

# Divulgação de Resultados

Earnings Release 4T14 e 2014

28 de janeiro de 2015

## Relações com Investidores

**Teobaldo José Cavalcante Leal**  
Diretor de Relações com Investidores

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

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

[www.coelce.com.br/ri.html](http://www.coelce.com.br/ri.html) | [investor@coelce.com.br](mailto:investor@coelce.com.br)

The logo for Coelce, featuring the word "coelce" in a bold, lowercase, orange sans-serif font, centered within a thin black rectangular border.

**coelce**

**Fortaleza, 28 de janeiro de 2015** – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita entre as três melhores distribuidoras de energia elétrica do Brasil desde 2009, pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,8 milhões de habitantes, divulga seus resultados do quarto trimestre de 2014 (4T14) e do ano de 2014. 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 EBITDA DE R\$ 377 MILHÕES NO 4T14

Lucro Líquido no 4T14 apresentou evolução acima de 100% em relação ao 4T13

### DESTAQUES

A Coelce encerrou o 4T14 com um total de **3.625.208 consumidores**, o que representa um crescimento de **3,6%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.945 GWh\*** no 4T14, um incremento de **3,6%** em relação ao volume registrado no 4T13, de 2.842 GWh\*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 4T14 em **9,31 horas\*** e **4,66 vezes\***, representando incremento de **2,1%** e redução **9,0%**, respectivamente, em relação ao 4T13.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e Consumidor/colaborador** atingiram, no 4T14, os valores de **2.428\*** e **571\***, representando avanços de **5,4%** e **6,9%**, ambos em relação ao 4T13.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 4T14 foi de **R\$ 1.529 milhões\***, um incremento de **51,5%** em relação ao 4T13, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 1.009 milhões\*.

O **EBITDA**, no 4T14, alcançou o montante de **R\$ 377 milhões\***, representando um incremento significativo em relação ao 4T13, que alcançou o montante de **R\$ 78 milhões\***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 4T14 em **30,41%\***, percentual superior em **20,43 p.p.** comparado ao 4T13.

No 4T14, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 163 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **13,15%**.

Em **2014**, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do rating corporativo da Companhia de **brAAA (com perspectiva estável)**, refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a manutenção 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.

### DESTAQUES DO PERÍODO

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.945	2.842	3,6%	2.843	3,6%	11.231	10.733	4,6%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.528.726	1.009.203	51,5%	1.076.201	42,0%	4.638.147	3.729.859	24,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.238.959	784.115	58,0%	815.342	52,0%	3.621.915	2.849.743	27,1%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	376.818	78.244	>100,0%	154.459	>100,0%	701.568	401.951	74,5%
Margem EBITDA (%)*	30,41%	9,98%	20,43 p.p	18,94%	11,47 p.p	19,37%	14,10%	5,27 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	32,07%	11,25%	20,82 p.p	20,26%	11,81 p.p	20,84%	15,48%	5,36 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	310.835	32.613	>100,0%	104.803	>100,0%	517.143	249.047	>100,0%
Margem EBIT (%)*	25,09%	4,16%	20,93 p.p	12,85%	12,24 p.p	14,28%	8,74%	5,54 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	162.925	5.951	>100,0%	(2.817)	<-100,0%	251.559	156.556	60,7%
Margem Líquida (%)	13,15%	0,76%	12,39 p.p	-0,35%	13,50 p.p	6,95%	5,49%	1,46 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	13,87%	0,86%	13,01 p.p	-0,37%	14,24 p.p	7,47%	6,03%	1,44 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	80.434	101.553	-20,8%	61.503	30,8%	274.789	293.444	-6,4%
DEC (12 meses)*	9,31	9,12	2,1%	9,42	-1,2%	9,31	9,12	2,1%
FEC (12 meses)*	4,66	5,12	-9,0%	4,71	-1,1%	4,66	5,12	-9,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,22%	100,74%	-2,52 p.p	97,87%	0,35 p.p	98,22%	100,74%	-2,52 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,72%	12,48%	0,24 p.p	12,69%	0,03 p.p	12,72%	12,48%	0,24 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.625.208	3.500.223	3,6%	3.586.064	1,1%	3.625.208	3.500.223	3,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.213	1.234	-1,7%	1.220	-0,6%	1.213	1.234	-1,7%
MWh/Colaborador*	2.428	2.303	5,4%	2.330	4,2%	9.267	8.466	9,5%
PMSO (5)/Consumidor*	38,96	38,36	1,6%	26,20	48,7%	125,13	131,28	-4,6%
Consumidor/Colaboradores*	571	534	6,9%	573	-0,3%	571	534	6,9%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações; (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

### 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 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

#### DADOS GERAIS\*

	4T14	4T13	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.843.553	8.779.338	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.625.208	3.500.223	3,6%
Linhas de Distribuição (Km)	133.036	131.195	1,4%
Linhas de Transmissão (Km)	5.069	4.875	4,0%
Subestações (Unid.)	109	106	2,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.231	10.733	4,6%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,74%	4,72%	0,02 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,37%	2,31%	0,06 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



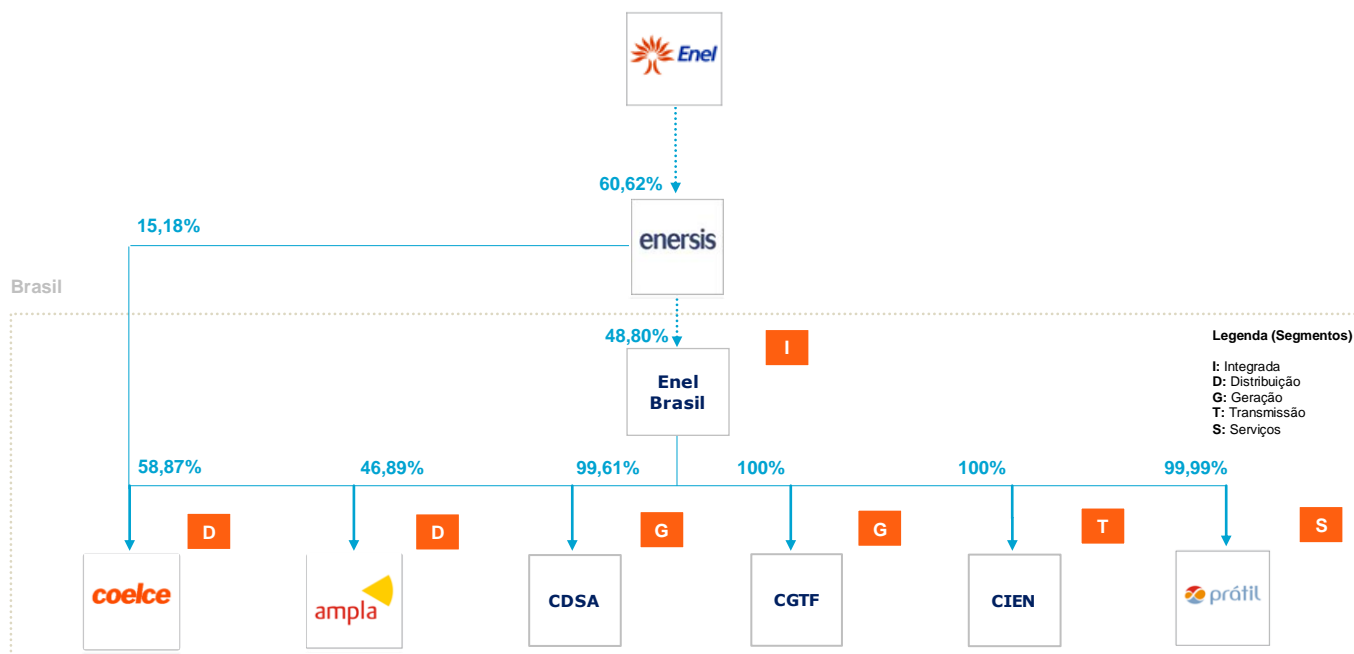
### Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Enel 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 31/12/2014)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
<b>Controladores</b>	<b>47.064.245</b>	<b>97,9%</b>	<b>10.588.006</b>	<b>424</b>	<b>10.588.430</b>	<b>35,5%</b>	<b>57.652.675</b>	<b>74,1%</b>
Enel Brasil	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	3.002.812	6,2%	8.818.006	424	8.818.430	29,6%	11.821.242	15,2%
<b>Não Controladores</b>	<b>1.003.692</b>	<b>2,1%</b>	<b>17.664.694</b>	<b>1.534.238</b>	<b>19.198.932</b>	<b>64,5%</b>	<b>20.202.624</b>	<b>25,9%</b>
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.553.570	-	3.553.570	11,9%	4.472.973	5,7%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.710	0,0%	5.897.923	-	5.897.923	19,8%	5.901.633	7,7%
Pessoas Físicas	46.037	0,1%	3.141.269	377	3.141.646	10,6%	3.187.683	4,1%
Outros	34.542	0,1%	1.104.176	2.720	1.106.896	3,7%	1.141.438	1,3%
<b>Totais</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>1.534.662</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,0%</b>

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



### 3 DESEMPENHO OPERACIONAL

#### Mercado de Energia

##### Crescimento de Mercado

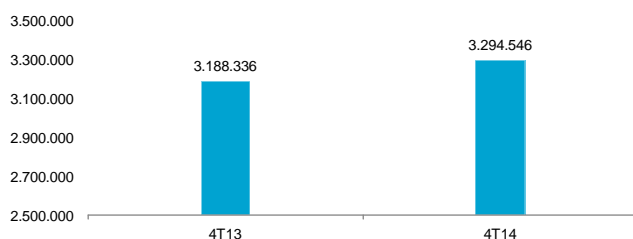
###### NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	4 T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.294.473</b>	<b>3.188.266</b>	<b>3,3%</b>	<b>3.268.487</b>	<b>0,8%</b>	<b>3.294.473</b>	<b>3.188.266</b>	<b>3,3%</b>
Residencial - Convencional	1.362.412	1.281.040	6,4%	1.344.598	1,3%	1.362.412	1.281.040	6,4%
Residencial - Baixa Renda	1.227.942	1.235.736	-0,6%	1.223.322	0,4%	1.227.942	1.235.736	-0,6%
Industrial	6.104	6.037	1,1%	6.045	1,0%	6.104	6.037	1,1%
Comercial	176.549	173.361	1,8%	175.787	0,4%	176.549	173.361	1,8%
Rural	476.276	448.233	6,3%	473.748	0,5%	476.276	448.233	6,3%
Setor Público	45.190	43.859	3,0%	44.987	0,5%	45.190	43.859	3,0%
<b>Clientes Livres</b>	<b>71</b>	<b>68</b>	<b>4,4%</b>	<b>70</b>	<b>1,4%</b>	<b>71</b>	<b>68</b>	<b>4,4%</b>
Industrial	38	36	5,6%	37	2,7%	38	36	5,6%
Comercial	33	32	3,1%	33	-	33	32	3,1%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos</b>	<b>3.294.546</b>	<b>3.188.336</b>	<b>3,3%</b>	<b>3.268.559</b>	<b>0,8%</b>	<b>3.294.546</b>	<b>3.188.336</b>	<b>3,3%</b>
Consumo Próprio	387	379	2,1%	380	1,8%	387	379	2,1%
Consumidores Ativos sem Fomecimento	330.275	311.508	6,0%	317.125	4,1%	330.275	311.508	6,0%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.625.208</b>	<b>3.500.223</b>	<b>3,6%</b>	<b>3.586.064</b>	<b>1,1%</b>	<b>3.625.208</b>	<b>3.500.223</b>	<b>3,6%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

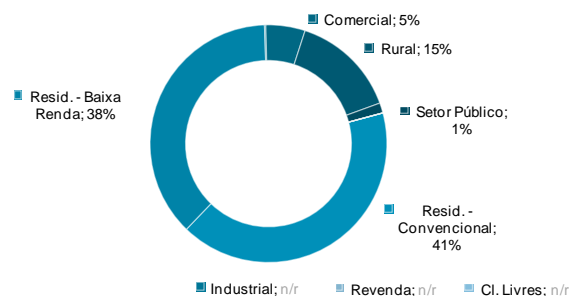
###### Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Evolução 4T13 - 4T14



###### Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Posição Final em dez/14



A Coelce encerrou o 4T14 com um incremento de 3,6% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 4T13. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores\*, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo 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\$ 142 milhões\*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 4T14 com um crescimento de 3,3% em relação ao 4T13.

#### Venda de Energia na Área de Concessão

###### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\*

	4 T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.636	2.507	5,1%	2.505	5,2%	9.960	9.399	6,0%
Clientes Livres	309	335	-7,8%	338	-8,6%	1.271	1.334	-4,7%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>2.945</b>	<b>2.842</b>	<b>3,6%</b>	<b>2.843</b>	<b>3,6%</b>	<b>11.231</b>	<b>10.733</b>	<b>4,6%</b>

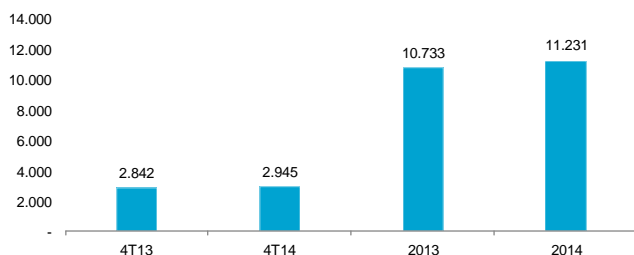
(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 4T14 apresentou um incremento de 3,6% (+103 GWh) em relação ao 4T13. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 5,1% (+129 GWh), e (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no 4T14, que foi -7,8% (-26 GWh) inferior ao registrado no 4T13. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

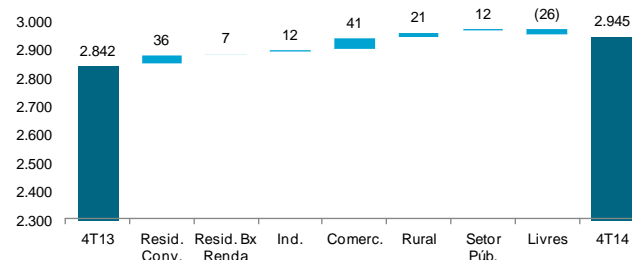
### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



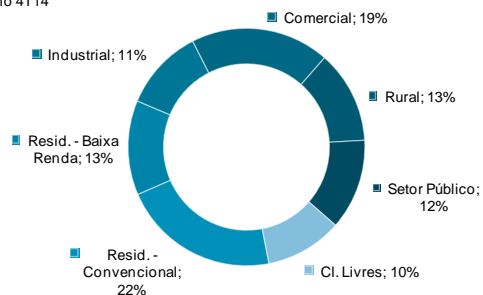
### Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)\*

Evolução 4T13 - 4T14



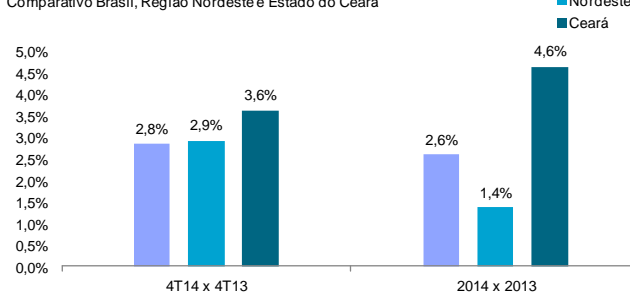
### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Volume Total no 4T14



### Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)\*\*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



## Mercado Cativo

### VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Residencial - Convencional	634	598	6,0%	625	1,4%	2.494	2.286	9,1%
Residencial - Baixa Renda	379	372	1,9%	376	0,8%	1.498	1.437	4,2%
Industrial	329	317	3,8%	305	7,9%	1.202	1.173	2,5%
Comercial	558	517	7,9%	513	8,8%	2.077	1.955	6,2%
Rural	372	351	6,0%	340	9,4%	1.314	1.220	7,7%
Setor Público	364	352	3,4%	346	5,2%	1.375	1.328	3,5%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.636</b>	<b>2.507</b>	<b>5,1%</b>	<b>2.505</b>	<b>5,2%</b>	<b>9.960</b>	<b>9.399</b>	<b>6,0%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 5,1% no 4T14 quando comparado ao 4T13. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,3%, em conjunto, com o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 1,8% (conforme quadro abaixo).

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

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Residencial - Convencional	465	467	-0,4%	465	-	1.831	1.784	2,6%
Residencial - Baixa Renda	309	301	2,7%	307	0,7%	1.220	1.163	4,9%
Industrial	53.899	52.510	2,6%	50.455	6,8%	196.920	194.302	1,3%
Comercial	3.161	2.982	6,0%	2.918	8,3%	11.764	11.277	4,3%
Rural	781	783	-0,3%	718	8,8%	2.759	2.722	1,4%
Setor Público	8.055	8.026	0,4%	7.691	4,7%	30.427	30.279	0,5%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>800</b>	<b>786</b>	<b>1,8%</b>	<b>766</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.023</b>	<b>2.948</b>	<b>2,5%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

A venda de energia per capita no mercado cativo no 4T14 apresentou um incremento de 1,8% em relação à observada no 4T13. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial baixa renda: apresentou uma evolução na venda de energia per capita de 2,7%, a qual se atribui, principalmente, ao aumento da renda da população e maior acesso aos eletrodomésticos, ocasionando assim um maior poder de compra.

(ii) comercial: a evolução observada se deve principalmente, pelo crescimento da demanda por maior para climatização de ambientes, tanto no pequeno comércio, com a difusão dos equipamentos de ar condicionado, como nos segmentos de maior porte como os shoppings centers, devido a expansão ocorridas nos mesmos.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

\*\* Fonte EPE: Valores de Brasil e Nordeste apurados até nov/14

### Cientes Livres

#### TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Industrial	282	311	-9,3%	312	-9,6%	1.169	1.252	-6,6%
Comercial	27	24	12,5%	26	3,8%	102	82	24,4%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>309</b>	<b>335</b>	<b>-7,8%</b>	<b>338</b>	<b>-8,6%</b>	<b>1.271</b>	<b>1.334</b>	<b>-4,7%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 4T14 apresentou uma redução de 7,8% (-26 GWh) em relação ao 4T13, refletindo: (i) uma redução de 11,7% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 4,4%\* do número de clientes livres \*, no 4T14 (mais 3 novos clientes, sendo 2 industriais e 1 comercial\*).

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

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Industrial	7.421	8.639	-14,1%	8.432	-12,0%	30.763	34.778	-11,5%
Comercial	818	750	9,1%	788	3,8%	3.091	2.563	20,6%
<b>Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*</b>	<b>4.352</b>	<b>4.926</b>	<b>-11,7%</b>	<b>4.829</b>	<b>-9,9%</b>	<b>17.901</b>	<b>19.618</b>	<b>-8,8%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 4T14 em relação ao 4T13 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, em conjunto, os novos clientes livres apresentaram um padrão médio de consumo inferior em 61,0% ao dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 4T13.

### Balanco Energético

#### BALANÇO DE ENERGIA\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.963	1.910	2,8%	1.909	2,8%	1.963	1.910	2,8%
Energia requerida (GWh)	3.390	3.252	4,2%	3.266	3,8%	12.806	12.246	4,6%
Energia distribuída (GWh)	2.918	2.834	3,0%	2.815	3,7%	11.148	10.720	4,0%
Residencial - Convencional	620	593	4,6%	613	1,1%	2.452	2.281	7,5%
Residencial - Baixa Renda	373	370	0,8%	369	1,1%	1.479	1.423	3,9%
Industrial	329	315	4,4%	304	8,2%	1.202	1.169	2,8%
Comercial	554	516	7,4%	510	8,6%	2.067	1.951	5,9%
Rural	364	347	4,9%	331	10,0%	1.283	1.209	6,1%
Setor Público	363	351	3,4%	345	5,2%	1.370	1.327	3,2%
Clientes Livres	309	335	-7,8%	338	-8,6%	1.271	1.335	-4,8%
Revenda	2	3	-33,3%	2	-	10	11	-9,1%
Consumo Próprio	4	4	-	3	33,3%	14	14	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	472	418	12,9%	451	4,7%	1.658	1.526	8,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	13,92%	12,85%	1,07 p.p	13,81%	0,11 p.p	12,95%	12,46%	0,49 p.p

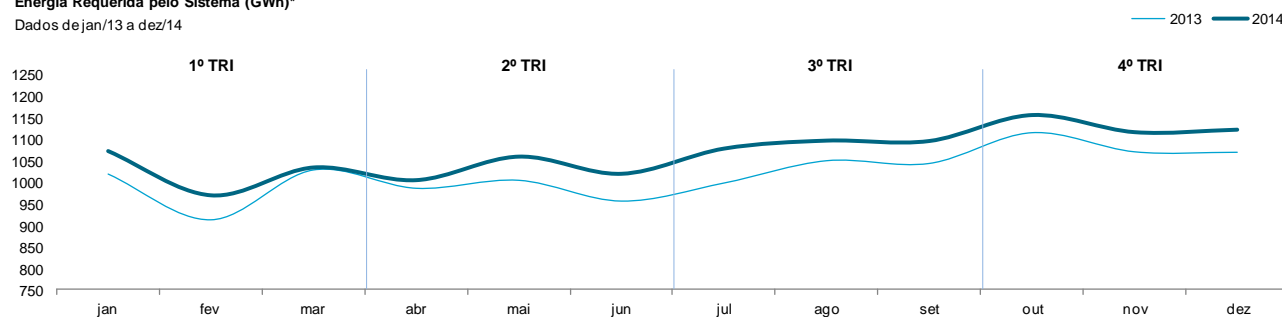
(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 4T14 apresentou um percentual 4,2% superior ao registrado no 4T13. Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 3,0%. A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do incremento (1,07 p.p) nas perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

### Sazonalidade

#### Energia Requerida pelo Sistema (GWh)\*

Dados de jan/13 a dez/14



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Compra de Energia

#### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	678	-	2.690	2.690	-
Centrais Elétricas - FURNAS	379	362	4,7%	325	16,6%	1.343	1.377	-2,5%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	438	422	3,8%	403	8,7%	1.613	1.599	0,9%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	84	154	-45,5%	91	-7,7%	348	566	-38,5%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	202	111	82,0%	161	25,5%	678	369	83,7%
Eletronorte	159	100	59,0%	156	1,9%	592	375	57,9%
COPEL	38	65	-41,5%	39	-2,6%	155	245	-36,7%
CEMIG	29	119	-75,6%	36	-19,4%	135	453	-70,2%
Tractebel Energia S.A	68	50	36,0%	48	41,7%	215	188	14,4%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	97	97	-	97	-	384	386	-0,5%
PROINFA	66	63	4,8%	60	10,0%	233	226	3,1%
Outros	761	690	10,3%	785	-3,1%	2.775	2.627	5,6%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>2.999</b>	<b>2.911</b>	<b>3,0%</b>	<b>2.879</b>	<b>4,2%</b>	<b>11.161</b>	<b>11.101</b>	<b>0,5%</b>
Liquidação na CCEE	115	166	-30,7%	109	5,5%	552	360	53,3%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>3.114</b>	<b>3.077</b>	<b>1,2%</b>	<b>2.988</b>	<b>4,2%</b>	<b>11.713</b>	<b>11.461</b>	<b>2,2%</b>
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	18	17	5,9%	18	-	54	49	10,2%
<b>Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída</b>	<b>3.132</b>	<b>3.094</b>	<b>1,2%</b>	<b>3.006</b>	<b>4,2%</b>	<b>11.767</b>	<b>11.510</b>	<b>2,2%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

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 apresentaram, no 4T14, um acréscimo de 1,2% em relação ao 4T13, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

### Inputs e Outputs do Sistema

#### INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
<b>Totais - Inputs</b>	<b>3.114</b>	<b>3.077</b>	<b>1,2%</b>	<b>2.988</b>	<b>4,2%</b>	<b>11.713</b>	<b>11.461</b>	<b>2,2%</b>
Compra de Energia	3.114	3.077	1,2%	2.988	4,2%	11.713	11.461	2,2%
Contratos	2.999	2.911	3,0%	2.879	4,2%	11.161	11.101	0,5%
CGTF	678	678	-	678	-	2.690	2.690	-
FURNAS	379	362	4,7%	325	16,6%	1.343	1.377	-2,5%
CHESF	438	422	3,8%	403	8,7%	1.613	1.599	0,9%
CESP	84	154	-45,5%	91	-7,7%	348	566	-38,5%
Petrobrás	202	111	82,0%	161	25,5%	678	369	83,7%
Eletronorte	159	100	59,0%	156	1,9%	592	375	57,9%
COPEL	38	65	-41,5%	39	-2,6%	155	245	-36,7%
CEMIG	29	119	-75,6%	36	-19,4%	135	453	-70,2%
Tractebel	68	50	36,0%	48	41,7%	215	188	14,4%
Eletronuclear	97	97	-	97	-	384	386	-0,5%
PROINFA	66	63	4,8%	60	10,0%	233	226	3,1%
Outros	761	690	10,3%	785	-3,1%	2.775	2.627	5,6%
Liquidação CCEE	115	166	-30,7%	109	5,5%	552	360	53,3%
<b>Totais - Outputs</b>	<b>3.114</b>	<b>3.077</b>	<b>1,2%</b>	<b>2.988</b>	<b>4,2%</b>	<b>11.713</b>	<b>11.461</b>	<b>2,2%</b>
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	35	163	-78,5%	62	-43,5%	188	561	-66,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.607	2.496	4,4%	2.475	5,3%	9.867	9.374	5,3%
Residencial - Convencional	620	593	4,6%	613	1,1%	2.452	2.281	7,5%
Residencial - Baixa Renda	373	370	0,8%	369	1,1%	1.479	1.423	3,9%
Industrial	329	315	4,4%	304	8,2%	1.202	1.169	2,8%
Comercial	554	516	7,4%	510	8,6%	2.067	1.951	5,9%
Rural	364	347	4,9%	331	10,0%	1.283	1.209	6,1%
Setor Público	363	351	3,4%	345	5,2%	1.370	1.327	3,2%
Consumo Próprio + Revenda	4	4	-	3	33,3%	14	14	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	472	418	12,9%	451	4,7%	1.658	1.526	8,7%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Indicadores Operacionais

#### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE\*

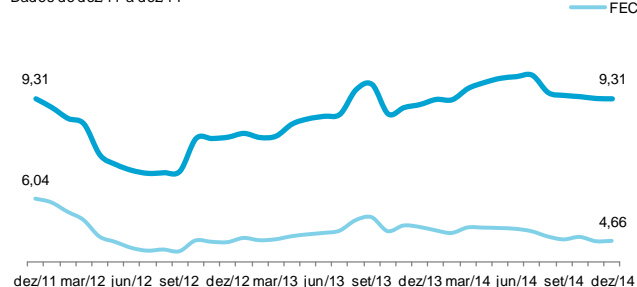
	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,31	9,12	2,1%	9,42	-1,2%	9,31	9,12	2,1%
FEC 12 meses (vezes)	4,66	5,12	-9,0%	4,71	-1,1%	4,66	5,12	-9,0%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,72%	12,48%	0,24 p.p	12,69%	0,03 p.p	12,72%	12,48%	0,24 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,22%	100,74%	-2,52 p.p	97,87%	0,35 p.p	98,22%	100,74%	-2,52 p.p
MWh/Colaborador	2.428	2.303	5,4%	2.330	4,2%	9.267	8.466	9,5%
Consumidor/Colaboradores	571	534	7,0%	572,85	-0,3%	571	534	7,0%
PMSO (3)/Consumidor	38,96	38,36	1,6%	26,20	48,7%	125,13	131,28	-4,7%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

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

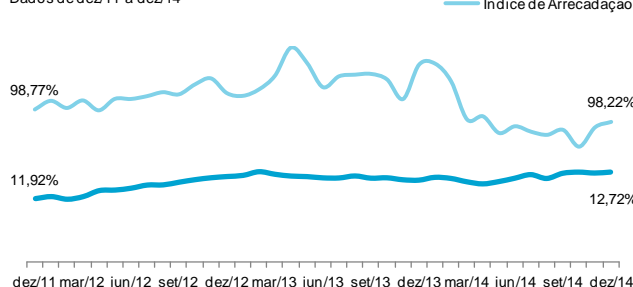
#### Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM\*

Dados de dez/11 a dez/14



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

Dados de dez/11 a dez/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 4T14 com DEC de 9,31 horas\*, o índice apresentou um incremento de 2,1% em relação ao registrado no 4T13, de 9,12 horas\*. O FEC alcançou o patamar de 4,66 vezes\*, o que representa uma redução de 9,0% em relação ao 4T13, que fechou em 5,12 vezes\*. A Coelce investiu R\$ 47 milhões\* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

#### Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) houve um incremento de 0,24 p.p. em relação às perdas registradas no 4T13. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 31 milhões\* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 4T14 com o percentual de 98,22% inferior em (2,52 p.p.) em relação ao encerramento do 4T13.

#### Produtividade

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

A Coelce encerrou o 4T14 com o indicador de MWh/colaborador com o índice 5,4% superior em relação ao 4T13. O índice Consumidor/colaborador apresentou uma melhoria de 7,0% no 4T14 em relação ao 4T13.

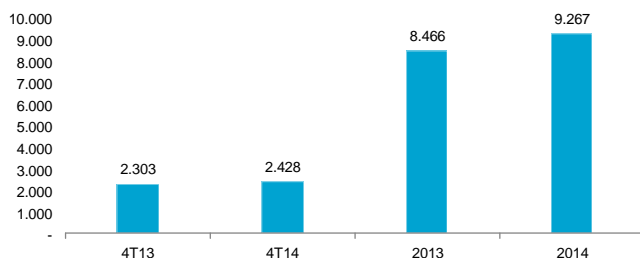
O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 38,96/consumidor no 4T14, o que representa um incremento de 1,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 38,36/consumidor.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes



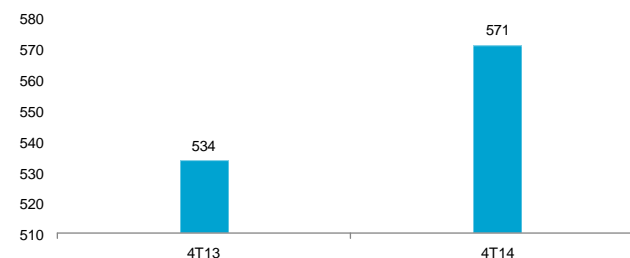
### Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador\*

Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



### Indicador de Produtividade - Consumidor/Colaborador\*

Evolução 4T13 - 4T14



## DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

### Resultado

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

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.528.726	1.009.203	51,5%	1.076.201	42,0%	4.638.147	3.729.859	24,4%
Deduções à Receita Operacional	(289.767)	(225.088)	28,7%	(260.859)	11,1%	(1.016.232)	(880.116)	15,5%
Receita Operacional Líquida	1.238.959	784.115	58,0%	815.342	52,0%	3.621.915	2.849.743	27,1%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(928.124)	(751.502)	23,5%	(710.539)	30,6%	(3.104.772)	(2.600.696)	19,4%
<b>EBITDA(3)*</b>	<b>376.818</b>	<b>78.244</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>154.459</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>701.568</b>	<b>401.951</b>	<b>74,5%</b>
Margem EBITDA*	30,41%	9,98%	20,43 p.p	18,94%	11,47 p.p	19,37%	14,10%	5,27 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	32,07%	11,25%	20,82 p.p	20,26%	11,81 p.p	20,84%	15,48%	5,36 p.p
EBIT(4)*	310.835	32.613	>100,0%	104.803	>100,0%	517.143	249.047	>100,0%
Margem EBIT*	25,09%	4,16%	20,93 p.p	12,85%	12,24 p.p	14,28%	8,74%	5,54 p.p
Resultado Financeiro	(75.081)	(41.450)	81,1%	(133.210)	-43,6%	(277.888)	(82.805)	>100,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(72.829)	14.788	<-100,0%	25.590	<-100,0%	12.304	(9.686)	<-100,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>162.925</b>	<b>5.951</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(2.817)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>251.559</b>	<b>156.556</b>	<b>60,7%</b>
Margem Líquida	13,15%	0,76%	12,39 p.p	-0,35%	13,50 p.p	6,95%	5,49%	1,46 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	13,87%	0,86%	13,01 p.p	-0,37%	14,24 p.p	7,47%	6,03%	1,44 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	2,09	0,08	>100,0%	(0,04)	<-100,0%	3,23	2,01	60,7%

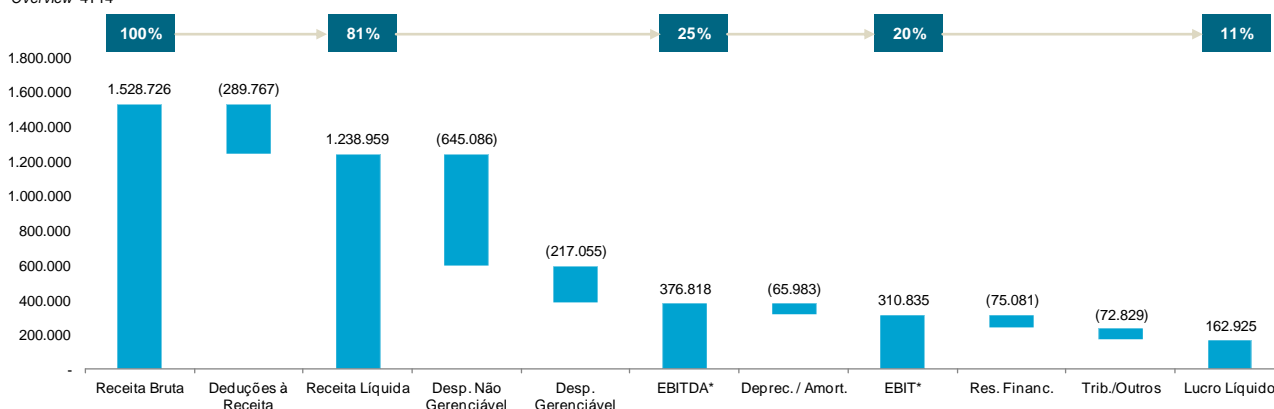
(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações; (4) EBIT: Resultado do Serviço

### Overview

#### Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 4T14



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Receita Operacional Bruta

#### RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.019.183	808.760	26,0%	897.115	13,6%	3.562.219	3.032.634	17,5%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	306.409	-	-	-	-	306.409	-	-
Subsídio Baixa Renda	56.325	48.037	17,3%	59.310	-5,0%	213.143	191.799	11,1%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	45.237	35.036	29,1%	33.666	34,4%	167.573	123.272	35,9%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.427.154	891.833	60,0%	990.091	44,1%	4.249.344	3.347.705	26,9%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	20.040	17.600	13,9%	19.254	4,1%	76.343	82.040	-6,9%
Receita Operacional IFRIC-12	63.988	88.543	-27,7%	52.986	20,8%	254.981	253.841	0,4%
Outras Receitas	17.544	11.227	56,3%	13.870	26,5%	57.479	46.273	24,2%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.528.726</b>	<b>1.009.203</b>	<b>51,5%</b>	<b>1.076.201</b>	<b>42,0%</b>	<b>4.638.147</b>	<b>3.729.859</b>	<b>24,4%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 4T14, um incremento de 51,5% em relação ao 4T13, (+R\$ 520 milhões). Esse incremento é, basicamente, o efeito dos seguintes fatores:

- Incremento de 26,0% (R\$ 1.019 milhões versus R\$ 809 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R\$ 210 milhões): *Este incremento está associado aos seguintes fatores:*
  - (i) Aumento de 5,1% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.636 GWh no 4T14 versus 2.507 GWh no 4T13);
  - (ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média;

*A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela:*

- (iii) Devolução da segunda 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 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6% (R\$ 138 milhões durante 12 meses, aprox. R\$ 35 milhões no 4T14).
- Incremento de R\$ 306 milhões na rubrica de valores a receber da parcela A e outros itens financeiros: Este incremento está associado a assinatura do aditivo ao contrato de concessão, essa alteração permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. A alteração do Contrato se deu conforme o Despacho ANEEL 4.621, de 25 de novembro de 2014.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 4T14, alcançou o montante de R\$ 1.465 milhões, o que representa um incremento de 59,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 921 milhões (+R\$ 544 milhões).

### Deduções da Receita

#### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
ICMS	(237.262)	(189.686)	25,1%	(214.556)	10,6%	(837.752)	(722.153)	16,0%
COFINS	(34.492)	(20.530)	68,0%	(29.760)	15,9%	(112.648)	(101.736)	10,7%
PIS	(7.488)	(5.637)	32,8%	(6.461)	15,9%	(24.456)	(23.267)	5,1%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(279.242)</b>	<b>(215.853)</b>	<b>29,4%</b>	<b>(250.777)</b>	<b>11,4%</b>	<b>(974.856)</b>	<b>(847.156)</b>	<b>15,1%</b>
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	6.667	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	-	-	-	-	-	(5.012)	-100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.546)	(7.491)	0,7%	(8.262)	-8,7%	(30.761)	(26.904)	14,3%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.979)	(1.744)	70,8%	(1.820)	63,7%	(10.615)	(7.711)	37,7%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(10.525)</b>	<b>(9.235)</b>	<b>14,0%</b>	<b>(10.082)</b>	<b>4,4%</b>	<b>(41.376)</b>	<b>(32.960)</b>	<b>25,5%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(289.767)</b>	<b>(225.088)</b>	<b>28,7%</b>	<b>(260.859)</b>	<b>11,1%</b>	<b>(1.016.232)</b>	<b>(880.116)</b>	<b>15,5%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

As deduções da receita apresentaram um incremento de 28,7% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 65 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, da seguinte variação:

- Incremento de 29,4% (R\$ 279 milhões versus R\$ 216 milhões) nos tributos ICMS, COFINS e PIS (-R\$ 63 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para estes tributos, em função, do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

### Custos e Despesas Operacionais

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

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(648.822)	(439.148)	47,7%	(461.971)	40,4%	(2.103.840)	(1.620.555)	29,8%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.154)	(1.210)	-4,6%	(1.110)	4,0%	(4.576)	(4.770)	-4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(28.802)	(21.195)	35,9%	(28.844)	-0,1%	(93.089)	(58.560)	59,0%
Encargo de Serviço do Sistema	33.692	(21.507)	<-100,0%	(18.894)	<-100,0%	2.703	(4.876)	<-100,0%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(645.086)</b>	<b>(483.060)</b>	<b>33,5%</b>	<b>(510.819)</b>	<b>26,3%</b>	<b>(2.198.802)</b>	<b>(1.688.761)</b>	<b>30,2%</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>								
Pessoal	(45.083)	(40.813)	10,5%	(24.322)	85,4%	(140.114)	(141.853)	-1,2%
Material e Serviços de Terceiros	(78.173)	(62.787)	24,5%	(62.359)	25,4%	(264.883)	(244.426)	8,4%
Depreciação e Amortização	(65.983)	(45.631)	44,6%	(49.656)	32,9%	(184.425)	(152.904)	20,6%
Custo de Desativação de Bens	(11.837)	(1)	>100,0%	(3.135)	>100,0%	(12.934)	(45.682)	-71,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(215)	(19.813)	-98,9%	(4.314)	-95,0%	(3.401)	(33.088)	-89,7%
Provisões para Contingências	3.285	656	>100,0%	(4.294)	<-100,0%	(5.957)	(3.359)	77,3%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(63.988)	(88.543)	-27,7%	(52.986)	20,8%	(254.981)	(253.841)	0,4%
Outras Despesas Operacionais	(21.044)	(11.510)	82,8%	1.346	<-100,0%	(39.275)	(36.782)	6,8%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(283.038)</b>	<b>(268.442)</b>	<b>5,4%</b>	<b>(199.720)</b>	<b>41,7%</b>	<b>(905.970)</b>	<b>(911.935)</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(928.124)</b>	<b>(751.502)</b>	<b>23,5%</b>	<b>(710.539)</b>	<b>30,6%</b>	<b>(3.104.772)</b>	<b>(2.600.696)</b>	<b>19,4%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

Os custos e despesas operacionais no 4T14 apresentaram um incremento de 23,5% em relação ao 4T13 (-R\$ 176 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

#### Incremento de 33,5% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 162 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 47,7% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 210 milhões):  
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
  - (i) Incremento de 3,0% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 4T14 e o 4T13;
  - (ii) Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
  - (iii) Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-0, vigentes a partir de maio de 2014;
  - (iv) Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
  - (v) Maior custo com compra de energia no mercado de curto prazo, tendo em vista a elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os trimestres comparados.

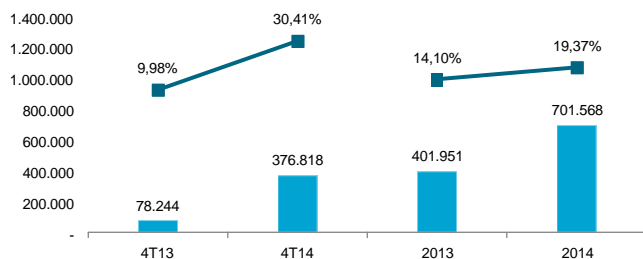
#### *Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:*

- (vi) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante o Decreto e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram compensados pelos repasses oriundos da CONTA-ACR. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 64 milhões no 4T14 e R\$ 412 milhões no ano de 2014.
- Incremento de 39,9% na rubrica de encargo de uso da rede elétrica (-R\$ 8 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia.
- Redução na rubrica de encargo de serviço do sistema (-R\$ 55 milhões): Esta redução, deve se, principalmente, ao início do recebimento de aportes relativos as despesas com ESS por segurança energética
- Incremento de 5,4% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 15 milhões), basicamente por:
- Incremento de 10,5% (-R\$ 45 milhões versus -R\$ 41 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 4 milhões): Essa variação se deve, principalmente, ao ajuste dos parâmetros atuariais, impactando positivamente as despesas com plano de saúde em 2013.
- Incremento de 24,5% na rubrica material e serviço de terceiros (-R\$ 15 milhões): O incremento se deve, basicamente, ao aumento de operações de corte e manutenção da rede elétrica entre os períodos comparados.
- Aumento de 44,6% (-R\$ 66 milhões versus -R\$ 46 milhões) na rubrica depreciação e amortização (-R\$ 20 milhões): O incremento é explicado, basicamente, por (i.) uma maior base de cálculo, devido aos investimentos ocorridos entre os períodos comparados, bem como por (ii) maiores ativações de obras no 4T14.
- Incremento de -R\$ 12 milhões no custo de desativação de bens: Esta variação se deve, principalmente, por novas provisões para baixa de bens obsoletos, no 4T14.
- A redução de 98,9% na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa (+R\$ 19 milhões): Esta redução se deve, principalmente, por grande constituição de provisão de liquidação duvidosa no 4T13, devido ao atraso de pagamento dos clientes livres.
- Incremento na rubrica provisões para contingências (+R\$ 3 milhões): Esta variação é o reflexo, basicamente, de reversões efetuadas no 4T14, em função de reavaliações efetuadas pela Companhia sobre as provisões relativas ao estoque de processos judiciais.

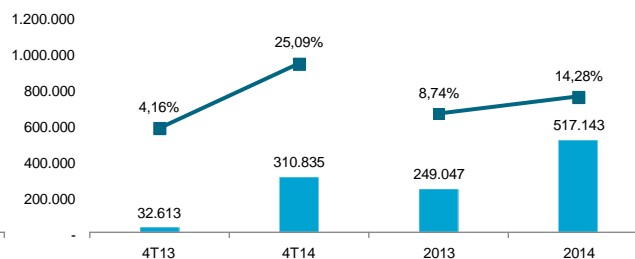
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 4T14, alcançaram o montante de -R\$ 219 milhões, o que representa uma incremento de 21,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 180 milhões (-R\$ 39 milhões).

### EBITDA

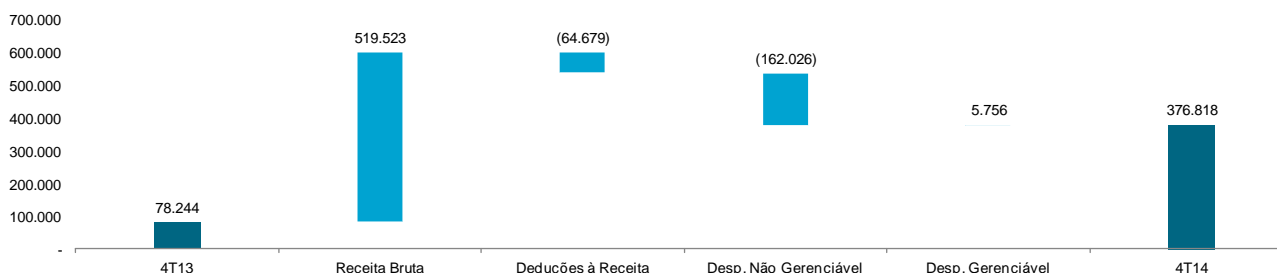
**EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)\***  
Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



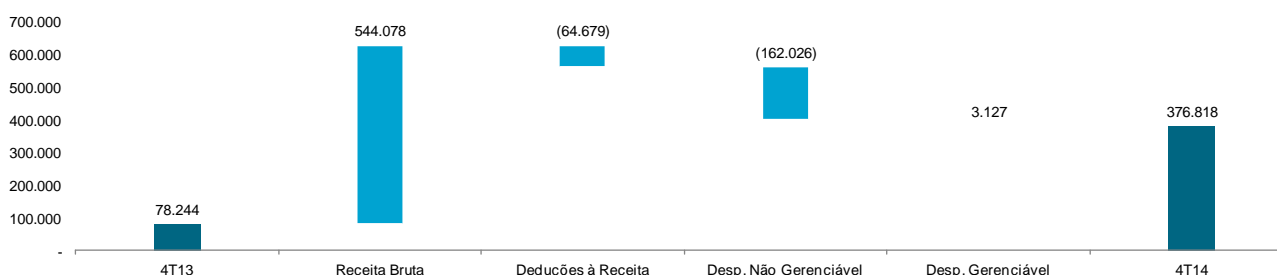
**EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)\***  
Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



**Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\***  
Evolução 4T13 - 4T14



**Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)**  
Evolução 4T13 - 4T14



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 4T14, atingiu o montante de R\$ 377 milhões\*, o que representa um aumento de R\$ 299 milhões em relação ao 4T13, cujo montante foi de R\$ 78 milhões\*. A margem EBITDA da Companhia no 4T14 foi de 30,41%\*, refletindo um acréscimo de 20,43 p.p. em relação ao 4T13, de 9,98%\*.

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)

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	162.925	5.951	>100,0%	(2.817)	<-100,0%	251.559	156.556	60,7%
(+) Tributo sobre o Lucro	72.829	(14.788)	<-100,0%	(25.590)	<-100,0%	(12.304)	9.686	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	75.081	41.450	81,1%	133.210	-43,6%	277.888	82.805	>100,0%
(=) EBIT	310.835	32.613	>100,0%	104.803	>100,0%	517.143	249.047	>100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	65.983	45.631	44,6%	49.656	32,9%	184.425	152.904	20,6%
(=) EBITDA	376.818	78.244	>100,0%	154.459	>100,0%	701.568	401.951	74,5%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

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.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Resultado Financeiro

#### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de Aplicações Financeiras	4.381	6.467	-32,3%	1.373	>100,0%	10.201	22.749	-55,2%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	12.523	8.782	42,6%	11.139	12,4%	41.041	37.976	8,1%
Receita/Despesa ativo indenizável	(23.891)	(8.819)	>100,0%	(90.374)	-73,6%	(104.977)	22.000	<-100,0%
Outras	2.194	5.345	-59,0%	12.926	-83,0%	16.994	15.301	11,1%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>(4.793)</b>	<b>11.775</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(64.936)</b>	<b>-92,6%</b>	<b>(36.741)</b>	<b>98.026</b>	<b>&lt;-100,0%</b>
<b>Despesas financeiras</b>								
Encargo de Dívidas	(24.870)	(17.316)	43,6%	(22.208)	12,0%	(85.690)	(69.432)	23,4%
Variações Monetárias	(7.212)	(5.713)	26,2%	(2.472)	>100,0%	(22.888)	(25.547)	-10,4%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(7.214)	(6.210)	16,2%	(11.513)	-37,3%	(43.723)	(47.091)	-7,2%
IOF e IOC	(7.271)	(342)	>100,0%	(599)	>100,0%	(11.626)	(813)	>100,0%
Multas	(13.874)	860	<-100,0%	(14.063)	-1,3%	(30.111)	(709)	>100,0%
Outras	(9.847)	(24.504)	-59,8%	(17.419)	-43,5%	(47.109)	(37.239)	26,5%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(70.288)</b>	<b>(53.225)</b>	<b>32,1%</b>	<b>(68.274)</b>	<b>2,9%</b>	<b>(241.147)</b>	<b>(180.831)</b>	<b>33,4%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(75.081)</b>	<b>(41.450)</b>	<b>81,1%</b>	<b>(133.210)</b>	<b>-43,6%</b>	<b>(277.888)</b>	<b>(82.805)</b>	<b>&gt;100,0%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

O resultado financeiro da Coelce, no 4T14, apresentou um incremento em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 34 milhões). Este incremento é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Redução de R\$ 17 milhões nas receitas financeiras (-R\$ 5 milhões versus +R\$ 12 milhões), principalmente, por:

- Redução de 32,3% em renda de aplicações financeiras (-R\$ 2 milhões): A variação reflete, principalmente, a redução do caixa médio no trimestre em 31%, passando de R\$ 235 milhões em 4T13 para R\$ 162 milhões no 4T14.
- Incremento na receita/despesa do ativo indenizável (-R\$ 15 milhões): A redução se deve ao ajuste efetuado no 4T14, tendo em vista a data de corte da base de ativos ao final do 3º ciclo de revisão tarifária e a consequente ativação das obrigações especiais associadas à ultrapassagem de demanda e excedente de reativo.
- Incremento na rubrica acréscimo moratório sobre conta de energia (+R\$ 4 milhões): Essa variação se deve, principalmente, ao aumento da tarifa de energia em 16,77% em conjunto com um maior volume de contas sendo pagas com atraso pelos consumidores.

Incremento nas despesas financeiras (-R\$ 17 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 43,6% (-R\$ 25 milhões versus -R\$ 17 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 8 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados.
- Redução de -R\$ 15 milhões na rubrica de multas: Esta variação reflete, basicamente, ao (i) ingresso de multas regulatórias no 4T14, devido a não conformidades operacionais, em conjunto, com a (ii) mudança de estimativa das provisões de alguns autos de infração, parcialmente compensadas, pela (iii) reclassificação de atualizações financeiras de multas, anteriormente classificadas como multas, para a linha de atualizações de impostos, provisões e multas.
- Incremento de -R\$ 7 milhões na rubrica de IOF e IOC: Este incremento se deve, principalmente, a captação de CCB – Cédula de Crédito Bancário no 4T14, no montante de R\$ 300 milhões, que gerou aproximadamente R\$ 6 milhões de IOF.

### Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

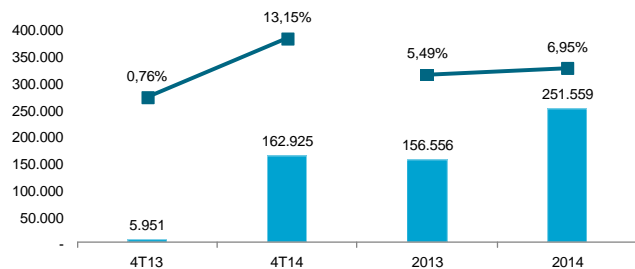
	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
IR e CSLL	(70.421)	4.631	<-100,0%	11.561	<-100,0%	(63.806)	(60.597)	5,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	(209)	12.559	<-100,0%	16.227	<-100,0%	84.904	60.520	40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.199)	(2.402)	-8,5%	(2.198)	0,0%	(8.794)	(9.609)	-8,5%
<b>Total</b>	<b>(72.829)</b>	<b>14.788</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>25.590</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>12.304</b>	<b>(9.686)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

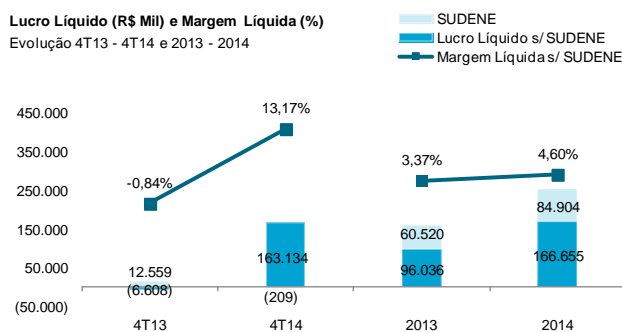
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 4T14 registrou uma redução (+R\$ 88 milhões) em relação ao 4T13. Esta variação é o reflexo, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, devido a reversão de tributos diferidos no 4T14, ocasionado pela contabilização dos ativos e passivos setoriais..

### Lucro Líquido

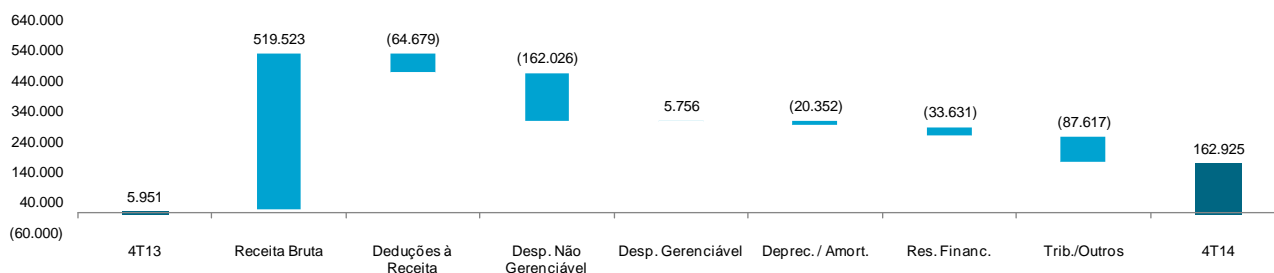
**Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)**  
Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



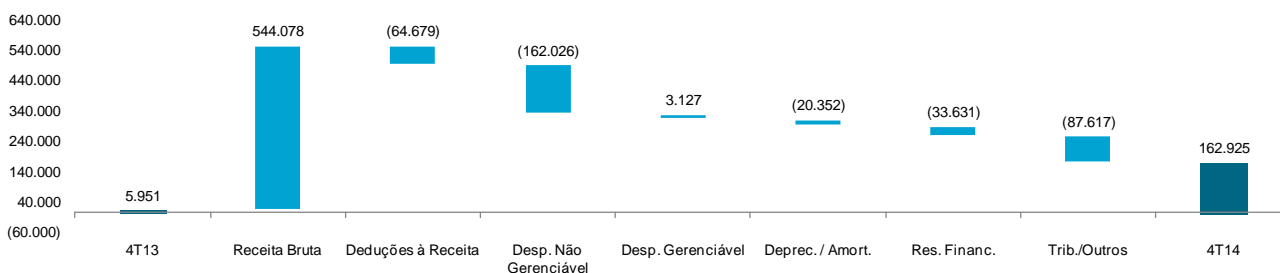
**Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)**  
Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



**Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)**  
Evolução 4T13 - 4T14



**Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)**  
Evolução 4T13 - 4T14



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 4T14 um Lucro Líquido de R\$ 163 milhões, valor superior ao registrado no 4T13, que foi de R\$ 6 milhões (R\$ 157 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 4T14 alcançou 13,15%.

### Endividamento

#### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	4 T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2 0 1 4	2013	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.260.059	934.844	34,8%	991.315	27,1%	1.260.059	934.844	34,8%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	180.434	107.310	68,1%	13.004	>100,0%	180.434	107.310	68,1%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.079.625	827.534	30,5%	978.311	10,4%	1.079.625	827.534	30,5%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	1,80	2,33	-22,7%	2,46	-26,8%	1,80	2,33	-22,7%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	8,19	5,79	41,5%	3,10	>100,0%	8,19	5,79	41,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,42	0,37	13,3%	0,38	10,8%	0,42	0,37	13,3%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,39	0,35	11,7%	0,38	1,8%	0,39	0,35	11,7%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

(3) EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses; (4) Dívida Líquida = Dívida Bruta - Caixa, Equivalentes e Aplicações Financeiras

A dívida bruta da Coelce encerrou o 4T14 com um incremento de 34,8% em relação ao 4T13 (+R\$ 325 milhões). Este incremento é o efeito líquido de (i) novas captações de dívidas (CCB - Cédula de Crédito Bancário, no valor de R\$ 450 milhões). As captações foram compensadas parcialmente (ii) por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 160 milhões.

A Coelce encerrou o 4T14 com o custo da dívida médio de 10,20% a.a., ou CDI - 0,41% a.a.

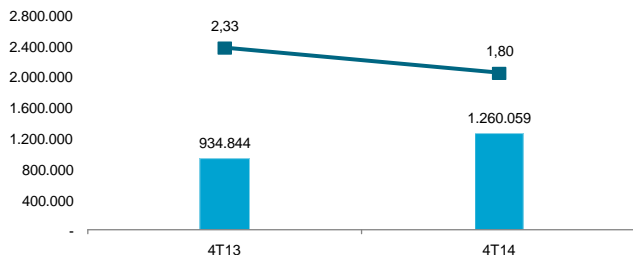
\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Colchão de Liquidez

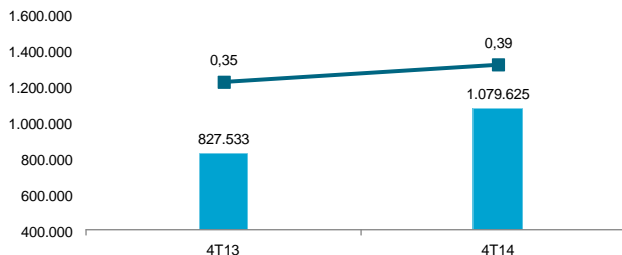
No ano de 2014, foi autorizada junto a Aneel, a aprovação do mútuo da Coelce junto a Enel Brasil, o montante de captação pode chegar até R\$ 200 milhões, e tem o prazo de até 2 anos para captação. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de conta garantida que tem contratada em 31 de dezembro de 2014 o valor de R\$ 240 milhões.

Em 2014, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do rating corporativo da Companhia de brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a manutenção 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 2014.

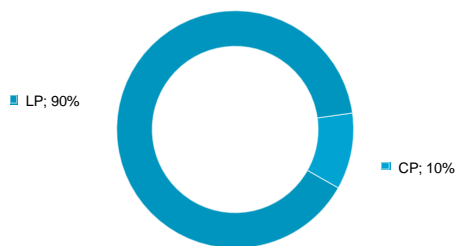
**Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA\* (Veze)**  
Evolução 4T13 - 4T14



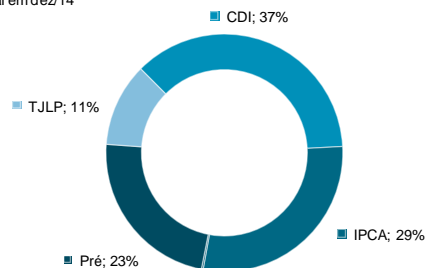
**Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)**  
Evolução 4T13 - 4T14



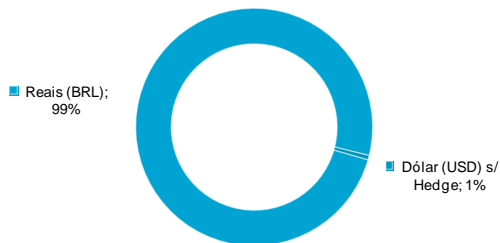
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em dez/14



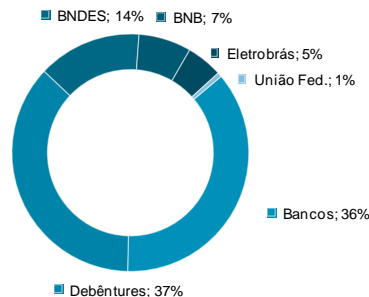
**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em dez/14



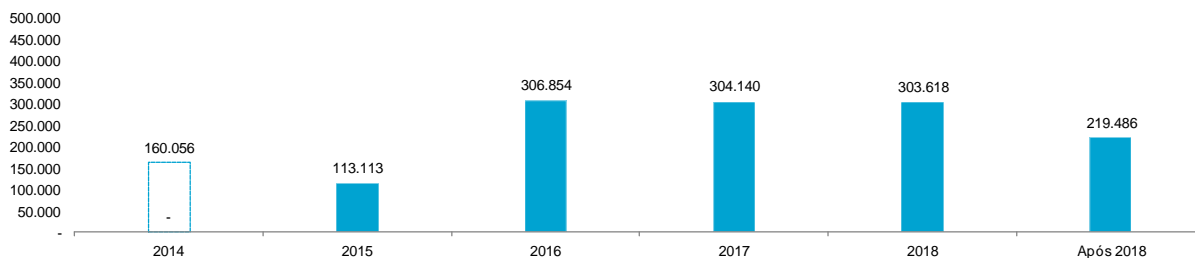
**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em dez/14



**Abertura da Dívida Bruta - Credor**  
Posição Final em dez/14



**Curva de Amortização (R\$ Mil)**  
Posição Final em dez/14



### Investimentos

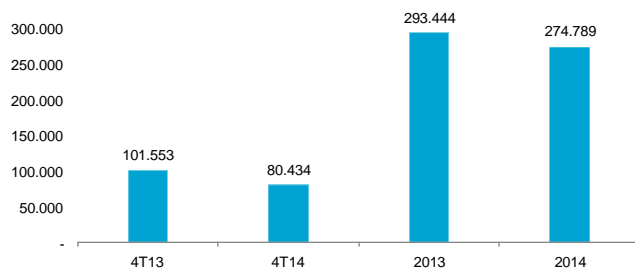
#### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Novas Conexões	36.898	52.097	-29,2%	31.300	17,9%	142.209	143.138	-0,6%
Rede	38.995	55.119	-29,3%	31.941	22,1%	103.029	126.132	-18,3%
Combate às Perdas	7.658	9.259	-17,3%	8.318	-7,9%	30.969	30.585	1,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	20.265	26.219	-22,7%	14.477	40,0%	47.113	54.611	-13,7%
Outros	11.072	19.641	-43,6%	9.146	21,1%	24.947	40.936	-39,1%
Medidores	2.328	2.849	-18,3%	2.242	3,8%	7.805	9.696	-19,5%
Outros (Non - Network)	8.511	12.642	-32,7%	(3.388)	<-100,0%	23.133	27.879	-17,0%
Variação de Estoque	(6.298)	(21.154)	-70,2%	(592)	>100,0%	(1.387)	(13.401)	-89,7%
<b>Total Investido</b>	<b>80.434</b>	<b>101.553</b>	<b>-20,8%</b>	<b>61.503</b>	<b>30,8%</b>	<b>274.789</b>	<b>293.444</b>	<b>-6,4%</b>
Aportes / Subsídios	(8.976)	(8.289)	8,3%	(10.123)	-11,3%	(9.680)	(33.640)	-71,2%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>71.458</b>	<b>93.264</b>	<b>-23,4%</b>	<b>51.380</b>	<b>39,1%</b>	<b>265.109</b>	<b>259.804</b>	<b>2,0%</b>

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

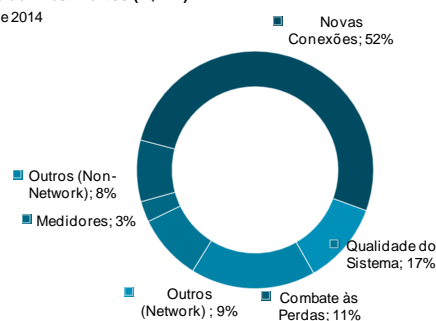
#### Investimentos Totais (R\$ Mil)\*

Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



#### Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 2014



Os investimentos realizados pela Coelce no 4T14 apresentaram um redução de 20,8% (-R\$ 21 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 4T14, foi direcionado aos investimentos para Rede, que representou R\$ 39 milhões\* de todo o valor investido no período mencionado.

### Mercado de Capitais

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

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	49,00	44,60	9,9%	35,10	39,6%	49,00	44,60	9,9%
<b>Preferenciais A - PNA (COCE5)</b>	<b>39,55</b>	<b>42,00</b>	<b>-5,8%</b>	<b>37,50</b>	<b>5,5%</b>	<b>39,55</b>	<b>42,00</b>	<b>-5,8%</b>
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

#### INDICADORES DE MERCADO\*

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	39,55	42,00	-5,8%	37,50	5,5%	39,55	42,00	-5,8%
Média Diária de Negócios	82	215	-61,9%	97	-15,5%	126	225	-44,0%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.106.795	2.717.233	-59,3%	1.215.388	-8,9%	2.033.506	3.081.486	-34,0%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.526	3.384	4,2%	2.800	25,9%	3.526	3.384	4,2%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	4.606	4.212	9,4%	3.779	21,9%	4.606	4.212	9,4%
EV/EBITDA (3)	6,57	10,48	-37,3%	9,38	-30,0%	6,57	10,48	-37,3%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	12,24	20,89	-41,4%	30,87	-60,3%	12,24	20,89	-41,4%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	2,50%	6,55%	-4,05 p.p	7,33%	-4,83 p.p	2,50%	6,55%	-4,05 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	2,06	2,16	-4,6%	1,75	17,7%	2,06	2,16	-4,6%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

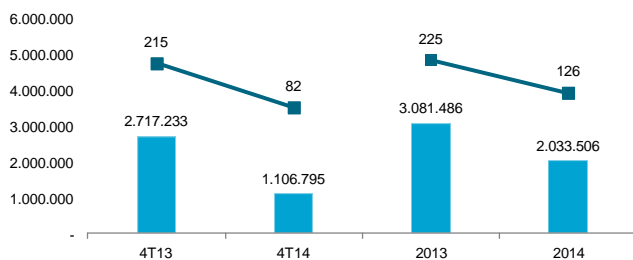
(2) EV = Valor de mercado + Dívida Líquida; (3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres; (4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

\* Valores não auditados pelos auditores independentes



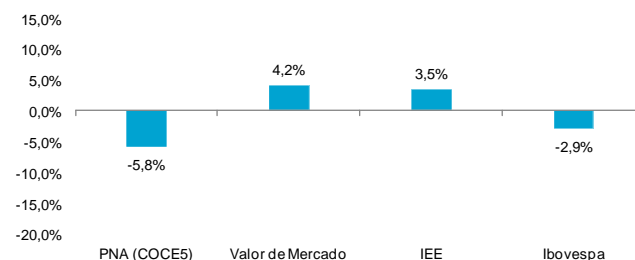
### Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)\*

Evolução 4T13 - 4T14 e 2013 - 2014



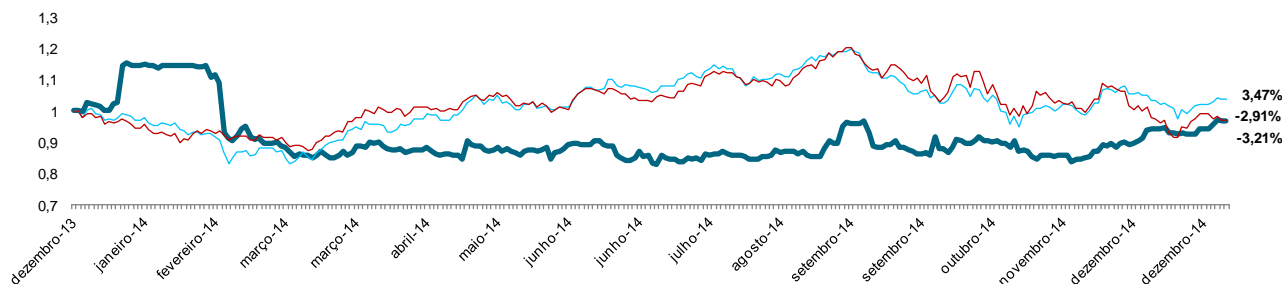
### Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)\*

Dados até dez/14



### Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até dez/14



O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%, enquanto os demais 74,1% 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 4T14 teve uma média de 82 negócios diários (-61,9% vs. 4T13) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,1 milhões (-59,3% vs. 4T13). 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 5,8% nos 12 meses até dezembro de 2014, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram respectivamente, valorização de 3,5% e desvalorização de 2,9%. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 3,2%.

## 5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

### 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.

Em 15 de agosto de 2014 foi assinado um novo Contrato de Financiamento da Operação ACR pela CCEE, com diversas instituições financeiras, no valor de R\$ 6,6 bilhões, que estão sendo repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de maio em diante, limitado à extinção do saldo. As condições são as mesmas do contrato anterior.

### 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%).

### 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 2014, 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 2014, 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.

Em 15 de agosto de 2014 foi assinado um novo Contrato de Financiamento da Operação ACR pela CCEE, com diversas instituições financeiras, no valor de R\$ 6,6 bilhões, que foram repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de maio em diante, limitado à extinção do saldo. As condições são as mesmas do contrato anterior.

### 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%).

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

Devolução da segunda 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 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6%.

### Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia terão uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

As bandeiras tarifárias são uma forma diferente de apresentar um custo que hoje já está na conta de energia, mas geralmente passa despercebido. Atualmente, os custos com compra de energia pelas distribuidoras são incluídos no cálculo de reajuste das tarifas dessas distribuidoras e são repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passa a valer. Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

### Leilão A-0

O leilão “A”, realizado dia 30 de abril de 2014, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, contratou 2.046 MW médios em energia elétrica proveniente de 20 usinas.

O preço médio final do leilão foi de R\$ 268,33 por MWh. O preço médio vendido para empreendimentos por quantidade foi de R\$ 270,81 por MWh e o preço teto vendido para empreendimentos por disponibilidade foi de R\$ 262,00 por MWh. O montante financeiro envolvido nos contratos fechados pelo leilão, com duração de cinco anos e oito meses, é de R\$ 27,28 bilhões. Foram comercializadas cinco usinas na modalidade por disponibilidade (usinas a biomassa e gás) e 15 em contratos por quantidade (hidrelétricas). Neste leilão, a Coelce adquiriu cerca de 79 MW médios.

Os leilões “A” contratam energia para entrega a partir do mesmo ano e têm como objetivo suprir a demanda das concessionárias de distribuição, que atendem o consumidor final. Neste ano o certame ajudou a reduzir a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo, no qual a energia é valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

### Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015. Os limites máximo (diminuição 823 para 388 R\$ / MWh) e mínimo (aumento 16 para 30 R\$ / MWh). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014.

O principal efeito do novo limite é a redução do impacto financeiro para os distribuidores a possíveis riscos futuros de exposição contratual de energia ao mercado spot, onde, em 2014, o preço spot estava em seu limite em grande parte do ano. Do ponto de vista das geradoras o novo preço-teto também resulta em mitigação do risco de exposição econômica e financeira irrecuperável, quando a produção está inferior aos valores determinados por contrato. Por outro lado, se reduz a possibilidade de vender a energia livre com preços mais elevados, atualmente, os geradores podem dividir sua energia livre entre os meses do ano (sazonalização), de modo a ser capaz de aumentar sua renda, colocando mais poder nos meses onde se espera que os preços fiquem mais elevados, com a redução do teto.

### Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

A Diretoria da ANEEL aprovou no dia 25 de novembro de 2013, durante Reunião Pública, o resultado da Audiência Pública Nº 61/2014, que discutiu o aprimoramento da proposta de aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia.

A Agência discutiu o assunto devido ao fato de cada contrato de concessão de distribuição ter uma data própria de reajuste tarifário, que, em sua maioria, não está alinhada com a data de término do contrato de concessão.

Para sanar o problema, a ANEEL decidiu que as distribuidoras serão indenizadas em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão. "Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária".

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	4T14	4T13	Var. %	3T14	Var. % (1)	2014	2013	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.528.726	1.009.203	51,5%	1.076.201	42,0%	4.638.147	3.729.859	24,4%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.019.183	808.760	26,0%	897.115	13,6%	3.562.219	3.032.634	17,5%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	306.409	-	-	-	-	306.409	-	-
Subvenção Baixa Renda	56.325	48.037	17,3%	59.310	-5,0%	213.143	191.799	11,1%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	45.237	35.036	29,1%	33.666	34,4%	167.573	123.272	35,9%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	20.040	17.600	13,9%	19.254	4,1%	76.343	82.040	-6,9%
Receita Operacional IFRIC-12	63.988	88.543	-27,7%	52.986	20,8%	254.981	253.841	0,4%
Outras Receitas	17.544	11.227	56,3%	13.870	26,5%	57.479	46.273	24,2%
Deduções da Receita	(289.767)	(225.088)	28,7%	(260.859)	11,1%	(1.016.232)	(880.116)	15,5%
ICMS	(237.262)	(189.686)	25,1%	(214.556)	10,6%	(837.752)	(722.153)	16,0%
COFINS	(34.492)	(20.530)	68,0%	(29.760)	15,9%	(112.648)	(101.736)	10,7%
PIS	(7.488)	(5.637)	32,8%	(6.461)	15,9%	(24.456)	(23.267)	5,1%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	6.667	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	-	-	-	-	-	(5.012)	-100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.546)	(7.491)	0,7%	(8.262)	-8,7%	(30.761)	(26.904)	14,3%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.979)	(1.744)	70,8%	(1.820)	63,7%	(10.615)	(7.711)	37,7%
Receita Operacional Líquida	1.238.959	784.115	58,0%	815.342	52,0%	3.621.915	2.849.743	27,1%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(928.124)	(751.502)	23,5%	(710.539)	30,6%	(3.104.772)	(2.600.696)	19,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(645.086)	(483.060)	33,5%	(510.819)	26,3%	(2.198.802)	(1.688.761)	30,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(648.822)	(439.148)	47,7%	(461.971)	40,4%	(2.103.840)	(1.620.555)	29,8%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.154)	(1.210)	-4,6%	(1.110)	4,0%	(4.576)	(4.770)	-4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(28.802)	(21.195)	35,9%	(28.844)	-0,1%	(93.089)	(58.560)	59,0%
Encargo do Serviço do Sistema	33.692	(21.507)	<-100,0%	(18.894)	<-100,0%	2.703	(4.876)	<-100,0%
Custos e despesas gerenciáveis	(283.038)	(268.442)	5,4%	(199.720)	41,7%	(905.970)	(911.935)	-0,7%
Pessoal	(45.083)	(40.813)	10,5%	(24.322)	85,4%	(140.114)	(141.853)	-1,2%
Material e Serviços de Terceiros	(78.173)	(62.787)	24,5%	(62.359)	25,4%	(264.883)	(244.426)	8,4%
Depreciação e Amortização	(65.983)	(45.631)	44,6%	(49.656)	32,9%	(184.425)	(152.904)	20,6%
Custos de Desativação de Bens	(11.837)	(1)	>100,0%	(3.135)	>100,0%	(12.934)	(45.682)	-71,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(215)	(19.813)	-98,9%	(4.314)	-95,0%	(3.401)	(33.088)	-89,7%
Provisões para Contingências	3.285	656	>100,0%	(4.294)	<-100,0%	(5.957)	(3.359)	77,3%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(63.988)	(88.543)	-27,7%	(52.986)	20,8%	(254.981)	(253.841)	0,4%
Outras Despesas Operacionais	(21.044)	(11.510)	82,8%	1.346	<-100,0%	(39.275)	(36.782)	6,8%
EBITDA (3)	376.818	78.244	>100,0%	154.459	>100,0%	701.568	401.951	74,5%
Margem EBITDA	30,41%	9,98%	20,43 p.p	18,94%	11,47 p.p	19,37%	14,10%	5,27 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	32,07%	11,25%	20,82 p.p	20,26%	11,81 p.p	20,84%	15,48%	5,36 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	310.835	32.613	>100,0%	104.803	>100,0%	517.143	249.047	>100,0%
Resultado Financeiro	(75.081)	(41.450)	81,1%	(133.210)	-43,6%	(277.888)	(82.805)	>100,0%
Receita Financeira	(4.793)	11.775	<-100,0%	(64.936)	-92,6%	(36.741)	98.026	<-100,0%
Renda de Aplicações Financeiras	4.381	6.467	-32,3%	1.373	>100,0%	10.201	22.749	-55,2%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	12.523	8.782	42,6%	11.139	12,4%	41.041	37.976	8,1%
Receita/Despesa ativo indenizável	(23.891)	(8.819)	>100,0%	(90.374)	-73,6%	(104.977)	22.000	<-100,0%
Outras	2.194	5.345	-59,0%	12.926	-83,0%	16.994	15.301	11,1%
Despesas financeiras	(70.288)	(53.225)	32,1%	(68.274)	2,9%	(241.147)	(180.831)	33,4%
Encargo de Dívidas	(24.870)	(17.316)	43,6%	(22.208)	12,0%	(85.690)	(69.432)	23,4%
Variações Monetárias	(7.212)	(5.713)	26,2%	(2.472)	>100,0%	(22.888)	(25.547)	-10,4%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(7.214)	(6.210)	16,2%	(11.513)	-37,3%	(43.723)	(47.091)	-7,2%
IOF e IOC	(7.271)	(342)	>100,0%	(599)	>100,0%	(11.626)	(813)	>100,0%
Multas	(13.874)	860	<-100,0%	(14.063)	-1,3%	(30.111)	(709)	>100,0%
Outras	(9.847)	(24.504)	-59,8%	(17.419)	-43,5%	(47.109)	(37.239)	26,5%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	235.754	(8.837)	<-100,0%	(28.407)	<-100,0%	239.255	166.242	43,9%
Tributos e Outros	(72.829)	14.788	<-100,0%	25.590	<-100,0%	12.304	(9.686)	<-100,0%
IR e CSLL	(70.421)	4.631	<-100,0%	11.561	<-100,0%	(63.806)	(60.597)	5,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	(209)	12.559	<-100,0%	16.227	<-100,0%	84.904	60.520	40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.199)	(2.402)	-8,5%	(2.198)	0,0%	(8.794)	(9.609)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	162.925	5.951	>100,0%	(2.817)	<-100,0%	251.559	156.556	60,7%
Margem Líquida	13,15%	0,76%	12,39 p.p	-0,35%	13,50 p.p	6,95%	5,49%	1,46 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	13,87%	0,86%	13,01 p.p	-0,37%	14,24 p.p	7,47%	6,03%	1,44 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	2,0927	0,0764	>100,0%	(0,0362)	<-100,0%	3,2311	2,0109	60,7%

(1) Variação entre 4T14 e 3T14; (2) Variação entre 2014 e 2013

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

### 6 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

#### BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	Nota	2014	2013
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalente de caixa	5	180.434	95.287
Títulos e Valores Mobiliários	6	11.455	12.023
Consumidores, Concessionários e Permissionárias	7	506.914	435.491
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	10	151.480	-
Cauções e Depósitos	9	30.456	25.375
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	18	585	-
Benefício Fiscal - ágio incorporado	12	8.049	8.793
Subvenção CDE - desconto tarifário	8	103.303	11.679
Serviços em Curso		62.758	57.398
Tributos a Compensar	11	92.670	50.676
Outros Créditos		79.211	54.205
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>1.227.315</b>	<b>750.927</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionários e Permissionárias	7	6.695	5.784
Cauções e Depósitos	9	24.062	35.355
Depósitos vinculados a Litígio	13	34.005	42.264
Tributos a Compensar	11	18.488	29.320
Tributos Diferidos	29	115.731	18.695
Benefício Fiscal - ágio incorporado	12	56.606	64.656
Ativo Indenizável (Concessão)	14	783.713	630.799
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	10	154.929	-
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	18	4.984	-
Despesas pagas antecipadamente		1.424	1.424
Imobilizado	15	48.784	42.732
Intangível		1.551.405	1.749.171
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>2.800.826</b>	<b>2.620.200</b>
<b>TOTAL DOS ATIVOS</b>		<b>4.028.141</b>	<b>3.371.127</b>
<b>PASSIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Folha de pagamento		39.627	32.109
Fornecedores	16	434.264	336.881
Obrigações Fiscais	19	73.581	80.614
Empréstimos e financiamentos	17	72.189	141.940
Debêntures	18	59.341	6.036
Dividendos a pagar		42.354	25.079
Programas de Pesquisa, Desenvolvimento e Eficiência Energ.	21	13.504	18.859
Benefícios Pós-Emprego	22	770	12.824
Programa Luz para Todos		52.074	27.367
Outras Obrigações		42.166	24.425
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>829.870</b>	<b>706.134</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	6.874	13.533
Empréstimos e financiamentos	17	725.949	342.665
Debêntures	18	408.150	431.377
Obrigações Fiscais	19	15.045	16.156
Benefícios Pós-Emprego	22	90.312	84.506
Programas de Pesquisa, Desenvolvimento e Eficiência Energ.	21	51.971	47.115
Provisões para ações judiciais e outros riscos	23	183.191	161.937
Outras Obrigações		935	1.381
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>1.482.427</b>	<b>1.098.670</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
	24		
Capital social		442.946	442.946
Reservas de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		910.551	707.469
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		-	52.820
Outros resultados abrangentes		3.676	4.417
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>1.715.844</b>	<b>1.566.323</b>
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS</b>		<b>4.028.141</b>	<b>3.371.127</b>



Coelce é uma empresa do Grupo Enel