

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T14

05 de maio de 2014

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Relações com Investidores

Hugo Nascimento
Responsável por Relações com Investidores
55 21 2613-7773

Ana Cristina | 55 21 2613-7192
João Viégas | 55 21 2613-7065

www.coelce.com.br/ri.html | investor@coelce.com.br

coelce

uma empresa **endesa** brasil

Coelce é uma companhia do **Grupo Enel**.

Enel é uma das maiores empresas de energia do Mundo.

O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 61 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.



Fortaleza, 5 de maio de 2014 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita, em 2009, 2010, 2011 e 2012, a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,9 milhões de habitantes, divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2014 (1T14). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

COELCE REGISTRA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 65 MILHÕES NO 1T14

Receita Líquida apresenta evolução de 7,2% em relação ao 1T13

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T14 com um total de **3.530.903 consumidores**, o que representa um crescimento de **5,0%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.774 GWh*** no 1T14, um incremento de **6,3%** em relação ao volume registrado no 1T13, de 2.609 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 1T14 em **9,65 horas*** e **5,10 vezes***, representando incrementos de **19,3%** e **8,3%**, respectivamente, em relação ao 1T13. A trajetória dos indicadores de qualidade foi impactada por eventos fortuitos, como o "apagão" que atingiu o Nordeste do país no dia 28 de agosto de 2013.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 1T14, os valores de **2.296*** e **0,79 ***, representando avanços de **12,5%** e **1,3%**, ambos em relação ao 1T13.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 1T14 foi de **R\$ 931 milhões**, um incremento de **4,1%** em relação ao 1T13, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 895 milhões.

O **EBITDA**, no 1T14, alcançou o montante de **R\$ 77 milhões***, uma redução de **40,1%*** em relação ao 1T13, de **R\$ 128 milhões***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T14 em **10,85%***, percentual inferior em **8,57 p.p.** comparado ao 1T13.

No 1T14, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 65 milhões**, **3,2%** superior ao 1T13, refletindo uma Margem Líquida de **9,14%**.

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.043.336.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02. Desta maneira, até o dia 31 de março de 2014, a Enersis S.A. adquiriu 2.981.903 Ações Ordinárias.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 16 de abril de 2014, foi deliberada a distribuição de R\$ 76.829.017,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 80%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$ 0,986818084 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2014 (até 31 de março), de **R\$ 39,79**. Esta deliberação representa um **dividend yield de 2,48%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2014.

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.774	2.609	6,3%	2.843	-2,4%
Receita Bruta (R\$ mil)	931.223	894.664	4,1%	1.009.203	-7,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	707.334	659.906	7,2%	784.115	-9,8%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	76.714	128.165	-40,1%	78.244	-2,0%
Margem EBITDA (%)*	10,85%	19,42%	-8,57 p.p	9,98%	0,87 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	41.122	99.509	-58,7%	32.613	26,1%
Margem EBIT (%)*	5,81%	15,08%	-9,27 p.p	4,16%	1,65 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	64.646	62.642	3,2%	5.951	>100,0%
Margem Líquida (%)	9,14%	9,49%	-0,35 p.p	0,76%	8,38 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	54.886	47.718	15,0%	101.553	-46,0%
DEC (12 meses)*	9,65	8,09	19,3%	9,12	5,8%
FEC (12 meses)*	5,10	4,71	8,3%	5,12	-0,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,33%	100,25%	-1,92 p.p	100,74%	-2,41 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,43%	12,66%	-0,23 p.p	12,48%	-0,05 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.530.903	3.361.179	5,0%	3.500.155	0,9%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.208	1.279	-5,6%	1.234	-2,1%
MWh/Colaborador*	2.296	2.040	12,5%	2.303	-0,3%
MWh/Consumidor*	0,79	0,78	1,3%	0,81	-2,5%
PMSO (4)/Consumidor*	30,56	33,06	-6,1%	38,36	-18,4%
Consumidor/Colaborador*	2,923	2,628	11,2%	2,836	3,1%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,5 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,9 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T14	1T13	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.914.491	8.805.759	1,2%
Consumidores (Unid.)	3.530.903	3.361.179	5,0%
Linhas de Distribuição (Km)	131.539	130.805	0,6%
Linhas de Transmissão (Km)	4.875	4.677	4,2%
Subestações (Unid.)	106	106	-
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.898	10.078	8,1%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,70%	4,62%	0,08 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,32%	2,23%	0,09 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



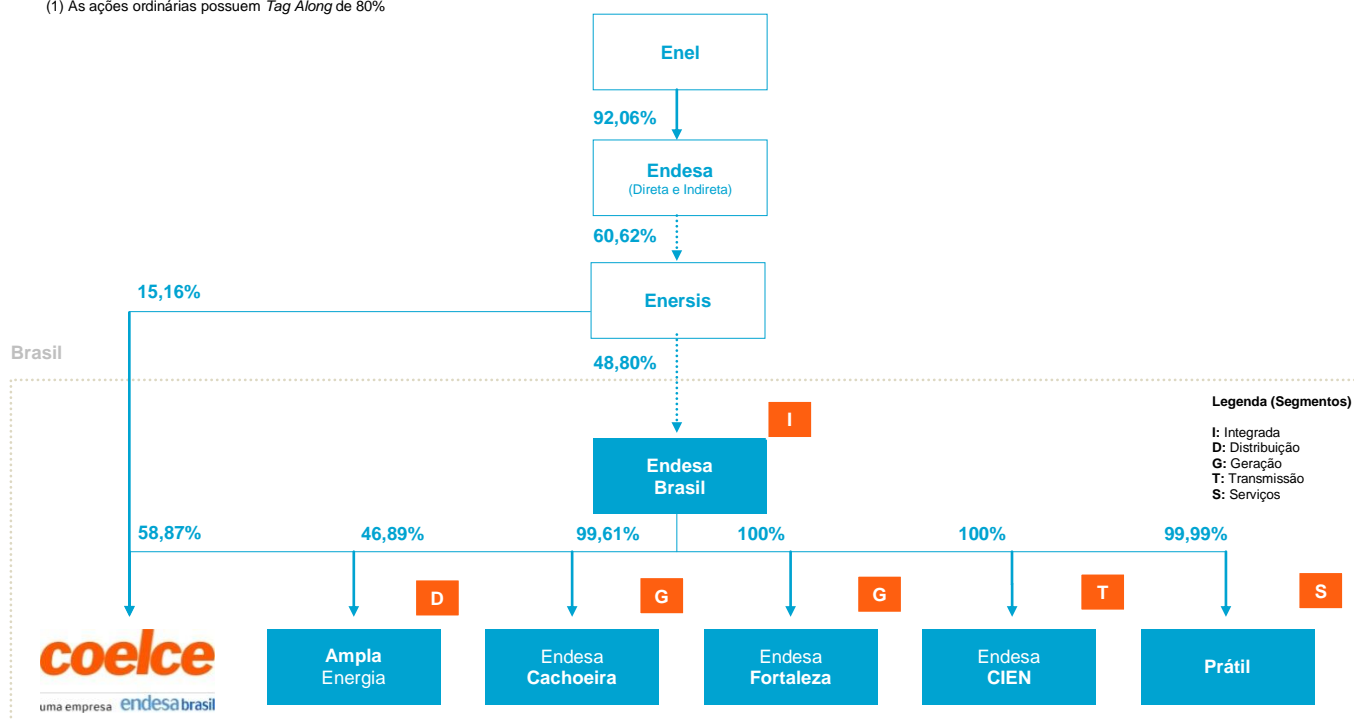
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, que detém, diretamente, 58,9% do capital total e 91,7% do capital votante da Coelce, e também é controlada direta e indiretamente, pela Enersis, que detém, diretamente, 15,2% do capital total e 6,2% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2014)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.043.336	97,9%	10.588.006	424	10.588.430	35,5%	57.631.766	74,1%
Endesa Brasil	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	2.981.903	6,2%	8.818.006	424	8.818.430	29,6%	11.800.333	15,2%
Não Controladores	1.024.601	2,1%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,5%	20.223.533	25,9%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.727.645	-	3.727.645	12,5%	4.647.048	6,0%
Fundos e Clubes de Investimentos	4.510	0,0%	5.666.445	-	5.666.445	19,0%	5.670.955	7,3%
Pessoas Físicas	66.146	0,1%	3.518.713	377	3.519.090	11,9%	3.585.236	4,6%
Outros	34.542	0,1%	784.135	2.720	786.855	2,6%	821.397	0,9%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

(1) As ações ordinárias possuem Tag Along de 80%



3 **DESEMPENHO OPERACIONAL**

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

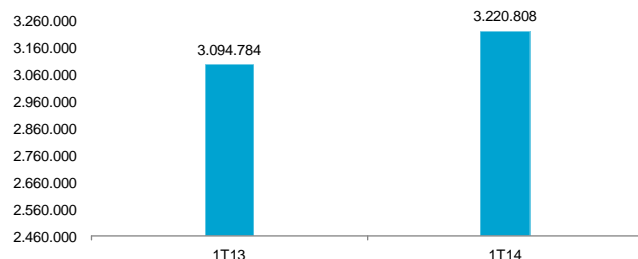
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.220.738	3.094.725	4,1%	3.188.198	1,0%
Residencial - Convencional	1.314.395	1.228.128	7,0%	1.281.040	2,6%
Residencial - Baixa Renda	1.220.437	1.221.686	-0,1%	1.235.736	-1,2%
Industrial	6.019	5.869	2,6%	6.001	0,3%
Comercial	174.356	168.705	3,3%	173.329	0,6%
Rural	461.326	427.661	7,9%	448.233	2,9%
Setor Público	44.205	42.676	3,6%	43.859	0,8%
Clientes Livres	68	57	19,3%	68	-
Industrial	36	35	2,9%	36	-
Comercial	32	22	45,5%	32	-
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.220.808	3.094.784	4,1%	3.188.268	1,0%
Consumo Próprio	379	378	0,3%	379	-
Consumidores Ativos sem Fornecimento	309.716	266.017	16,4%	311.508	-0,6%
Total - Número de Consumidores	3.530.903	3.361.179	5,0%	3.500.155	0,9%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

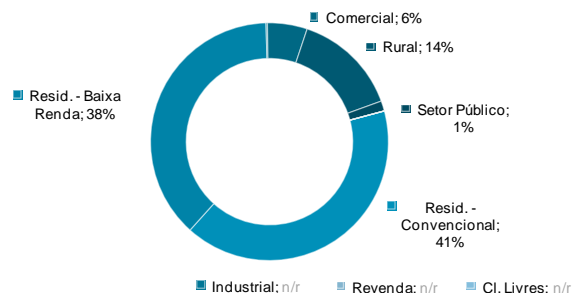
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 1T13 - 1T14



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em mar/14



A Coelce encerrou o 1T14 com 3.530.903 unidades consumidoras* ("consumidores"), 5,0% superior ao número de consumidores registrado ao final do 1T13. Esse crescimento representa um acréscimo de 169.724 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial convencional e rural, com mais 86.267 e 33.665 novos consumidores*, respectivamente.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo elevado crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram, o montante de R\$ 148 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T14 com 3.220.808 consumidores*, um incremento de 4,1% em relação ao 1T13. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou o 1T14 com 68 clientes livres*, um acréscimo de 11 novos clientes*, que representa um incremento de 19,3% em relação ao número registrado no fechamento do 1T13.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.465	2.290	7,6%	2.508	-1,7%
Clientes Livres	309	319	-3,1%	335	-7,8%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.774	2.609	6,3%	2.843	-2,4%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

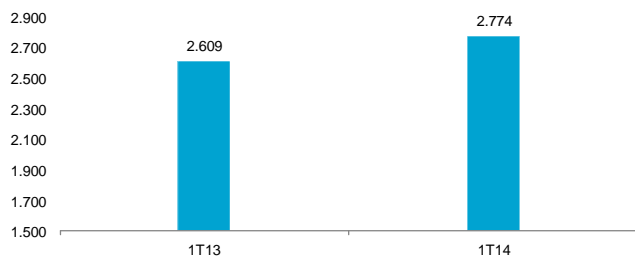
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T14 foi de 2.774 GWh*, o que representa um incremento de 6,3% (+165 GWh) em relação ao 1T13, cujo volume foi de 2.609 GWh*. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 7,6% (+175 GWh) no 1T14 em relação ao 1T13 (2.465 GWh* vs. 2.290 GWh*), e (ii) um menor volume de energia transportada para os

* Valores não auditados pelos auditores independentes

clientes livres, cujo montante, no 1T14, de 309 GWh*, foi 3,1% inferior ao registrado no 1T13, de 319 GWh* (-10 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

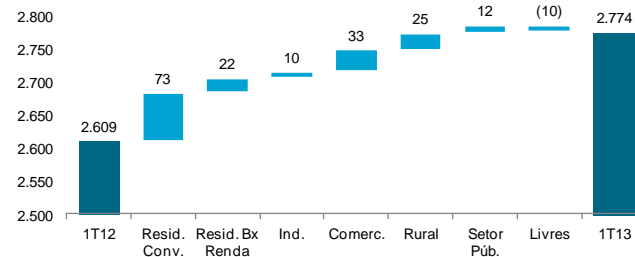
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 1T13 - 1T14



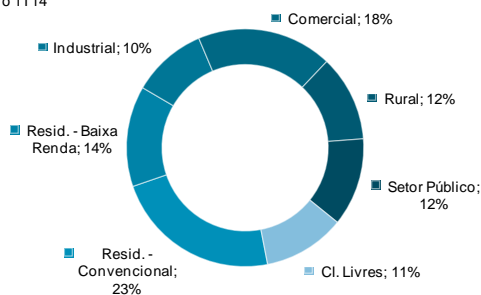
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 1T13 - 1T14



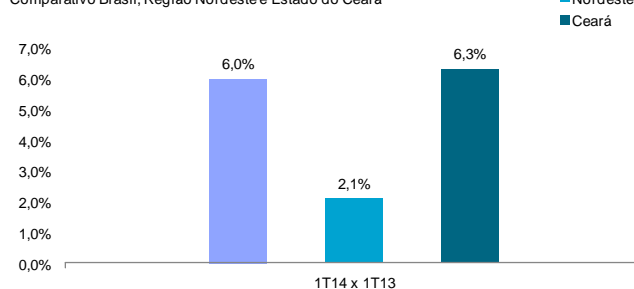
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 1T14



Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Residencial - Convencional	632	559	13,1%	597	5,9%
Residencial - Baixa Renda	380	358	6,1%	373	1,9%
Industrial	283	273	3,7%	317	-10,7%
Comercial	512	479	6,9%	517	-1,0%
Rural	325	300	8,3%	352	-7,7%
Setor Público	333	321	3,7%	352	-5,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.465	2.290	7,6%	2.508	-1,7%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 7,6% no 1T14 quando comparado ao 1T13. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 4,1%, que adicionou mais 126.013 novos consumidores* à base comercial cativa da Companhia, e o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 3,4% (conforme quadro abaixo).

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Residencial - Convencional	481	455	5,7%	466	3,2%
Residencial - Baixa Renda	311	293	6,1%	302	3,0%
Industrial	47.018	46.516	1,1%	52.825	-11,0%
Comercial	2.937	2.839	3,5%	2.983	-1,5%
Rural	704	701	0,4%	785	-10,3%
Setor Público	7.533	7.522	0,1%	8.026	-6,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	765	740	3,4%	787	-2,8%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

A venda de energia per capita no mercado cativo no 1T14 foi de 765* KWh/consumidor, representando um incremento de 3,4% em relação à observada no 1T13. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: quando analisada em conjunto, apresentam uma evolução na venda de energia per capita de 6,7%, a qual se atribui, principalmente, ao aumento da renda da população e maior acesso a bens eletrodomésticos.

(ii) comercial: o incremento observado de 3,5% reflete, basicamente, o aumento da atividade comercial no ceará.

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Industrial	285	303	-5,9%	311	-8,4%
Comercial	24	16	50,0%	24	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	309	319	-3,1%	335	-7,8%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T14 foi de 309 GWh*, o que representa uma redução de 3,1% (-10 GWh) em relação ao 1T13, refletindo: (i) uma redução de 18,8% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 19,3%* do número de clientes livres de 57*, no 4T12, para 68*, no 1T14 (mais 11 novos clientes, sendo 1 industrial e 10 comerciais *).

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (KWH/CONS.)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Industrial	7.917	8.657	-8,5%	8.639	-8,4%
Comercial	750	727	3,2%	750	-
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.544	5.596	-18,8%	4.926	-7,8%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 18,8%* no 1T14 em relação ao 1T13 é atribuída, principalmente, ao representativo incremento do preço no mercado de curto prazo de energia (mercado spot), como resultado do aumento do despacho térmico ocasionado pelo baixo nível dos reservatórios.

Balanço Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	1.863	1.813	2,8%	1.910	-2,5%
Energia requerida (GWh)	3.071	2.959	3,8%	3.252	-5,6%
Energia distribuída (GWh)	2.763	2.600	6,3%	2.834	-2,5%
Residencial - Convencional	620	563	10,1%	593	4,6%
Residencial - Baixa Renda	378	354	6,8%	370	2,2%
Industrial	283	270	4,8%	315	-10,2%
Comercial	510	476	7,1%	516	-1,2%
Rural	318	290	9,7%	347	-8,4%
Setor Público	332	321	3,4%	351	-5,4%
Clientes Livres	317	319	-0,6%	335	-5,4%
Revenda	2	4	-50,0%	3	-33,3%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	308	359	-14,2%	418	-26,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	10,03%	12,13%	-2,10 p.p	12,85%	-2,82 p.p

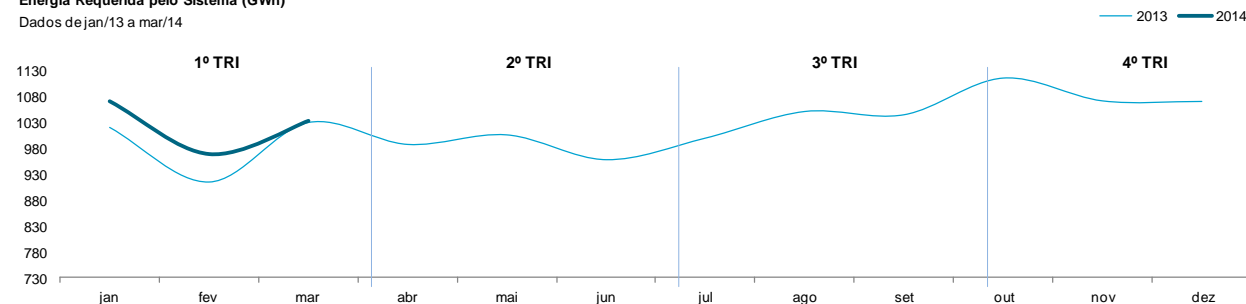
(1) Variação entre 1T14 e 4T13

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T14 foi de 3.071 GWh*, um percentual 3,8% superior ao registrado no 1T13 (2.959 GWh*). Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 6,3% (2.763 GWh* versus 2.600 GWh*).

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/13 a mar/14



Compra de Energia

* Valores não auditados pelos auditores independentes

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	664	663	0,2%	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	303	330	-8,2%	364	-16,8%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	384	387	-0,8%	422	-9,0%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	87	129	-32,6%	154	-43,5%
Eletronorte	133	89	49,4%	100	33,0%
COPEL	40	59	-32,2%	65	-38,5%
CEMIG	35	106	-67,0%	120	-70,8%
PROINFA	53	52	1,9%	63	-15,9%
Outros	878	751	16,9%	846	3,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.577	2.566	0,4%	2.812	-8,4%
Liquidação na CCEE	247	101	>100,0%	166	48,8%
Total - Compra de Energia	2.824	2.667	5,9%	2.978	-5,2%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworts	12	11	9,1%	17	-29,4%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.836	2.678	5,9%	2.995	-5,3%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

Os contratos de compra de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE totalizaram, no 1T14, o montante de 2.836 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um acréscimo de 5,9% (+158 GWh) em relação ao 1T13, que foi de 2.678 GWh*, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Totais - Inputs	2.824	2.667	5,9%	2.978	-5,2%
Compra de Energia	2.824	2.667	5,9%	2.978	-5,2%
Contratos	2.577	2.566	0,4%	2.812	-8,4%
CGTF	664	663	0,2%	678	-2,1%
FURNAS	303	330	-8,2%	364	-16,8%
CHESF	384	387	-0,8%	422	-9,0%
CESP	87	129	-32,6%	154	-43,5%
Eletronorte	133	89	49,4%	100	33,0%
COPEL	40	59	-32,2%	65	-38,5%
CEMIG	35	106	-67,0%	120	-70,8%
PROINFA	53	52	1,9%	63	-15,9%
Outros	878	751	16,9%	846	3,8%
Liquidação CCEE	247	101	>100,0%	166	48,8%
Totais - Outputs	2.824	2.667	5,9%	2.978	-5,2%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	72	31	>100,0%	64	12,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.444	2.277	7,3%	2.496	-2,1%
Residencial - Convencional	620	563	10,1%	593	4,6%
Residencial - Baixa Renda	378	354	6,8%	370	2,2%
Industrial	283	270	4,8%	315	-10,2%
Comercial	510	476	7,1%	516	-1,2%
Rural	318	290	9,7%	347	-8,4%
Setor Público	332	321	3,4%	351	-5,4%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	308	359	-14,2%	418	-26,3%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

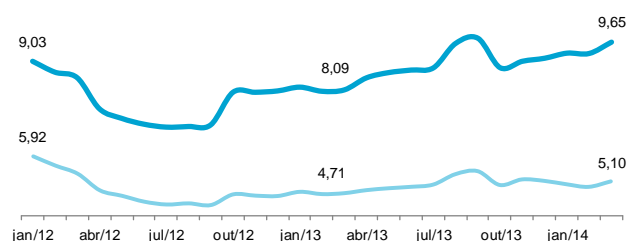
	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	9,65	8,09	19,3%	9,12	5,8%
FEC 12 meses (vezes)	5,10	4,71	8,3%	5,12	-0,4%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,43%	12,66%	-0,23 p.p	12,48%	-0,05 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,33%	100,25%	-1,92 p.p	100,74%	-2,41 p.p
MWh/Colaborador	2.296	2.040	12,5%	2.303	-0,3%
MWh/Consumidor	0,79	0,78	1,3%	0,81	-2,5%
PMSO (2)/Consumidor	30,56	33,06	-6,1%	38,36	-18,4%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

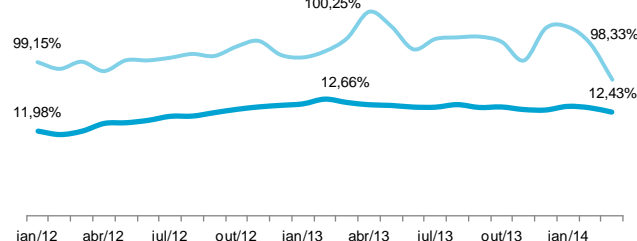
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de jan/12 a mar/14



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*

Dados de jan/12 a mar/14



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses

Qualidade do Fornecimento

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. Eles refletem:

- DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses).
- FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses).

A Coelce encerrou o 1T14 com DEC de 9,65 horas*, índice que apresenta um incremento de 19,3% em relação ao registrado no 1T13, de 8,09 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,10 vezes*, o que representa um incremento de 8,3% em relação ao 1T13, que fechou em 4,71 vezes*.

A Coelce investiu R\$ 58 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses. Não obstante, a trajetória dos indicadores de qualidade foi impactada por eventos fortuitos, como o “apagão” que atingiu o Nordeste do país no dia 28 de agosto de 2013, isolada a região do Sistema Interligado Nacional (SIN) em função de um incêndio que provocou os curtos-circuitos na linha de transmissão Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí (PI), os quais resultaram no desligamento de duas linhas de transmissão de 500 quilovolts (kV), segundo o ONS. O impacto deste evento, gerado nos indicadores do mês de agosto de 2013, foi de +0,6 horas para o DEC e +0,32 vezes para o FEC.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 12,43%* no 1T14, uma melhoria de 0,23 p.p. em relação às perdas registradas no 1T13, de 12,66%*. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 29 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 1T14 em 98,33%*, percentual inferior (1,92 p.p.) em relação ao encerramento do 1T13, de 100,25%*.

Produtividade

Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e em termos de geração de valor pela base comercial (consumidores).

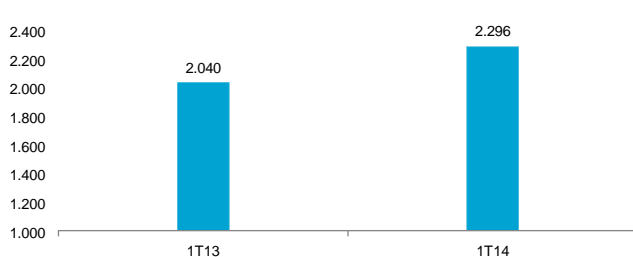
A Coelce encerrou o 1T14 com o indicador de MWh/colaborador de 2.296*, índice 12,5% superior que o do 1T13, de 2.040*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,79*, índice 1,3% superior que o do 1T13, de 0,78*.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 30,56/consumidor no 1T14, o que representa uma redução de 6,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 33,06/consumidor.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

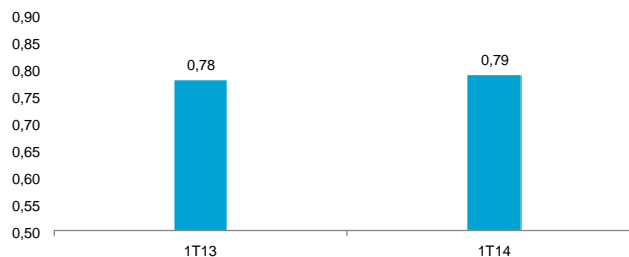
Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*

Evolução 1T13 - 1T14



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*

Evolução 1T13 - 1T14



4

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	931.223	894.664	4,1%	1.009.203	-7,7%
Deduções à Receita Operacional	(223.889)	(234.758)	-4,6%	(225.088)	-0,5%
Receita Operacional Líquida	707.334	659.906	7,2%	784.115	-9,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(666.212)	(560.397)	18,9%	(751.502)	-11,3%
EBITDA(2)*	76.714	128.165	-40,1%	78.244	-2,0%
Margem EBITDA*	10,85%	19,42%	-8,57 p.p	9,98%	0,87 p.p
EBIT(3)*	41.122	99.509	-58,7%	32.613	26,1%
Margem EBIT*	5,81%	15,08%	-9,27 p.p	4,16%	1,65 p.p
Resultado Financeiro	(7.166)	(19.805)	-63,8%	(41.450)	-82,7%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	30.690	(17.062)	<-100,0%	14.788	>100,0%
Lucro Líquido	64.646	62.642	3,2%	5.951	>100,0%
Margem Líquida	9,14%	9,49%	-0,35 p.p	0,76%	8,38 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,83	0,80	3,2%	0,08	>100,0%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

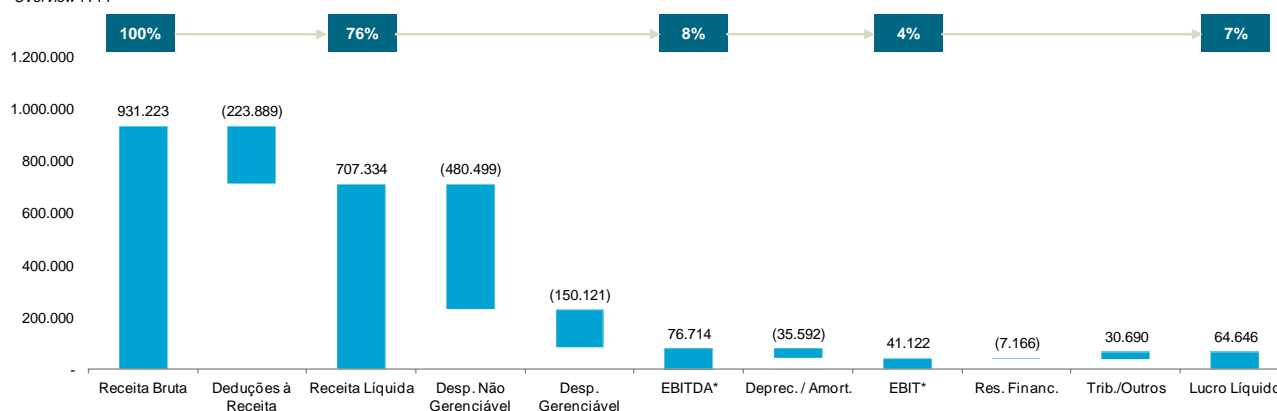
(2) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

(3) EBIT: Resultado do Serviço

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 1T14



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	772.036	749.350	3,0%	808.696	-4,5%
Subsídio Baixa Renda	49.207	51.683	-4,8%	48.037	2,4%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	18.164	92,9%	35.036	-
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	856.279	819.197	4,5%	891.769	-4,0%
Suprimento de Energia Elétrica	-	1.891	-100,0%	-	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	18.150	24.827	-26,9%	17.575	3,3%
Receita Operacional IFRIC-12	42.227	37.736	11,9%	88.543	-52,3%
Outras Receitas	14.567	11.013	32,3%	11.316	28,7%
Total - Receita Operacional Bruta	931.223	894.664	4,1%	1.009.203	-7,7%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 1T14, R\$ 931 milhões, um incremento de 4,1% em relação ao 1T13, de R\$ 895 milhões (+R\$ 36 milhões). Esse incremento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Incremento de 4,5% (R\$ 856 milhões versus R\$ 819 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (+R\$ 37 milhões):

Este incremento está associado aos seguintes fatores:

- Aumento de 7,6% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.465 GWh no 1T14 versus 2.290 GWh no 1T13);
- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que incrementou as tarifas da Coelce em 3,92% em média;
- Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média.

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pelos seguintes fatores:

- Devolução da primeira parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2013, a devolução da primeira parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -5,6% (R\$ 143 milhões durante 12 meses, aprox. R\$ 36 milhões no 1T14) e;
- Devolução, como componente financeiro do reajuste de 2013, das receitas obtidas em 2012 com a liquidação das sobras de energia no mercado de curto prazo (R\$ 49 milhões em 12 meses, aprox. R\$ 12 milhões no 1T14). Este componente financeiro correspondeu a um impacto no reajuste tarifário de 2013 de -1,9%.

Retirando-se o efeito das devoluções acima mencionadas (R\$ 192 milhões em 12 meses, ou seja, R\$ 48 milhões no 1T14) a receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo da Coelce teria alcançado R\$ 904 milhões, o que representaria um crescimento de 10,4% no 1T14 contra o 1T13.

Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. O valor contabilizado referente ao recebimento desta subvenção foi de R\$ 35 milhões no 1T14.

- Redução de R\$ 2 milhões no suprimento de energia elétrica:

A Coelce não apresentou, no 1T14, receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.

- Redução de 26,9% (R\$ 18 milhões versus R\$ 25 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (-R\$ 7 milhões):

A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos clientes livres da Coelce em 39% em média, ao (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que reduziu a TUSD dos clientes livres da Coelce em 28% em média, e pela (iii) redução de 3,1% no volume de energia transportada para os clientes livres no período (309 GWh no 1T14 versus 319 GWh no 1T13).

- Incremento de 11,9% (R\$ 42 milhões versus R\$ 38 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+R\$ 4 milhões):

A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta no 1T14 foi de R\$ 42 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 4 milhões quando comparado com o 1T13 (R\$ 38 milhões).

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T14, alcançou o montante de R\$ 889 milhões, o que representa um incremento de 3,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 857 milhões (+R\$ 32 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
ICMS	(186.796)	(185.659)	0,6%	(189.686)	-1,5%
COFINS	(22.735)	(29.063)	-21,8%	(20.530)	10,7%
PIS	(4.936)	(6.310)	-21,8%	(5.637)	-12,4%
Total - Tributos	(214.467)	(221.032)	-3,0%	(215.853)	-0,6%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(5.012)	-100,0%	-	-
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.129)	(6.211)	14,8%	(7.491)	-4,8%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.293)	(2.503)	-8,4%	(1.744)	31,5%
Total - Encargos Setoriais	(9.422)	(13.726)	-31,4%	(9.235)	2,0%
Total - Deduções da Receita	(223.889)	(234.758)	-4,6%	(225.088)	-0,5%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

As deduções da receita apresentaram uma redução de 4,6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R\$ 224 milhões no 1T14, contra -R\$ 235 milhões no 1T13 (+R\$ 11 milhões). Essa redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Redução de 3,0% (-R\$ 214 milhões versus -R\$ 221 milhões) nos tributos ICMS/COFINS/PIS (+R\$ 7 milhões):

Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos, em função, basicamente, do aumento significativo do custo da energia elétrica comprada para revenda. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com o 1T13.

- Redução de 31,4% (-R\$ 9 milhão versus -R\$ 14 milhões) nos encargos setoriais (+R\$ 5 milhões):

A redução mencionada se deve, principalmente, à extinção do encargo Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, em virtude, do Decreto 12.789/13, que passou a vigorar a partir de 24 de janeiro de 2013.

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(457.636)	(371.427)	23,2%	(446.303)	2,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(21.653)	(12.071)	79,4%	(35.547)	-39,1%
Total - Não gerenciáveis	(480.499)	(384.638)	24,9%	(483.060)	-0,5%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(34.847)	(32.669)	6,7%	(40.813)	-14,6%
Material e Serviços de Terceiros	(58.838)	(58.527)	0,5%	(62.787)	-6,3%
Depreciação e Amortização	(35.592)	(28.656)	24,2%	(45.631)	-22,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(1.866)	(4.156)	-55,1%	(19.813)	-90,6%
Provisões para Contingências	(3.913)	(5.003)	-21,8%	656	<-100,0%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(42.227)	(37.736)	11,9%	(88.543)	-52,3%
Outras Despesas Operacionais	(8.430)	(9.012)	-6,5%	(11.509)	-26,8%
Total - Gerenciáveis	(185.713)	(175.759)	5,7%	(268.441)	-30,8%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(666.212)	(560.397)	18,9%	(751.501)	-11,3%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

Os custos e despesas operacionais no 1T14 alcançaram -R\$ 666 milhões, um incremento de 18,9% em relação ao 1T13, de -R\$ 560 milhões (-R\$ 116 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 24,9% (-R\$ 480 milhões versus -R\$ 385 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 95 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 23,2% (-R\$ 458 milhões versus -R\$ 371 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 87 milhões):

O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:

- Incremento de 5,9% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 1T14 e 1T13;
- Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA; 75% dos contratos são CCEARs);
- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada;
- Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
- Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados;

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13;

(vii) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE (ou CONTA-ACR). A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 124 milhões no 1T14.

- Incremento de 79,4% (-R\$ 22 milhões versus -R\$ 12 milhões) na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (-R\$ 10 milhões): Esta variação decorre, basicamente, do aumento das despesas com a rede básica, tendo em vista o aumento da demanda de energia observada no 1T14 contra o 1T13 e o reajuste, pela inflação, das Receitas Anuais Permitidas (RAPs) das transmissoras em julho de 2013.

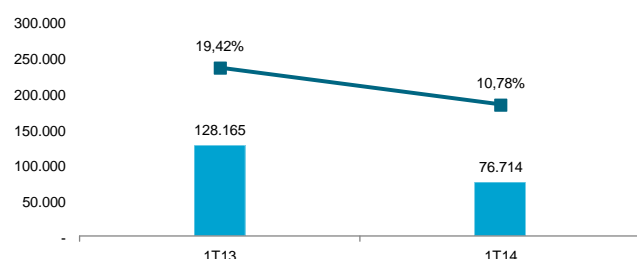
Incremento de 8,0% (-R\$ 190 milhões versus -R\$ 176 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 14 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 24,2% (-R\$ 36 milhões versus -R\$ 29 milhões) na rubrica depreciação e amortização (-R\$ 7 milhões): O incremento se deve, basicamente, a uma maior base de cálculo, devido aos investimentos e ativações ocorridas no período, sobre a qual incidiu a atualização pelo IGPM.
- Incremento de 11,9% (-R\$ 42 milhões versus -R\$ 38 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (-R\$ 4 milhões): A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na despesa operacional no 1T14 foi de -R\$ 46 milhões, (cujas contrapartidas se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um acréscimo de R\$ 4 milhões quando comparado com o 1T13 (-R\$ 38 milhões).

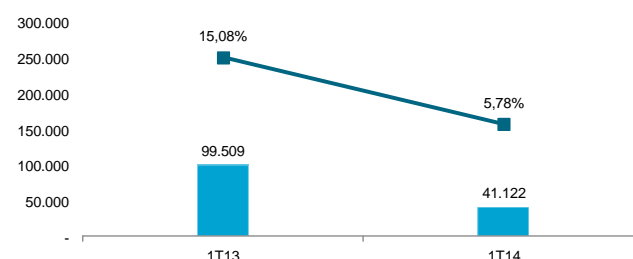
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T14, alcançaram o montante de -R\$ 143 milhões, o que representa um incremento de 4,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 138 milhões (-R\$ 5 milhões).

EBITDA

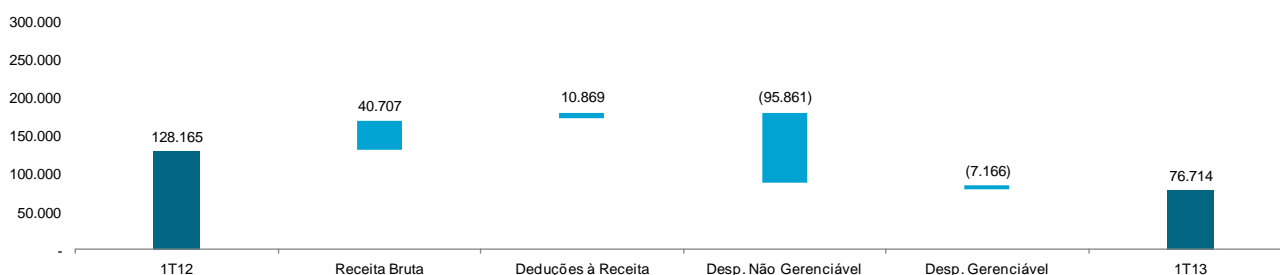
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 1T13 - 1T14



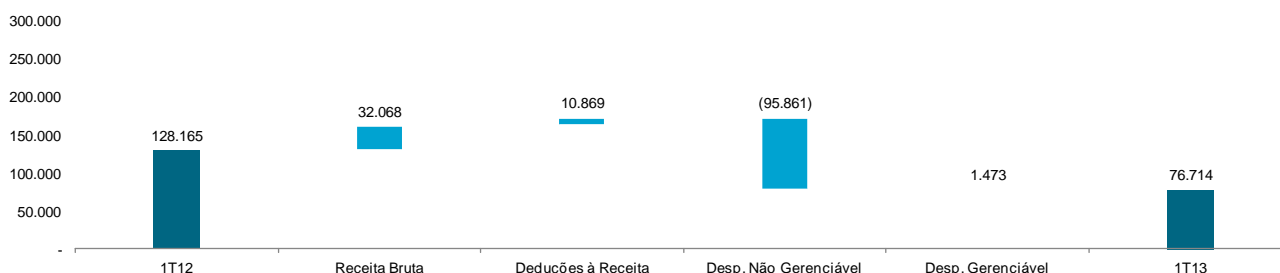
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 1T13 - 1T14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 1T13 - 1T14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 1T13 - 1T14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 1T14, atingiu o montante de R\$ 77 milhões*, o que representa uma redução de 40,1% em relação ao 1T13, cujo montante foi de R\$ 128 milhões* (-R\$ 52 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 1T14 foi de 10,85%*, refletindo um decréscimo de 8,57 p.p. em relação ao 1T13, de 19,42%*.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações financeiras da companhia. Assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos do EBITDA e do EBIT:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	64.646	62.642	3,2%	5.951	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro	(30.690)	17.062	<-100,0%	(14.788)	>100,0%
(+) Resultado Financeiro	7.166	19.805	-63,8%	41.450	-82,7%
(=) EBIT	41.122	99.509	-58,7%	32.613	26,1%
(+) Depreciações e Amortizações	35.592	28.656	24,2%	45.631	-22,0%
(=) EBITDA	76.714	128.165	-40,1%	78.244	-2,0%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

O EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral e revela-se uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional da companhia, assim como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não apenas sobre o desempenho econômico, mas também serve como uma proxy para aferir a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e como referência para se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	2.083	3.751	-44,5%	6.467	-67,8%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.033	10.537	-14,3%	8.782	2,9%
Receita ativo indenizável	28.428	10.642	>100,0%	(8.819)	<-100,0%
Outras	1.621	3.229	-49,8%	5.345	-69,7%
Total - Receitas Financeiras	41.165	28.159	46,2%	11.775	>100,0%
Despesas financeiras					
Encargo de Dívidas	(17.422)	(16.998)	2,5%	(17.316)	0,6%
Variações Monetárias	(6.956)	(10.578)	-34,2%	(5.713)	21,8%
IOF e IOC	(3.167)	(290)	>100,0%	(342)	>100,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(4.695)	(8.630)	-45,6%	(2.860)	64,2%
Outras	(16.091)	(11.468)	40,3%	(26.994)	-40,4%
Total - Despesas Financeiras	(48.331)	(47.964)	0,8%	(53.225)	-9,2%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(7.166)	(19.805)	-63,8%	(41.450)	-82,7%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

O resultado financeiro da Coelce, no 1T14, ficou em -R\$ 7 milhões, apresentando uma redução de 63,8% (+R\$ 13 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esta evolução é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Incremento de 46,2% (R\$ 41 milhões versus R\$ 28 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 13 milhões), principalmente, por:

- Incremento maior de 100,0% (R\$ 28 milhões versus R\$ 11 milhões) na receita do ativo indenizável (+R\$ 17 milhões):

O incremento se deve, basicamente, (i) as transferências do período, de ativo em curso para ativo em serviço, combinada, a (ii) atualização por IGPM destas transferências.

- Redução de 44,5% (R\$ 2 milhões versus R\$ 4 milhões) em renda de aplicações financeiras (-R\$ 2 milhões):

A variação explica-se devido aos seguintes fatores: (i) o caixa médio no trimestre apresentou uma redução de 67,3%, passando de R\$ 198 milhões em 1T13 para R\$ 65 milhões no 1T14. A redução ocorreu, principalmente, devido ao pagamento de dividendos em dezembro de 2013, no montante de R\$ 213,8 milhões. O volume de caixa também foi impactado em 1T14 devido às condições do mercado de energia que elevaram os preços acima do esperado.

Incremento de 0,8% (-R\$ 48,3 milhões versus -R\$ 48,0 milhões) nas despesas financeiras (-R\$ 0,3 milhão), principalmente, por:

- Redução de 34,2% (-R\$ 7 milhões versus -R\$ 11 milhões) em variações monetárias (+R\$ 4 milhões):

Menor volume de dívidas em IPCA devido ao pré-pagamento da 2ª Tranche da 2ª emissão de debêntures (R\$ 130 milhões). A Coelce encerrou o 1T14 com R\$ 352 milhões de dívidas indexadas ao IPCA enquanto que 1T13 este montante representada R\$ 467 milhões.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
IR e CSLL	(9.767)	(25.168)	-61,2%	4.631	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	42.655	10.508	>100,0%	12.559	>100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.198)	(2.402)	-8,5%	(2.402)	-8,5%
Total	30.690	(17.062)	<-100,0%	14.788	>100,0%

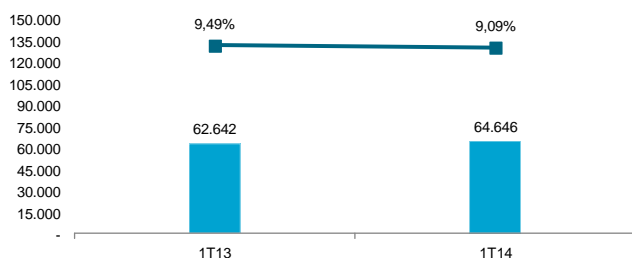
(1) Variação entre 1T14 e 4T13

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T14 registraram R\$ 31 milhões, o que representa uma redução maior do que 100,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R\$ 17 milhões (+R\$ 48 milhões). A variação é o reflexo, basicamente, do reconhecimento pela Aneel do pleito da Coelce para recuperação de custos referentes a créditos de ICMS (imposto estadual que incide sobre a compra de energia) do período de maio de 2003 a fevereiro de 2014 (R\$ 46 milhões).

Lucro Líquido

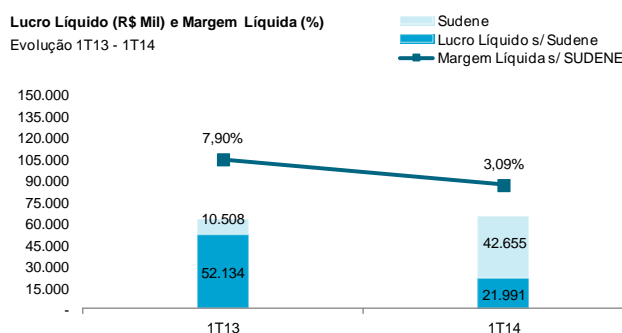
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 1T13 - 1T14



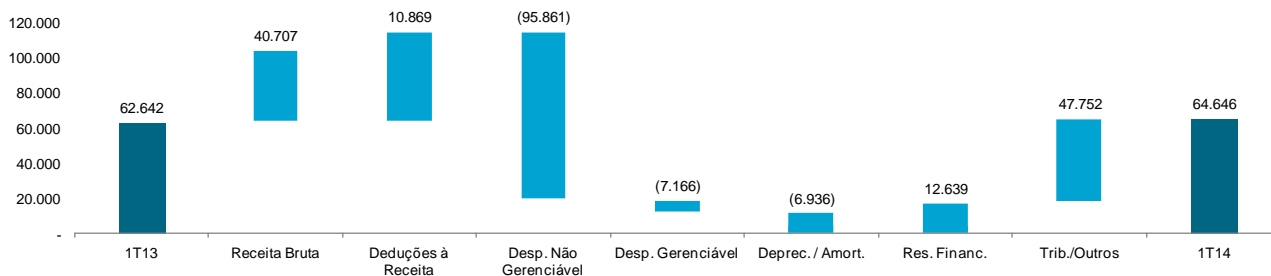
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 1T13 - 1T14



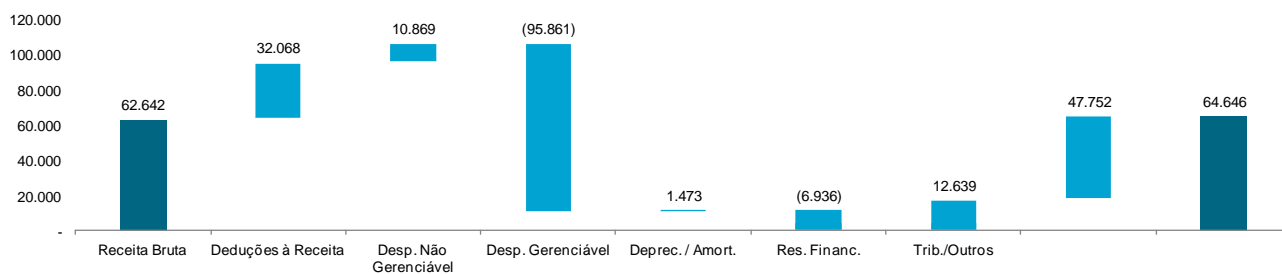
Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 1T13 - 1T14



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)

Evolução 1T13 - 1T14



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 1T14 um Lucro Líquido de R\$ 65 milhões, valor 3,2% superior ao registrado no 1T13, que foi de R\$ 63 milhões (+R\$ 2 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 1T13 alcançou 9,14%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.059.957	961.756	10,2%	934.844	13,4%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	118.536	246.766	-52,0%	107.310	10,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	941.421	714.990	31,7%	827.534	13,8%
Dívida líquida / EBITDA(2)*	2,69	1,25	>100,0%	2,06	30,6%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	5,02	7,71	-34,9%	6,31	-20,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,39	0,37	5,9%	0,37	5,4%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,37	0,31	19,7%	0,35	5,8%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

(2) EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses

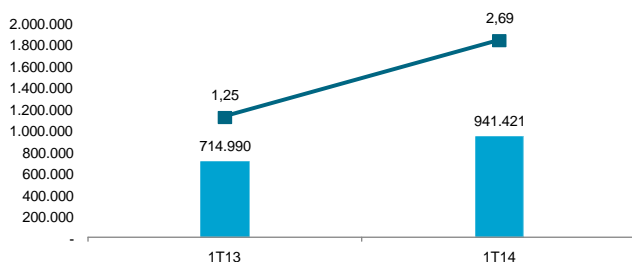
A dívida bruta da Coelce encerrou o 1T14 em R\$ 1.060 milhões, um incremento de 10,2% em relação ao 1T13, que foi de R\$ 962 milhões (+R\$ 98 milhões). Este incremento deve-se, basicamente, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 193 milhões e com o Itaú no valor de R\$ 150 milhões; compensados parcialmente, pela liquidação da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 130 milhões (sendo R\$ 67 milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R\$ 125 milhões.

A operação de pré-pagamento das debêntures teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia, uma vez que os custos das debêntures estavam acima do custo médio de captação de dívida praticado no mercado no período analisado.

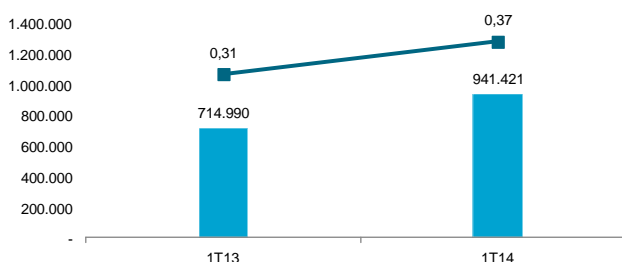
A Coelce encerrou o 1T14 com o custo da dívida médio de 9,91% a.a., ou CDI + 1,09% a.a.

Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade do *rating* corporativo da Companhia de brAA+ para brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a elevação do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2013.

Dívida Líquida (R\$ Mil) e Dívida Líquida / EBITDA* (Veze)
Evolução 1T13 - 1T14



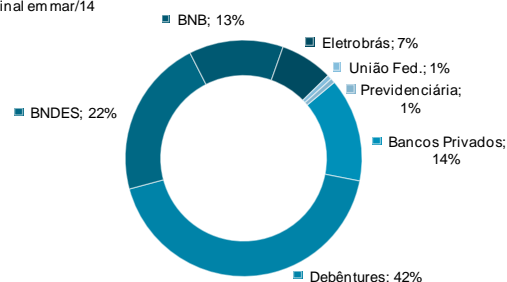
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 1T13 - 1T14



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em mar/14



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em mar/14



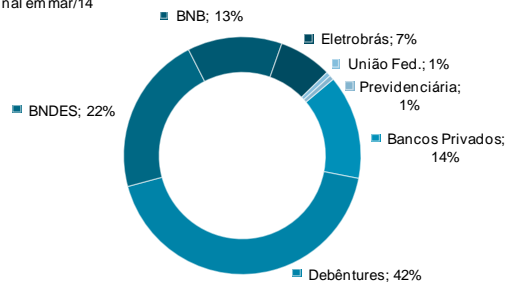
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em mar/14



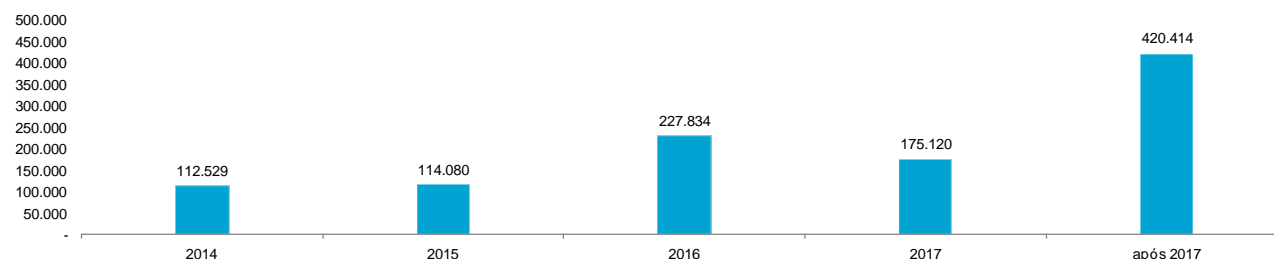
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em mar/14



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em mar/14



Investimentos

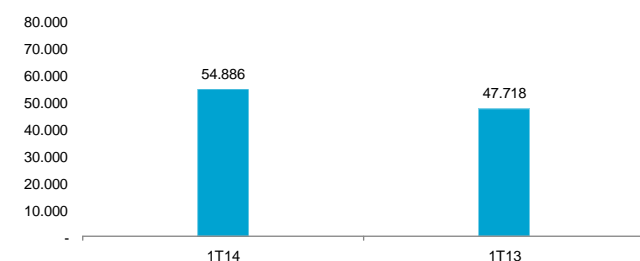
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Novas Conexões	20.605	16.055	28,3%	52.097	-60,4%
Rede	12.959	8.904	45,5%	55.119	-76,5%
Combate às Perdas	5.914	7.402	-20,1%	9.259	-36,1%
Qualidade do Sistema Elétrico	5.008	1.278	>100,0%	26.219	-80,9%
Outros	2.037	224	>100,0%	19.641	-89,6%
Medidores	2.195	1.635	34,3%	2.849	-23,0%
Outros (Non - Network)	7.279	5.980	21,7%	12.642	-42,4%
Variação de Estoque	11.848	15.144	-21,8%	(21.154)	<-100,0%
Total Investido	54.886	47.718	15,0%	101.553	-46,0%
Aportes / Subsídios	(7.400)	(7.182)	3,0%	(8.289)	-10,7%
Investimento Líquido	47.486	40.536	17,1%	93.264	-49,1%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

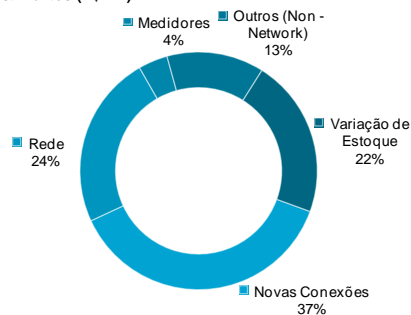
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 1T13 - 1T14



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 1T14



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T14 alcançaram R\$ 55 milhões*, um incremento de 15,0% (+R\$ 7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 48 milhões*. O maior volume, no 1T14, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que representou R\$ 21 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 47 milhões* no 1T14, montante 17,1% superior ao realizado no 1T13, de R\$ 41 milhões* (+R\$ 6 milhões*).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/ In AÇÃO) *

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	48,00	49,80	-3,6%	44,60	7,6%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	37,15	50,00	-25,7%	42,00	-11,5%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

INDICADORES DE MERCADO*

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R\$/ação)	37,15	50,00	-25,7%	42,00	-11,5%
Média Diária de Negócios	236	227	4,0%	215	9,8%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	4.578.942	3.284.939	39,4%	2.717.233	68,5%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.411	3.860	-11,6%	3.384	0,8%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	4.352	4.575	-4,9%	4.212	3,3%
EV/EBITDA (3)	12,42	8,02	54,9%	10,48	18,5%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	18,24	10,74	69,8%	20,89	-12,7%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	2,66%	7,09%	-4,43 p.p	6,55%	-3,89 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	2,09	2,38	-12,2%	2,16	-3,2%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

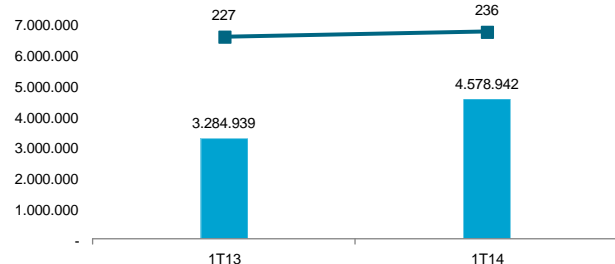
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

(3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres

(4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

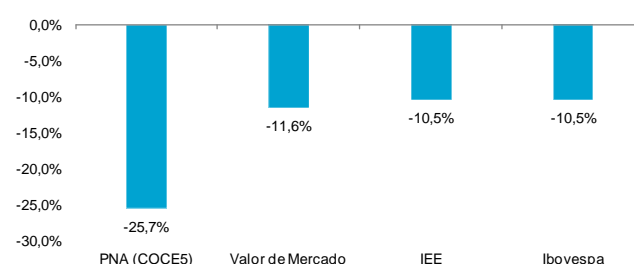
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 1T13 - 1T14



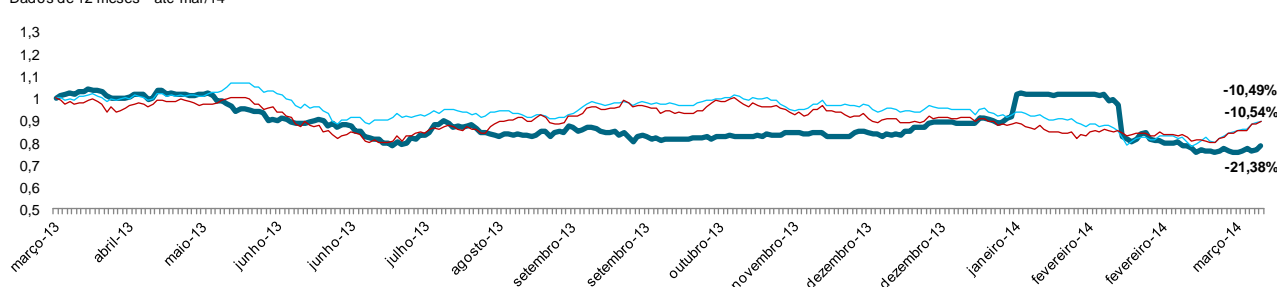
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até mar/14



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até mar/14



O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 26,0%, enquanto os demais 74,0% estão nas mãos do grupo controlador.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 1T14 teve uma média de 236 negócios diários (+4,0% vs. 1T13) e um volume financeiro diário médio de R\$ 4,6 milhões (+39,4% vs. 1T13). Os demais papéis têm menor liquidez, e podem eventualmente apresentar negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia e indiquem distorções no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou desvalorização (sem ajuste por proventos) de 25,7% nos 12 meses até dezembro de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 10,5%. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 21,4%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 16 de abril de 2014, foi deliberada a distribuição de R\$ 76.829.017,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 80%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$**

* Valores não auditados pelos auditores independentes

0,986818084 por ação. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2014 (**R\$ 39,79** até 31 de março), esta deliberação representa um **dividend yield de 2,48%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2014.

OPA - Oferta Pública de Aquisição de Ações

No dia 14 de janeiro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado. O Banco Itaú BBA S.A. foi contratado pela Enersis na qualidade de instituição intermediária,

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, aproximadamente, 37,48% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.

Sendo assim, a Enersis S.A. adquiriu até o dia 31 de março de 2014 mais 17.253 Ações Ordinárias, totalizando a quantidade de 2.981.903 do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia, em razão desta aquisição, o grupo econômico da Enersis, passou a deter, direta e indiretamente, 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,86% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,42% do capital social da Companhia.

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Decreto 8.203/14

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 que alterou o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo decorrentes da compra frustrada no leilão de dezembro de 2013, estendendo a cobertura do repasse dos recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético para a competência de janeiro de 2014.

Decreto 8.221/14

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, "CONTA-ACR", e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamento às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, a serem repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas, futuramente, pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não foi interveniente no contrato entre CCEE e os bancos financiadores, e não disponibilizou nenhuma garantia para esse contrato.

Reajuste Tarifário Anual de 2014

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2014, com vigência a partir do dia 22 de abril de 2014, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,09%, sendo o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Companhia foi um incremento de 16,77%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior (-8,68%).

Prêmios e Reconhecimentos

Ranking de Qualidade de Serviço - Aneel

Em março de 2014, foi divulgado o ranking de qualidade de serviço de todas as distribuidoras do país, e a Coelce foi eleita a distribuidora de energia elétrica com a melhor qualidade de serviço do país, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, pelo segundo ano (2011 e 2013).

O ranking é elaborado com base no indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), formado a partir da comparação dos valores apurados de DEC e FEC das distribuidoras em relação aos limites estabelecidos pela Aneel. Dessa forma, pode-se afirmar que as distribuidoras mais bem colocadas possuem, na média, melhor continuidade do serviço em relação às demais.

6 ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T14	1T13	Var. %	4T13	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	931.223	894.664	4,1%	1.009.203	-7,7%
Fornecimento de Energia Elétrica	772.036	749.350	3,0%	808.696	-4,5%
Subvenção Baixa Renda	49.207	51.683	-4,8%	48.037	2,4%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	18.164	92,9%	35.036	-
Suprimento de Energia Elétrica	-	1.891	-100,0%	-	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	18.150	24.827	-26,9%	17.575	3,3%
Receita Operacional IFRIC-12	42.227	37.736	11,9%	88.543	-52,3%
Outras Receitas	14.567	11.013	32,3%	11.316	28,7%
Deduções da Receita	(223.889)	(234.758)	-4,6%	(225.088)	-0,5%
ICMS	(186.796)	(185.659)	0,6%	(189.686)	-1,5%
COFINS	(22.735)	(29.063)	-21,8%	(20.530)	10,7%
PIS	(4.936)	(6.310)	-21,8%	(5.637)	-12,4%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(5.012)	-100,0%	-	-
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.129)	(6.211)	14,8%	(7.491)	-4,8%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.293)	(2.503)	-8,4%	(1.744)	31,5%
Receita Operacional Líquida	707.334	659.906	7,2%	784.115	-9,8%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(666.212)	(560.397)	18,9%	(751.501)	-11,3%
Custos e despesas não gerenciáveis	(480.499)	(384.638)	24,9%	(483.060)	-0,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(457.636)	(371.427)	23,2%	(446.303)	2,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(21.653)	(12.071)	79,4%	(35.547)	-39,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(185.713)	(175.759)	5,7%	(268.441)	-30,8%
Pessoal	(34.847)	(32.669)	6,7%	(40.813)	-14,6%
Material e Serviços de Terceiros	(58.838)	(58.527)	0,5%	(62.787)	-6,3%
Depreciação e Amortização	(35.592)	(28.656)	24,2%	(45.631)	-22,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(1.866)	(4.156)	-55,1%	(19.813)	-90,6%
Provisões para Contingências	(3.913)	(5.003)	-21,8%	656	<-100,0%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(42.227)	(37.736)	11,9%	(88.543)	-52,3%
Outras Despesas Operacionais	(8.430)	(9.012)	-6,5%	(11.510)	-26,8%
EBITDA (2)	76.714	128.165	-40,1%	78.245	-2,0%
Margem EBITDA	10,85%	19,42%	-8,57 p.p	9,98%	0,87 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	41.122	99.509	-58,7%	32.614	26,1%
Resultado Financeiro	(7.166)	(19.805)	-63,8%	(41.450)	-82,7%
Receita Financeira	41.165	28.159	46,2%	11.775	>100,0%
Renda de Aplicações Financeiras	2.083	3.751	-44,5%	6.467	-67,8%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.033	10.537	-14,3%	8.782	2,9%
Receita ativo indenizável	28.428	10.642	>100,0%	(8.819)	<-100,0%
Outras	1.621	3.229	-49,8%	5.345	-69,7%
Despesas financeiras	(48.331)	(47.964)	0,8%	(53.225)	-9,2%
Encargo de Dívidas	(17.422)	(16.998)	2,5%	(17.316)	0,6%
Variações Monetárias	(6.956)	(10.578)	-34,2%	(5.713)	21,8%
IOF e IOC	(3.167)	(290)	>100,0%	(342)	>100,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(4.695)	(8.630)	-45,6%	(2.860)	64,2%
Outras	(16.091)	(11.468)	40,3%	(26.994)	-40,4%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	33.956	79.704	-57,4%	(8.836)	<-100,0%
Tributos e Outros	30.690	(17.062)	<-100,0%	14.788	>100,0%
IR e CPLL	(9.767)	(25.168)	-61,2%	4.631	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	42.655	10.508	>100,0%	12.559	>100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.198)	(2.402)	-8,5%	(2.402)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	64.646	62.642	3,2%	5.952	>100,0%
Margem Líquida	9,14%	9,49%	-0,35 p.p	0,76%	8,38 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,8303	0,8046	3,2%	0,0764	>100,0%

(1) Variação entre 1T14 e 4T13

(2) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações