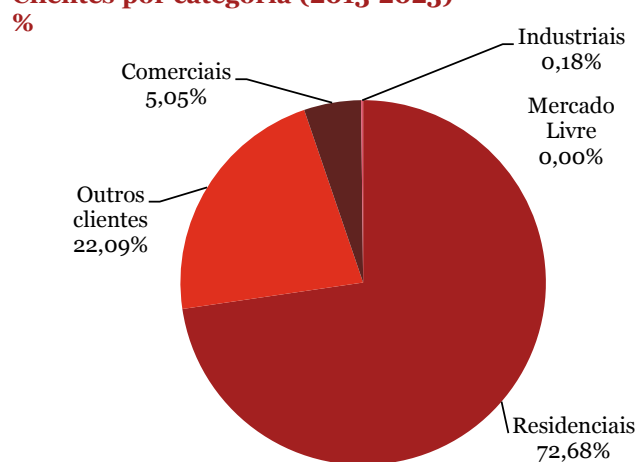
Demanda de energia

A demanda de energia da Empresa foi projetada pela Administração conforme se apresenta na tabela abaixo:

Em GWh	Histórico		Projetado										
	2011	2012	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mercado regulado	7.938	8.665	9.437	10.107	10.751	11.385	12.141	12.928	13.552	14.308	14.989	15.813	16.721
% crescimento		9,2%	8,9%	7,1%	6,4%	5,9%	6,6%	6,5%	4,8%	5,6%	4,8%	5,5%	5,7%
Cientes livres	989	1.153	1.340	1.383	1.411	1.439	1.468	1.497	1.527	1.557	1.589	1.620	1.653
% crescimento		16,6%	16,2%	3,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Total demanda de energia	8.927	9.818	10.777	11.490	12.161	12.824	13.609	14.425	15.079	15.866	16.578	17.434	18.374
% crescimento		10,0%	9,8%	6,6%	5,8%	5,4%	6,1%	6,0%	4,5%	5,2%	4,5%	5,2%	5,4%
Cientes (milhões)	3.224	3.338	3.510	3.649	3.788	3.928	4.067	4.206	4.345	4.485	4.624	4.763	4.903
% crescimento		3,5%	5,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%

¹Os valores de 2013 consideram os números realizados até o 3º Trimestre e as projeções da Administração para os últimos três meses do ano.

Cientes por categoria (2013-2023)



A demanda de energia apresentada anteriormente foi ajustada por um fator de perdas técnicas do sistema, determinado pela Empresa conforme a seguinte tabela:

% de perdas técnicas de energia eléctrica no sistema	Histórico		Projetado		
	2011	2012	2013*	2014	2015-2023
	11,92%	12,59%	12,68%	12,69%	12,70%

(*) 2013 considera informação atualizada até terceiro trimestre

Fluxo de Caixa Descontado

Tarifa projetada

A tarifa média utilizada na projeção foi calculada com base na metodologia estabelecida pela ANEEL e compreende os seguintes componentes:

Parcela A

Tem por objetivo cobrir os custos não gerenciáveis, os quais são transferidos integralmente para o consumidor final (*pass through*) e consideram os seguintes critérios:

- ✓ Compra de energia;
- ✓ Encargos regulatórios; e
- ✓ Custos de transmissão.

Parcela B

Tem por objetivo remunerar os custos gerenciáveis e está composta pelos seguintes critérios:

- ✓ Custos e despesas operacionais;
- ✓ Remuneração dos investimentos realizados;
- ✓ Ampliação da rede de distribuição; e
- ✓ Perdas de energia não atribuíveis à gestão da Empresa.

No decorrer da projeção, a Parcela B varia por conta das Revisões Tarifárias periódicas (quatrienais e anuais) solicitadas pela ANEEL.

A revisão da base de cálculo da tarifa é feita a cada quatro anos, entretanto, anualmente a tarifa é corrigida pela inflação e por ajustes relacionados aos índices de eficiência operacional estabelecidos pelo órgão regulador.

Fluxo de Caixa Descontado

Receita líquida

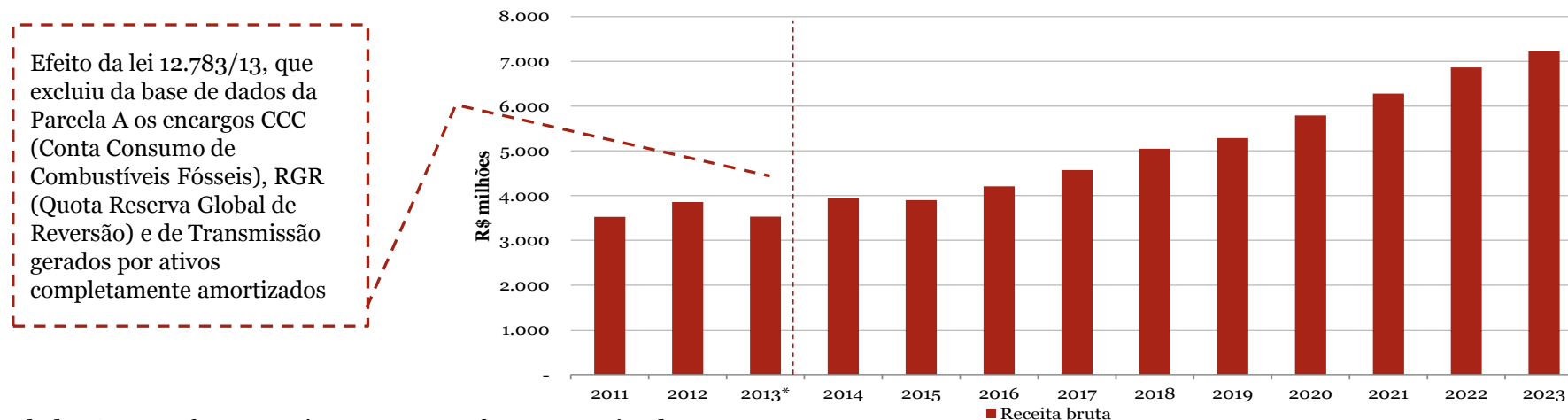
O quadro abaixo apresenta a projeção da receita líquida projetada pela Administração:

R\$ milhões	Histórico		Projetado										
	2011	2012	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Receitas por venda de energia elétrica	3.482	3.804	3.484	3.898	3.847	4.154	4.517	4.991	5.229	5.729	6.216	6.798	7.162
Outras receitas operacionais	41	54	45	47	49	51	53	56	58	60	63	65	68
Receita bruta²	3.523	3.858	3.529	3.946	3.897	4.206	4.570	5.047	5.287	5.789	6.279	6.863	7.230
Deduções sobre a receita ³	(890)	(962)	(886)	(1.013)	(1.000)	(1.080)	(1.174)	(1.298)	(1.360)	(1.489)	(1.616)	(1.768)	(1.862)
Receita líquida	2.633	2.897	2.643	2.932	2.896	3.126	3.396	3.749	3.927	4.299	4.663	5.096	5.368
crescimento % a.a.		10,0%	-8,8%	10,9%	-1,2%	7,9%	8,7%	10,4%	4,8%	9,5%	8,5%	9,3%	5,3%

¹ Os valores de 2013 consideram os números realizados até o 3º Trimestre e as projeções da Administração para os últimos três meses do ano.

² Não considera o efeito da receita operacional do IFRIC 12, de R\$ 171 milhões em 2011 e de R\$ 169 milhões em 2012. Caso fosse considerado este efeito, a receita bruta seria de R\$ 3.694 milhões em 2011 e de R\$ 4.027 milhões em 2012. O efeito do IFRIC 12 também não foi considerado no custo gerenciável, de forma que o impacto sobre o EBITDA histórico e projetado é nulo.

³ Corresponde a impostos sobre a receita bruta (ICMS, PIS e COFINS). Os encargos, como RGR, CCC, Programa de Eficiência Energética e P&D, encargos de capacidade, aquisição emergencial e outros foram considerados como Despesas e Custos.



As deduções se referem aos impostos que afetam a receita da empresa:

- PIS e COFINS: alíquota de 5% fixa ao longo da projeção
- ICMS: alíquota de 21% fixa ao longo da projeção

Fluxo de Caixa Descontado

Despesas e custos

As despesas e custos foram projetados pela Administração conforme apresentado no quadro abaixo. As principais premissas utilizadas no cálculo estão descritas a seguir:

Despesas e Custos (R\$ milhões) ¹	Histórico		Projetado										
	2011	2012	2013 ²	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Compras de energia	(1.163)	(1.406)	(1.519)	(1.643)	(1.747)	(1.895)	(2.068)	(2.314)	(2.542)	(2.813)	(3.079)	(3.397)	(3.757)
% crescimento		20,94%	8,00%	8,18%	6,31%	8,51%	9,09%	11,94%	9,82%	10,68%	9,45%	10,33%	10,59%
Encargos	(226)	(250)	(79)	(83)	(86)	(90)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(114)	(119)
% crescimento		10,84%	-68,37%	4,91%	4,06%	4,04%	4,08%	4,10%	4,07%	4,05%	4,06%	4,08%	4,10%
Custos de transmissão	(110)	(130)	(50)	(52)	(54)	(57)	(59)	(61)	(64)	(66)	(69)	(72)	(75)
% crescimento		17,80%	-61,53%	4,91%	4,06%	4,04%	4,08%	4,10%	4,07%	4,05%	4,06%	4,08%	4,10%
PMSO	(362)	(421)	(409)	(429)	(447)	(465)	(484)	(503)	(524)	(545)	(567)	(590)	(615)
% crescimento		16,44%	-2,91%	4,91%	4,06%	4,04%	4,08%	4,10%	4,07%	4,05%	4,06%	4,08%	4,10%
Incobráveis	(18)	(32)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(31)
% crescimento		76,14%	-36,36%	4,91%	4,06%	4,04%	4,08%	4,10%	4,07%	4,05%	4,06%	4,08%	4,10%
Total custos	(1.878)	(2.239)	(2.077)	(2.229)	(2.356)	(2.530)	(2.728)	(3.002)	(3.257)	(3.557)	(3.853)	(4.203)	(4.596)

¹ As Despesas e Custos não consideram os efeitos do IFRIC 12, conforme mencionado na nota 2 da página anterior.

² Os valores de 2013 consideram os números realizados até o 3º Trimestre e as projeções da Administração para os últimos três meses do ano.

- **Compra de energia** -> Pactuada com diferentes empresas geradoras através de contratos periódicos de curto, médio e longo prazo nas modalidades CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia elétrica em Ambiente Regulatório) e Bilateral.
- **Encargos** -> Considera os encargos regulatórios vigentes. Em janeiro 2013 o governo brasileiro, através da lei 12.783/13, retirou do cálculo o pagamento dos encargos CCC (Conta Consumo de Combustíveis Fósseis) e RGR (Quota Reserva Global de Reversão), o que justifica queda de 74,75% entre 2012 e 2013. Para os períodos posteriores efetuam-se apenas correções inflacionárias e não crescimentos reais.
- **Custos de transmissão** -> Refere-se aos encargos de uso da rede elétrica e do sistema. Para 2013 apresenta uma queda devido a aprovação da lei 12.783/13 mediante a qual se excluem da tarifa os encargos gerados pelos ativos de transmissão completamente amortizados. Não se planejam crescimentos reais durante a projeção além dos reajustes inflacionários.
- **PMSO** -> Corresponde aos custos e despesas operacionais que a Empresa incorre para administrar o sistema, tais como Salários, Materiais e Serviços, entre outros. Não se planejam crescimentos reais destes conceitos além das correções inflacionárias anuais.
- **Incobráveis** -> As provisões por contas incobráveis foram projetadas com base no dado realizado de 2013 corrigido anualmente pela inflação.

Fluxo de Caixa Descontado

EBITDA

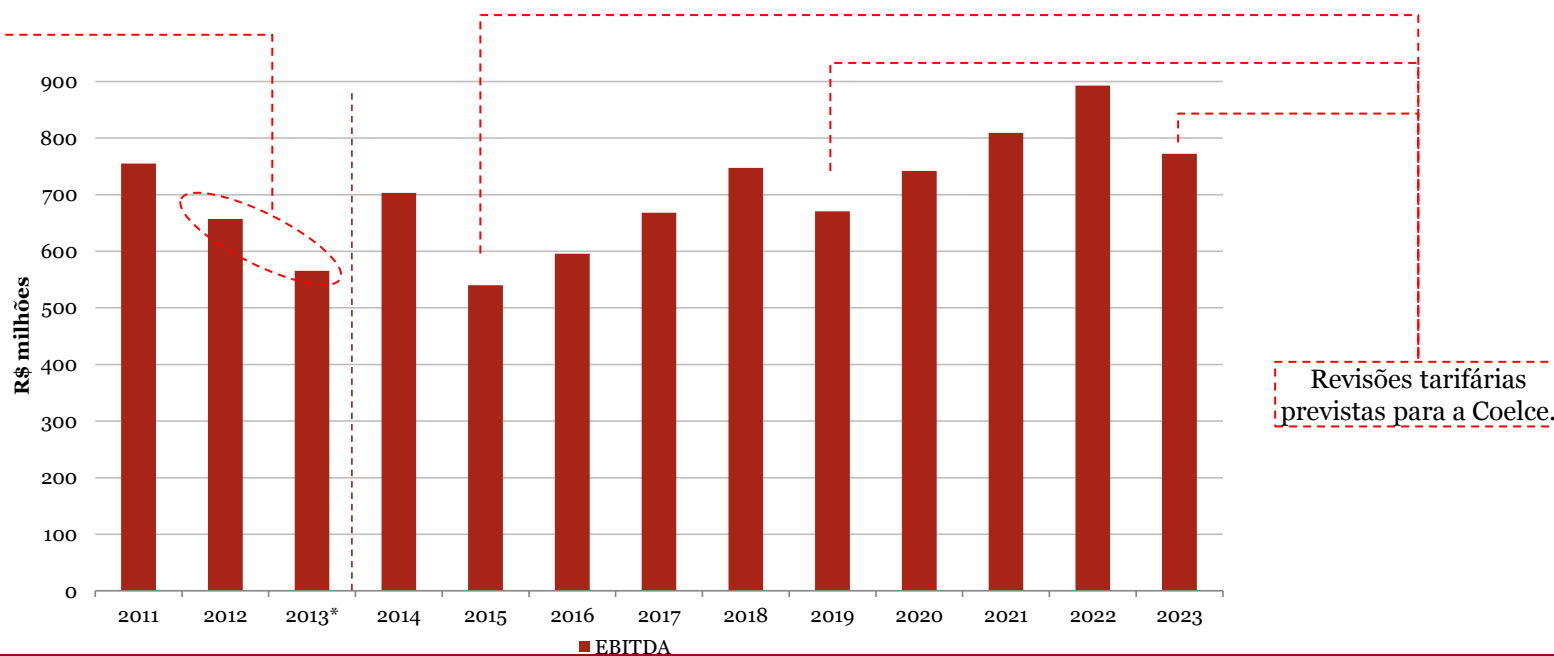
R\$ milhões	Histórico		Projetado										
	2011	2012	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Receita líquida	2.633	2.897	2.643	2.932	2.896	3.126	3.396	3.749	3.927	4.299	4.663	5.096	5.368
Custos e despesas	(1.878)	(2.239)	(2.077)	(2.229)	(2.356)	(2.530)	(2.728)	(3.002)	(3.257)	(3.557)	(3.853)	(4.203)	(4.596)
EBITDA	755	657	566	703	540	596	668	748	670	742	809	893	772
<i>margem %</i>	28,7%	22,7%	21,4%	24,0%	18,6%	19,1%	19,7%	19,9%	17,1%	17,3%	17,4%	17,5%	14,4%

¹Os valores de 2013 consideram os números realizados até o 3º Trimestre e as projeções da Administração para os últimos três meses do ano.

Os dados de 2011 e 2012 correspondem às demonstrações financeiras anuais publicadas pela Empresa.

A margem EBITDA segue um comportamento cíclico e está atrelada à realização das revisões tarifárias quinquenais. O processo de revisão tarifária se caracteriza pelo alinhamento da base de custos (componente fundamental da tarifa) aos indicadores de eficiência da Aneel, consequentemente em tais períodos abate-se com todos os ganhos de escala gerados pela Empresa durante os períodos precedentes a cada ciclo tarifário. O caso atípico se dá em 2011 quando a tarifa foi congelada por decisão do regulador; entretanto, ao longo da projeção se respeitam os ciclos regulamentares (2015, 2019 e 2023).

A queda na margem de 2012 e 2013, está relacionada ao reajuste dos ganhos de escala gerados em 2011, a aplicação da lei 12.783/13 e o encarecimento do custo de energia elétrica.



Fluxo de Caixa Descontado

Imobilizado, investimentos em ativo fixo (CAPEX) e depreciação

Evolução do imobilizado líquido

(R\$ milhões)	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Saldo inicial	2.384	2.452	2.661	2.817	2.970	3.172	3.284	3.349	3.410	3.465	3.524
CAPEX	98	337	295	301	362	283	244	248	251	263	274
Depreciação e amortizações	30	128	139	149	160	170	179	187	196	204	213
Saldo final	2.452	2.661	2.817	2.970	3.172	3.284	3.349	3.410	3.465	3.524	3.584
CAPEX sobre Receita Líquida	13,6%	11,5%	10,2%	9,6%	10,7%	7,5%	6,2%	5,8%	5,4%	5,2%	5,1%

¹O saldo inicial de 2013 corresponde a 30 de Setembro de 2013, vide página 63.

Fonte: Administração.

• Imobilizado líquido

A amortização e depreciação são calculadas de forma linear com base no período remanescente da concessão.

A taxa média de depreciação calculada pela Administração é de 5% ao ano sobre o ativo imobilizado original.

• CAPEX

Para o período projetado a Administração tem planejado novos investimentos focados principalmente nas seguintes categorias:

- ✓ Atividades de manutenção da demanda e ampliação da rede de serviço;
- ✓ Melhora do sistema para redução das perdas de energia;
- ✓ Segurança e adequações regulatórias.

O prazo médio de amortização para os novos investimentos é de aproximadamente 30 anos.

Fluxo de Caixa Descontado

Impostos e premissas macroeconômicas

Impostos

- As alíquotas de Imposto sobre a Renda e de CSLL utilizadas na avaliação foram de 25% e 9%, respectivamente.
- A Coelce goza de incentivos fiscais (benefício ADENE) com redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente às suas atividades de distribuição até o ano-base de 2016.
- A Coelce possui créditos tributários registrados com seu balanço patrimonial de 30 de setembro de 2013 referentes a diferenças temporárias entre o lucro apurado na atividade de distribuição de energia elétrica e o lucro reconhecido para fins de apuração. Estes créditos foram tratados, para fins de avaliação, como ativos não operacionais.

Premissas Macroeconômicas

- A premissa da Administração com relação a inflação brasileira apresenta-se na tabela abaixo:

Premissas macroeconômicas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inflação brasileira	7,95%	4,91%	4,06%	4,04%	4,08%	4,10%	4,07%	4,05%	4,06%	4,08%	4,10%

Fonte: Administração.

Fluxo de Caixa Descontado

Balanço Patrimonial de partida

Balanço Patrimonial na data-base de **30-set-13**
R\$ milhões

Ativos	Saldo contábil	Ajustes	Saldo ajustado
Caixa e aplicações	324	(324)	- (a)
Contas a receber	445	-	445
Cauções e Depósitos	60	-	60
Outras contas a receber	96	(9)	87 (b)
Estoques	3	-	3
Impostos a compensar	57	-	57
Ativo circulante	985	(333)	652
Outros ativos de longo prazo	138	(112)	25 (b)
Imobilizado e ativos da concessão	2.384	-	2.384
Ativo não circulante	2.522	(112)	2.409
Total do ativo	3.506	(445)	3.061

Ativos	Saldo contábil	Ajustes	Saldo ajustado
Fornecedores	187	-	187
Encargos	95	-	95
Empréstimos e financiamentos	174	(174)	- (a)
Partes relacionadas	81	(81)	- (c)
Salários e encargos	13	-	13
Impostos a pagar	76	-	76
Dividendos a pagar	215	(215)	- (e)
Outras contas a pagar	56	-	56
Passivo circulante	896	(470)	426
Empréstimos e financiamentos	753	(150)	602 (a)
Provisões	94	(94)	- (f)
Impostos diferidos passivos	25	(25)	-
Benefícios pos emprego	140	(140)	- (d)
Passivo não circulante	1.013	(410)	602
Patrimônio líquido	1.598	434	2.032
Total do passivo	3.506	(445)	3.061

Nos quadros a seguir estão apresentadas as composições da dívida líquida e do total dos ativos e passivos não operacionais:

(a) Dívida líquida	R\$ milhões
Divida financeira CP	147
Divida financeira LP	327
Debêntures	452
Caixa e aplicações	(324)
Dívida líquida	602

Ativos e passivos não operacionais	R\$ milhões
(b) Benefício fiscal - ágio incorporado	76
(b) Depósitos vinculados a Litígio	46
(c) Partes relacionadas	(81)
(d) Benefícios pos emprego	(140)
(d) Impostos diferidos	(25)
(e) Dividendos a pagar	(215)
(f) Provisões	(94)
Total	(434)

Fonte: demonstrações financeiras padronizadas da Coelce publicadas.

Fluxo de Caixa Descontado

Projeção das contas de capital de giro

Capital de Giro (R\$ milhões)	Histórico			Projetado										
	dez-11	dez-12	set-13	dez-13	dez-14	dez-15	dez-16	dez-17	dez-18	dez-19	dez-20	dez-21	dez-22	dez-23
Contas a receber	468	537	445	568	543	531	577	632	704	739	815	889	978	1.032
Cauções e Depósitos	75	55	60	59	64	68	74	80	90	99	109	120	132	146
Outras contas a receber	73	95	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Estoques	4	2	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
Impostos a compensar	172	198	57	9	36	52	62	71	68	62	58	55	55	57
Ativo circulante não-financeiro	791	886	652	726	733	742	804	874	953	991	1.073	1.155	1.257	1.327
Fornecedores	185	216	187	261	274	290	312	336	370	401	438	475	518	566
Encargos	85	88	95	41	30	31	33	34	35	37	38	40	42	43
Salários e encargos	25	33	13	33	32	33	35	36	38	39	41	43	44	46
Impostos a pagar	123	95	76	110	110	108	117	127	141	147	161	175	191	202
Outras contas a pagar	46	33	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Passivo circulante não-financeiro	464	467	426	501	502	519	552	589	639	680	734	788	850	913
Capital de Giro	328	420	225	225	231	223	252	285	314	311	339	368	407	415
Varição no Capital de Giro		(92)	195	1	(6)	8	(30)	(33)	(29)	4	(29)	(28)	(39)	(8)

Fonte: Administração.

As contas de capital de giro foram calculadas com base nas seguintes premissas definidas pela Administração:

- **Contas a receber**-> Dívida em dois componentes:
 - ✓ Contas a receber, projetadas com base nas vendas brutas de energia elétrica e um giro fixo de 58 dias.
 - ✓ Incobráveis: Projetadas com base nas perdas por incobráveis e um giro fixo de 1.418 dias.
- **Cauções e depósitos** -> Conta garantida para compra de energia elétrica que tem um giro fixo de 14 dias.
- **Estoques** -> Atrelada ao comportamento das despesas por materiais incluídas na categoria PMSO, tem um giro fixo de 3 dias.
- **Impostos a compensar** -> Créditos fiscais PIS/Cofins gerados pelas compras de imobilizado utilizados na compensação do pagamento do imposto de renda (IR/CS), 25% anual do saldo inicial.
- **Fornecedores**-> Atrelada ao custo de energia elétrica e um giro fixo de 44 dias.
- **Encargos** -> Atrelada ao custo de encargos e um giro fixo de 131 dias.
- **Salários** -> Atrelada ao comportamento das despesas por salários incluídas na categoria PMSO, tem um giro fixo de 27 dias.
- **Impostos a pagar** -> Atrelada aos impostos a pagar de PIS/Cofins, tem um giro fixo de 39 dias.

Fluxo de Caixa Descontado

Demonstração de Resultados e Fluxo de caixa

Demonstração de Resultados (R\$ milhões)	Histórico			Projetado										
	2011	2012	9M2013	3M2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Receita bruta	3.523	3.858	2.555	974	3.946	3.897	4.206	4.570	5.047	5.287	5.789	6.279	6.863	7.230
ICMS	(720)	(786)	(532)	(212)	(819)	(808)	(872)	(949)	(1.048)	(1.098)	(1.203)	(1.305)	(1.428)	(1.504)
PIS/COFINS	(170)	(176)	(99)	(43)	(195)	(192)	(208)	(226)	(250)	(261)	(286)	(311)	(340)	(358)
Receita líquida	2.633	2.897	1.924	719	2.932	2.896	3.126	3.396	3.749	3.927	4.299	4.663	5.096	5.368
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.498)	(1.786)	(1.229)	(418)	(1.778)	(1.887)	(2.042)	(2.220)	(2.473)	(2.707)	(2.985)	(3.258)	(3.583)	(3.950)
Custos e despesas gerenciáveis ¹	(380)	(454)	(318)	(112)	(451)	(469)	(488)	(508)	(529)	(550)	(573)	(596)	(620)	(645)
EBITDA	755	657	377	189	703	540	596	668	748	670	742	809	893	772
% sobre receita líquida	28,7%	22,7%	19,6%	26,3%	24,0%	18,6%	19,1%	19,7%	19,9%	17,1%	17,3%	17,4%	17,5%	14,4%
Depreciação	(134)	(115)	(107)	(30)	(128)	(139)	(149)	(160)	(170)	(179)	(187)	(196)	(204)	(213)
EBIT	621	543	269	159	575	401	447	508	577	491	555	614	689	559
Receitas financeiras	90	274	86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(134)	(216)	(128)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro antes dos impostos	577	601	228	159	575	401	447	508	577	491	555	614	689	559
Imposto de renda e contribuição social	(106)	(181)	(24)	(24)	(88)	(61)	(68)	(173)	(196)	(167)	(189)	(209)	(234)	(190)
Lucro líquido	471	420	204	135	487	340	379	336	381	324	366	405	455	369
% sobre receita líquida	17,9%	14,5%	10,6%	18,7%	16,6%	11,7%	12,1%	9,9%	10,2%	8,3%	8,5%	8,7%	8,9%	6,9%

¹ Considera o ajuste positivo de R\$ 53 milhões no período de 9M2013, em Custos e Despesas Gerenciáveis. Este ajuste tem como objetivo normalizar o EBITDA de 2013 e exclui o efeito do custo extraordinário de desativação de bens indicado nas demonstrações financeiras publicadas no 3º ITR de 2013 (no valor de R\$ 46 milhões), e às despesas com serviços contratados para a desativação dos mesmos, informados pela Administração (no valor de R\$ 7 milhões). Caso não fosse considerado este ajuste, o EBITDA 9M 2013 seria de R\$ 324 milhões.

Fluxo de caixa (R\$ milhões)	3M2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Lucro antes das despesas financeiras	159	575	401	447	508	577	491	555	614	689	559
Depreciação	30	128	139	149	160	170	179	187	196	204	213
EBITDA	189	703	540	596	668	748	670	742	809	893	772
I.R. e C.S. pagos	(24)	(88)	(61)	(68)	(173)	(196)	(167)	(189)	(209)	(234)	(190)
Varição do capital de giro não financeiro	1	(6)	8	(30)	(33)	(29)	4	(29)	(28)	(39)	(8)
CAPEX	(98)	(337)	(295)	(301)	(362)	(283)	(244)	(248)	(251)	(263)	(274)
Fluxo de caixa líquido	67	272	192	197	100	240	263	277	322	356	301

Fonte: Administração.

Fluxo de Caixa Descontado

Taxa de Desconto

As premissas utilizadas para o cálculo do WACC foram:

- **Data base para o cálculo e levantamento de informações:** 30 de setembro de 2013.
- **Rf (Taxa de retorno livre de risco – Risk free rate):** 3,07% - com base na média de dois anos do T-Bond de 30 anos (fonte: *Bloomberg*).
- **Risco país:** 1,94% - com base na média de dois anos índice EMBI.
- **Rm – Rf (Prêmio médio de risco de mercado – Market Risk Premium):** 6,70% (fonte: Ibbotson 2013– Projeção da expectativa de longo prazo baseado no histórico).
- **Beta desalavancado:** 0,42 - com base na média da amostra de empresas comparáveis (Coelce = 0,48; Eletropaulo = 0,42; Equatorial = 0,35).
- **Endividamento:** 55% (estrutura ótima proposta pela ANEEL para o setor de distribuição, fonte: nota técnica número 80/2012).
- **Taxa de imposto no Brasil (CSLL e IRPJ):** 15,3% até 2016 (período em que a Empresa possui benefício fiscal) e 34,0% para os períodos posteriores.
- **Inflação Brasil:** 4,51% média das projeções de inflação de 2013 a 2023 (fonte: Premissa da Administração).
- **Inflação U.S.:** 2,16% compatível com a inflação média do período de projeção (fonte: US Congressional Budget Office).
- **Custo da dívida:** média ponderada do custo de captação total da dívida de longo prazo

Parâmetro	Com benefício fiscal	Sem benefício fiscal
Risk Free - média de 2 anos, T-Bond 30 anos	3,07%	3,07%
Risco País - média 2 anos JP EMBI+BR	1,94%	1,94%
Market Premium	6,70%	6,70%
Beta desalavancado	0,42	0,42
% Dívida [D/(D+E)]	55,00%	55,00%
% Equity [E/(D+E)]	45,00%	45,00%
Impostos Brasil (IRPJ + CSLL)	15,25 %	34,0%
Beta alavancado	0,85	0,75
Inflação Brasil	4,51%	4,51%
Inflação EUA	2,16%	2,16%
Custo do Capital Próprio em R\$ nominal	13,07%	12,43%
Custo da Dívida em R\$ nominal	9,97%	9,97%
Custo da Dívida em R\$ nominal (líquido de impostos)	8,45%	6,58%
WACC em R\$ correntes	10,53%	9,21%

Fluxo de Caixa Descontado

Resultado

Calculamos o intervalo do valor do Capital Próprio da Coelce considerando a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado de R\$ 40,19 / ação e R\$ 44,25 / ação, cujo ponto médio é de R\$ 42,22 / ação.

Em R\$ milhões	Base	Sensibilidade
Valor presente dos fluxos de caixa até 2023	1.636	1.930
Valor presente da perpetuidade	2.529	2.552
Sub-total	4.166	4.482
(+) Ativos e passivos não operacionais	(434)	(434)
Valor da Empresa	3.731	4.048
Dívida líquida inicial	(602)	(602)
Valor do Capital Próprio da Coelce	3.129	3.445
Quantidade de ações (mil)	77.855	77.855
Preço por ação (R\$)	40,19	44,25

Note-se

Base: Considera o benefício fiscal até 2016

Sensibilidade: Considera benefício fiscal durante toda a projeção

Múltiplos

Múltiplos de Mercado

A avaliação por Múltiplos consiste em estimar o valor de uma empresa em função das relações entre valor de mercado e indicadores financeiros ou operacionais de empresas comparáveis à analisada. O valor de mercado das empresas comparáveis é obtido através de cotação em mercado de ações. Este valor é então dividido por um indicador de referência (usualmente EBITDA, receita líquida ou outros), gerando um múltiplo que pode ser adotado para a empresa a ser avaliada. A abordagem por múltiplos baseia-se na ideia de que ativos semelhantes devem ter rentabilidade futura semelhantes, e podem ser avaliados / precificados de forma relativa.

Ressalvamos que a comparação direta de múltiplos de avaliação deve ser feita com cautela, pois as amostras de empresas normalmente utilizadas como comparáveis são constituídas de empresas que podem apresentar diferenças de porte, contexto operacional / econômico e diversificação de atividades, além de atuação em diferentes geografias com diferente nível de risco país.

Dada a grande similaridade entre a Coelce e as demais empresas comparáveis, acreditamos que aplicação de múltiplos para definição do valor do Capital Próprio é uma das metodologias adequadas para este caso.

Foi considerado o múltiplo de EV / EBITDA de mercado para a data-base de 30/09/13. Analisamos os múltiplos da Eletropaulo, Equatorial e da própria Coelce, empresas essencialmente distribuidoras e cujas ações têm liquidez no mercado.

Outras empresas cujas ações são negociadas em bolsa e que atuam no mercado brasileiro de energia foram descartadas de nossas análises por não serem consideradas comparáveis. Estas foram descartadas por (i) suas ações não apresentarem bons índices de liquidez, ou (ii) estas empresas apresentarem um portfólio mais amplo do que a Coelce, ou seja, por atuarem também na geração ou transmissão de energia.

Os valores médios obtidos das três empresas comparáveis foram aplicados para a Coelce. Em nossas análises, consideramos o EBITDA contábeis e o EBITDA ajustado¹, ambos publicados nos informes de resultados trimestrais das respectivas empresas.

Em razão dos intervalos de valor por ação da Coelce resultantes no método dos Múltiplos de Mercado terem superado o limite permitido pela Instrução CVM 361 (de 10% do maior valor de avaliação), um novo intervalo foi calculado em 6,75x a 7,25x

Informações contábeis

Múltiplos	dez/12	mar/13	jun/13	set/13
Coelce	6,4 x	8,0 x	7,1 x	8,4 x
Equatorial	8,8 x	11,1 x	12,0 x	8,9 x
Eletropaulo	7,3 x	8,0 x	3,6 x	5,3 x
Média	7,5 x	9,0 x	7,6 x	7,5 x

Informações contábeis ajustadas¹

Múltiplos	dez/12	mar/13	jun/13	set/13	Projetado ²	
					dez/13	dez/14
Coelce	6,4 x	8,0 x	7,1 x	7,6 x	6,6 x	5,2 x
Equatorial	10,0 x	9,6 x	8,3 x	7,9 x	11,8 x	9,9 x
Eletropaulo	5,9 x	4,5 x	2,5 x	3,1 x	3,5 x	5,0 x
Média	7,5 x	7,4 x	6,0 x	6,2 x	7,3 x	6,7 x

Múltiplos calculados para cada data com base no EBITDA dos últimos 12 meses.

¹ Calculado com o EBITDA ajustado informado pelas empresas comparáveis. A Coelce divulgou ajustes no EBITDA somente no 3º ITR de 2013.

² Os múltiplos de dez/13 e dez/14 da foram calculados com base na projeção de EBITDA da Administração (apresentada na metodologia de FCD). No caso da Equatorial e da Eletropaulo foi utilizada a projeção de EBITDA do consenso dos analistas (Fonte: *Bloomberg*).

Múltiplos de Mercado

Com base nos Múltiplos de Mercado resultantes de nossas análises, consideramos o intervalo de 6,75 x a 7,25 x (EV/ EBITDA) para o cálculo do Capital Próprio da Coelce:

Valores em R\$ mil	EV / EBITDA	
	6,75 x	7,25 x
Base de cálculo (EBITDA) ¹	565.700	565.700
Enterprise Value da Coelce (R\$ mil)	3.818.478	4.101.328
(-) Dívida líquida em 31 de setembro de 2013	(602.458)	(602.458)
Capital Próprio da Coelce (R\$ mil)	3.216.020	3.498.870
Ações da Coelce (mil)	77.855	77.855
Preço por ação (R\$)	41,31	44,94

¹ EBITDA de 2013 projetado, considerando o resultado realizado até Setembro de 2013.

O intervalo resultante foi de R\$ 41,31 a R\$ 44,94 por ação.

Anexos

Glossário de termos e abreviações

Glossário de termos e abreviações

Termo	Definição
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN	Banco Central do Brasil
BD	Benefício Definido
BES	Banco Espírito Santo
Beta	Coefficiente que quantifica o risco não diversificável a que um ativo está sujeito. O índice é determinado por meio de uma regressão linear entre a série de variações no preço do ativo e a série de variações no preço da carteira de mercado.
Bloomberg	Serviço especializado de informações financeiras
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BM&FBOVESPA	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
Capex	Termo em inglês para gastos em bens de capital (Capital Expenditure)
CAPM	Sigla em inglês para modelo de precificação de ativos financeiros
CCC	Conta Consumo de Combustível
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD	Contribuição Definida
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Taxa média praticada pelas instituições financeiras nas operações com Certificados de Depósitos Interfinanceiros
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
Coelce	Companhia Energética do Ceará
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CPL	Consumidores Potencialmente Livres

Glossário de termos e abreviações

Termo	Definição
CSL	Contribuição Sobre o Lucro Líquido
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CVM	Comissão de Valores Mobiliárias
Due diligence	Termo em inglês que designa um procedimento de análise através do qual um comprador tem como se certificar da veracidade e segurança da informação obtida durante a fase de negociação
EBITDA	Sigla em inglês para lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização – LAJIDA.
EDP	Energias de Portugal S.A
Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A.
Encargos Sociais	Referem-se ao INSS e FGTS sobre folha de pagamento
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Equatorial	Equatorial Energia S.A.
ESS	Encargo do Serviço do Sistema
ETEO	Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda
EV	Sigla em inglês para Valor da Empresa (Enterprise Value)
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FNDCT	Fundo Nacional de desenvolvimento Científico e Tecnológico
Free Float	Termo em inglês para livre flutuação
FGV	Fundação Getúlio Vargas
Gigawatt ou GW	Unidade equivalente a um bilhão de Watts
Gigawatt-hora ou GWh	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de Watts-hora
Holding	Companhia Controladora, Sociedade de Participação
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ICPCo1	Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IFRIC	International Financial Reporting Standards Committee
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre produto industrializado

Glossário de termos e abreviações

Termo	Definição
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
ITR	Informações Trimestrais
ISS	Imposto sobre Serviços
Kd	Custo da Dívida
Ke	Custo do Capital Próprio
Kilowatt ou kW	Unidade equivalente a mil Watts
Kilowatt-hora ou kWh	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora.
LALUR	Livro de Apuração do Lucro Real
Lafis	Serviço de análises setoriais e informações do mercado financeiro
MCS D	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
Megawatt ou MW	Unidade equivalente a um milhão de Watts.
Megawatt-hora ou MWh	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora.
MME	Ministério de Minas e Energia
NA	Não aplicável
Network	Rede
NI	Não informado
ON	Ação Ordinária
OPA	Oferta Pública de Aquisição de Ações
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PEE	Programas de Eficientização Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PL	Patrimônio Líquido
PN	Ação Preferencial
PPP	Parceria Público Privada
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

Glossário de termos e abreviações

Termo	Definição
Project Finance	Financiamento de projeto
RAP	Receita Anual Permitida
Reais ou R\$	Moeda Local (Real)
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RGR	Reserva Global de Reversão
Risk free rate	Taxa livre de risco
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SELIC	Taxa de juros fixada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil, mediante cálculo da taxa média ponderada dos juros praticados pelas instituições financeiras
SG&A	Sigla em inglês para despesas com serviços, gerais e administrativas
SIN	Sistema Interligado Nacional
Size premium	Prêmio por tamanho da empresa
Stakeholders	Depositários
TFSEE	Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica
VNR	Valor Novo de Reposição
WACC	Sigla em inglês para Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost Of Capital)
Watt	A unidade básica de potência de energia elétrica

Limitações de responsabilidade

Limitações de responsabilidade

Limitações de responsabilidade

Uma avaliação é apenas um dos fatores a serem considerados para se chegar ao valor de uma empresa, determinável basicamente por meio de negociação de livre iniciativa entre as partes interessadas, em um mercado livre e aberto, onde nenhuma das partes tenha motivos especiais para comprar ou para vender e ambas tenham bom conhecimento dos fatos relevantes. Nossa avaliação não levou em consideração eventuais sinergias, motivos estratégicos, economias de escala, ou outros benefícios que eventuais investidores poderiam ter ou perder no caso de troca de participações societárias da Empresa.

Ao elaborarmos a avaliação, utilizamos informações e dados históricos e projetados fornecidos por escrito ou verbalmente pela Administração ou obtidos das fontes mencionadas. O valor dos investimentos considerados nas projeções não foi analisado nem discutido por ou com técnicos independentes especialistas na questão, sendo, portanto baseado exclusivamente nas estimativas da Administração. Adicionalmente, como toda previsão é subjetiva e depende de julgamentos individuais, estando sujeita a incertezas, não apresentamos as previsões como resultados específicos a serem atingidos. Portanto, não estamos em condições de emitir e não emitiremos parecer sobre os dados históricos, projeções e demais informações contidas em nosso Laudo.

Nosso trabalho de avaliação do Capital Próprio da Empresa não levou em consideração quaisquer tipos de contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas na posição patrimonial da data-base do trabalho. Consequentemente, nossas conclusões não consideraram o seu efeito, se houver, sobre os resultados futuros e sobre o valor de avaliação do Capital Próprio da Empresa.

Adicionalmente, não realizamos qualquer trabalho de verificação ou auditoria das demonstrações financeiras da Empresa e, portanto, de seu patrimônio líquido contábil, que é auditado por terceiros. Nosso trabalho foi desenvolvido visando aos objetivos já descritos no Sumário Executivo. Portanto, não deverá ser utilizado para outras finalidades que não a citada.

Quaisquer laudos em forma de minuta ou apresentações preliminares de nosso trabalho serão emitidos unicamente para discussão entre a Administração e a PwC. Portanto, deverão ser utilizados apenas para esta finalidade e não devem ser considerados como documentos finais, pois podem sofrer alterações significativas. As conclusões válidas de nossos trabalhos serão expressas unicamente em nosso Laudo final assinado.

Na eventualidade de tomarmos conhecimento, a qualquer tempo, de fatos ou informações que não nos tenham sido fornecidos antes da emissão dos nossos relatórios finais, reservamo-nos o direito de rever os cálculos e os valores.

Não nos responsabilizamos pela atualização de nossos relatórios em função de eventos ou circunstâncias ocorridas após a data de emissão dos mesmos.

Não assumimos qualquer responsabilidade por perdas ocasionadas à Enersis, à Coelce, empresas a elas ligadas, a seus acionistas, diretores ou a outras partes, como consequência da nossa utilização dos dados e informações fornecidas pela Empresa ou pela Administração, ou obtidas de outras fontes, assim como da utilização de nossos relatórios de forma contrária ou sem observância das ressalvas dos parágrafos anteriores.

Limitações de responsabilidade (cont.)

Limitações de responsabilidade (cont.)

Este Laudo não constitui um julgamento, opinião ou recomendação à Administração, aos acionistas da Empresa ou a qualquer terceiro quanto à conveniência e oportunidade, ou quanto à decisão da realização da operação descrita no Sumário Executivo, bem como não se destina a embasar qualquer decisão de investimento ou desinvestimento.

Em nenhuma circunstância a PwC, seus sócios, prepostos e funcionários serão responsáveis por indenizar qualquer parte direta ou indiretamente prejudicada pelos serviços por nós prestados.



O termo “PwC” refere-se à rede (network) de firmas membro da PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ou, conforme o contexto determina, a cada uma das firmas membro participantes da rede da PwC. Cada firma membro da rede constitui uma pessoa jurídica separada e independente e que não atua como agente da PwCIL nem de qualquer outra firma membro. A PwCIL não presta serviços a clientes. A PwCIL não é responsável ou se obriga pelos atos ou omissões de qualquer de suas firmas membro, tampouco controla o julgamento profissional das referidas firmas ou pode obrigá-las de qualquer forma. Nenhuma firma membro é responsável pelos atos ou omissões de outra firma membro, nem controla o julgamento profissional de outra firma membro ou da PwCIL, nem pode obrigá-las de qualquer forma.