Divulgação de Resultados

Earnings Release 3T11 e 9M11

31 de Outubro de 2011

Relações com Investidores

Luiz Carlos Bettencourt
Diretor de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcântara
Responsável por Relações com Investidores

Guilherme Oliveira | 55 85 3453-4028
Hugo Nascimento | 55 21 2613-7773

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

coelce

uma empresa endesa brasil

Fortaleza, 31 de outubro de 2011 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita, em 2009, 2010 e 2011, 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 8,5 milhões de habitantes, divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2011 (3T11) e dos nove meses acumulados em 2011 (9M11). 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$ 101 MILHÕES NO 3T11

Volume de Energia apresenta incremento de 3,4% em relação ao 3T10 e Margem EBITDA atinge 28,0%*

1 DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T11, com um total de **3.190.497 consumidores**, o que representa um crescimento de **4,3%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.297 GWh*** no 3T11, um incremento de **3,4%** em relação ao volume registrado no 3T10, de 2.221 GWh*.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante os 9M11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, em três aspectos relevantes: (i) o volume de chuvas registrado nos 9M11, de 1.084,7 mm, foi 22,4% superior à média estatística para o mesmo período, de 886,4 mm; (ii) o número de descargas elétricas registrado nos 9M11 foi de aproximadamente de 64 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 51,7% superior ao registrado no mesmo período de 2010, de aproximadamente 42 mil raios e (iii) a temperatura média registrada nos 9M11 em Fortaleza foi de 26,2ºC, percentual -1,2% inferior ao registrado no mesmo período de 2010, de 26,5ºC. Os fatores acima mencionados impactaram negativamente o crescimento do consumo e o consumo per capita na área de concessão da Coelce, bem como os indicadores de qualidade.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T11 em **9,77 horas* e 6,38 vezes***, representando incrementos de **40,4% e 17,7%**, respectivamente, em relação ao 3T10. Apesar do incremento, a Coelce mantém indicadores de qualidade entre os melhores do país.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T11 foi de **R$ 928 milhões**, uma redução de **3,5%** em relação ao 3T10, que alcançou no citado trimestre o montante de R$ 962 milhões.

O **EBITDA**, no 3T11, alcançou o montante de **R$ 183 milhões***, um decréscimo de **20,8%** em relação ao 3T10, de R$ 231 milhões. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T11 em **28,0%***, percentual inferior em **5,91 p.p.** comparado ao 3T10.

No 3T11, o **Lucro Líquido** totalizou **R$ 101 milhões**, **32,8%** inferior ao 3T10, refletindo uma Margem Líquida de **15,4%**.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/cliente** atingiram, no 3T11, os valores de **1.776* e 0,72***, representando acréscimo de **4,1%** e decréscimo de **1,4%**, respectivamente, em relação ao 3T10.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um ***payout ratio* de 91%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um **dividendo de R$ 4,2726 por ação**. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de setembro de 2011, de R$ 32,61, esta deliberação representa um ***dividend yield* de 13,1%**, cujo pagamento será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

Pelo 3º ano consecutivo, a Coelce obteve **melhor índice** nacional de **satisfação dos clientes**, que atingiu o percentual de **88,4%***, patamar 11,7 p.p* acima do índice médio nacional. Esse índice foi medido pela Pesquisa ABRADEE 2011, que mensurou o ISQP (Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida). Também pelo 3º ano consecutivo, a Companhia foi premiada como a **melhor distribuidora do Brasil** pelo Prêmio ABRADEE 2011.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.297	2.221	3,4%	2.126	8,0%	6.550	6.528	0,3%
Receita Bruta (R$ mil)	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Receita Líquida (R$ mil)	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
EBITDA (3) (R$ mil)*	183.037	231.163	-20,8%	194.357	-5,8%	549.621	622.003	-11,6%
Margem EBITDA (%)*	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
EBIT (4) (R$ mil)*	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Margem EBIT (%)*	22,90%	29,51%	-6,61 p.p	25,06%	-2,16 p.p	23,33%	26,49%	-3,16 p.p
Lucro Líquido (R$ mil)	100.684	149.923	-32,8%	131.268	-23,3%	336.469	387.302	-13,1%
Margem Líquida (%)	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
CAPEX (R$ mil)*	41.611	111.514	-62,7%	74.916	-44,5%	198.642	269.347	-26,3%
DEC (12 meses)*	9,77	6,96	40,4%	9,93	-1,6%	9,77	6,96	40,4%
FEC (12 meses)*	6,38	5,42	17,7%	6,74	-5,3%	6,38	5,42	17,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,74%	100,18%	-0,44 p.p	99,67%	0,07 p.p	99,74%	100,18%	-0,44 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	11,91%	12,00%	-0,09 p.p	11,97%	-0,06 p.p	11,91%	12,00%	-0,09 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.190.497	3.059.904	4,3%	3.156.608	1,1%	3.190.497	3.059.904	4,3%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.293	1.302	-0,7%	1.282	0,9%	1.293	1.302	-0,7%
MWh/Colaborador*	1.776	1.706	4,1%	1.659	7,1%	5.125	5.101	0,5%
MWh/Consumidor*	0,72	0,73	-1,4%	0,67	7,5%	2,07	2,16	-4,2%
Consumidor/Colaborador*	2.468	2.350	5,0%	2.462	0,2%	2.468	2.350	5,0%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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 compreendem um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de 8,5 milhões de habitantes. Em 2009, 2010 e 2011, foi eleita pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) como a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil.

DADOS GERAIS*

	3T11	3T10	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8,5 milhões	8,5 milhões	-
Consumidores (Unid.)	3.190.497	3.059.904	4,3%
Linhas de Distribuição (Km)	125.171	121.683	2,9%
Linhas de Transmissão (Km)	4.504	4.351	3,5%
Subestações (Unid.)	99	98	1,0%
Volume de Energia 9M (GWh)	6.550	6.528	0,3%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare Brasil - Nº de Clientes (2)	4,7%	4,7%	-0,02 p.p
Marketshare Brasil - Volume de Energia 9M	2,1%	2,1%	-0,07 p.p

(1) Fonte: Para ambos os anos, utilizamos o resultado do Censo IBGE 2010

(2) O número de consumidores Brasil está estimado

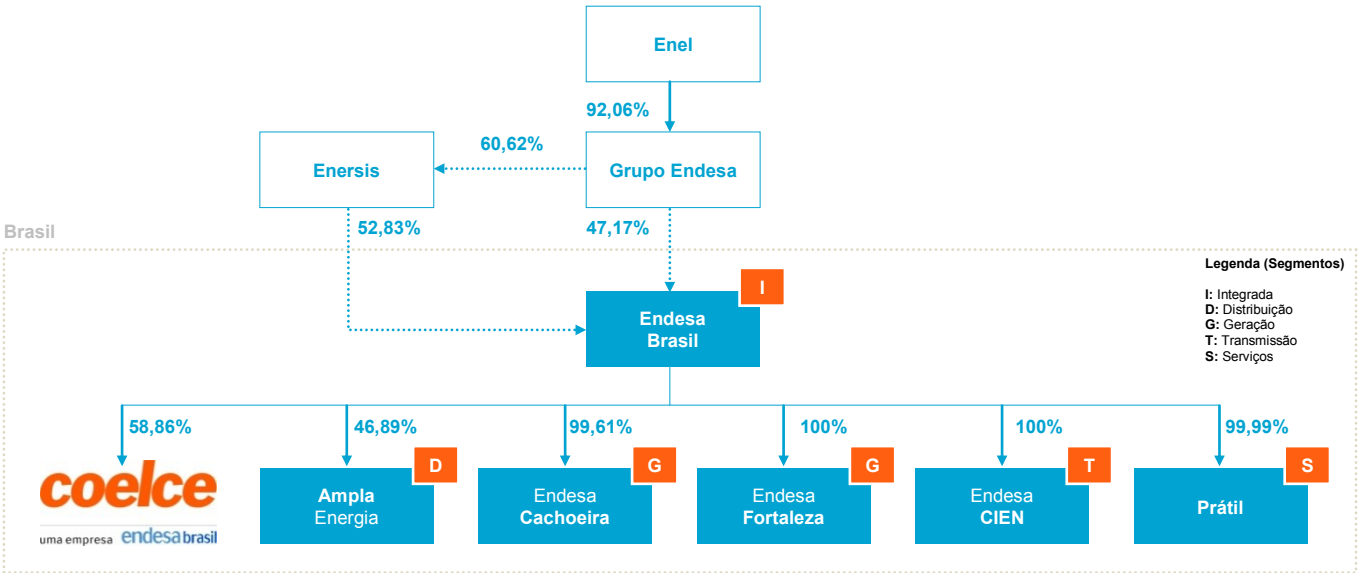
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, por meio da *holding* Investluz, que detém 56,6% do capital total e 91,7% do capital votante. 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, e é negociada na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBovespa).

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2011)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	**44.061.433**	**91,7%**	**1.770.000**	**-**	**1.770.000**	**5,9%**	**45.831.433**	**58,9%**
Investluz	44.061.433	91,7%	-	-	-	-	44.061.433	56,6%
Endesa Brasil	-	-	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	1.770.000	2,3%
Não Controladores	**4.006.504**	**8,3%**	**26.445.833**	**1.571.529**	**28.017.362**	**94,1%**	**32.023.866**	**41,1%**
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	4.062.550	-	4.062.550	13,6%	4.981.953	6,4%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.834.945	3,8%	8.618.717	36.360	8.655.077	29,1%	10.490.022	13,5%
Pessoas Físicas	1.212.204	2,5%	8.935.210	1.148	8.936.358	30,0%	10.148.562	13,0%
Outros	39.952	0,1%	861.600	2.880	864.480	2,9%	904.432	1,2%
Totais	**48.067.937**	**100,0%**	**28.215.833**	**1.571.529**	**29.787.362**	**100,0%**	**77.855.299**	**100,0%**

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



* Valores não auditados pelos auditores independentes

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

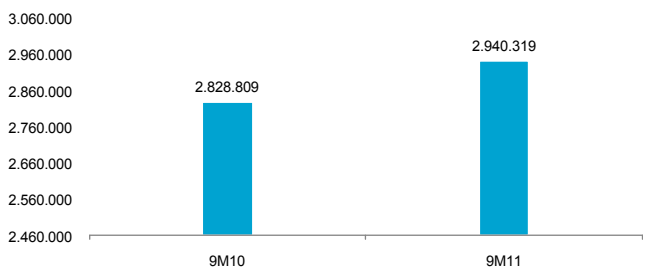
Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

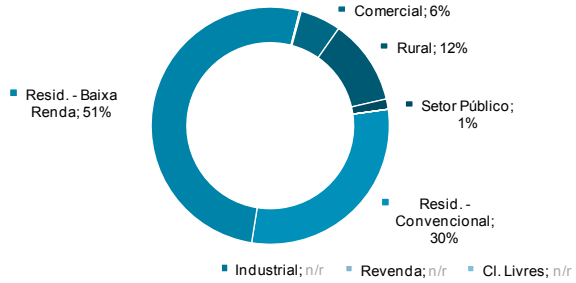
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Mercado Cativo	**2.940.282**	**2.828.789**	**3,9%**	**2.912.349**	**1,0%**	**2.940.282**	**2.828.789**	**3,9%**
Residencial - Convencional	874.090	576.130	51,7%	740.873	18,0%	874.090	576.130	51,7%
Residencial - Baixa Renda	1.513.840	1.743.476	-13,2%	1.645.274	-8,0%	1.513.840	1.743.476	-13,2%
Industrial	5.854	5.815	0,7%	5.813	0,7%	5.854	5.815	0,7%
Comercial	163.019	158.523	2,8%	161.900	0,7%	163.019	158.523	2,8%
Rural	342.387	305.948	11,9%	317.784	7,7%	342.387	305.948	11,9%
Setor Público	41.092	38.897	5,6%	40.705	1,0%	41.092	38.897	5,6%
Clientes Livres	**35**	**18**	**94,4%**	**29**	**20,7%**	**35**	**18**	**94,4%**
Industrial	28	13	115,4%	23	21,7%	28	13	115,4%
Comercial	7	5	40,0%	6	16,7%	7	5	40,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	**2.940.319**	**2.828.809**	**3,9%**	**2.912.380**	**1,0%**	**2.940.319**	**2.828.809**	**3,9%**
Consumo Próprio	222	223	-0,4%	222	-	222	223	-0,4%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	249.956	230.872	8,3%	244.006	2,4%	249.956	230.872	8,3%
Total - Número de Consumidores	**3.190.497**	**3.059.904**	**4,3%**	**3.156.608**	**1,1%**	**3.190.497**	**3.059.904**	**4,3%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*
Evolução 9M10 - 9M11



Número de Consumidoers Efetivos (Unidades)*
Posição Final em set/11



A Coelce encerrou o 3T11 com 3.190.497 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,3% superior ao número de consumidores registrado ao final do 3T10. Esse crescimento representa um acréscimo de 130.593 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 104.763 novos consumidores*.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R$ 215 milhões* nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T11 com 2.940.319 consumidores*, um incremento de 3,9% em relação ao 3T10. 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 3T11 com 35 clientes livres*, um acréscimo de 17 novos clientes*, que representa um incremento de 94,4% em relação ao número registrado no fechamento do 3T10.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

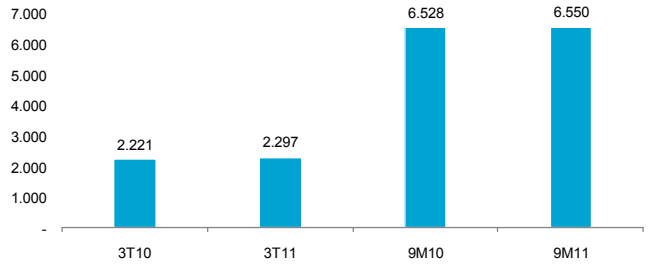
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Mercado Cativo	1.993	2.032	-1,9%	1.861	7,1%	5.752	5.971	-3,7%
Clientes Livres	304	189	60,8%	265	14,7%	798	557	43,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	**2.297**	**2.221**	**3,4%**	**2.126**	**8,0%**	**6.550**	**6.528**	**0,3%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

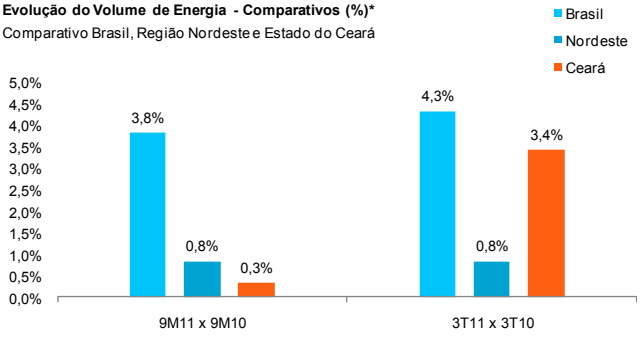
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T11 foi de 2.297 GWh*, o que representa um incremento de 3,4% (+76 GWh) em relação ao 3T10, cujo volume foi de 2.221 GWh*. Esta variação é o efeito líquido de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 1,9% (-39 GWh) no 3T11 em relação ao 3T10 (1.993 GWh* versus 2.032 GWh*), compensada por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, no 3T11, de 304 GWh*, 60,8% superior ao registrado no 3T10 (+115 GWh). 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

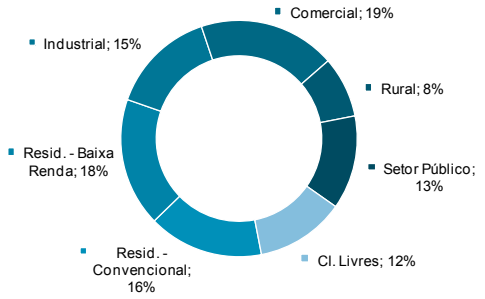
Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



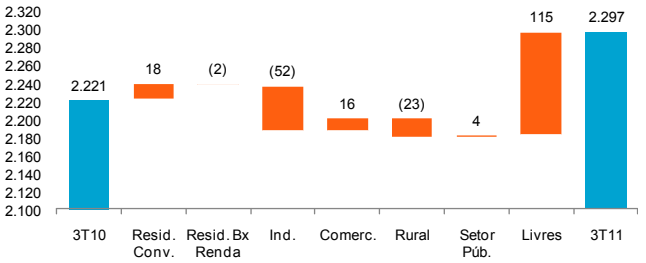
Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*
Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Volume nos 9M11



Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*
Evolução 3T10 - 3T11



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Residencial - Convencional	361	343	5,2%	332	8,7%	1.034	1.057	-2,2%
Residencial - Baixa Renda	387	389	-0,5%	380	1,8%	1.154	1.159	-0,4%
Industrial	322	374	-13,9%	311	3,5%	950	1.085	-12,4%
Comercial	421	405	4,0%	404	4,2%	1.227	1.224	0,2%
Rural	216	239	-9,6%	156	38,5%	546	622	-12,2%
Setor Público	286	282	1,4%	278	2,9%	841	824	2,1%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	**1.993**	**2.032**	**-1,9%**	**1.861**	**7,1%**	**5.752**	**5.971**	**-3,7%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O mercado cativo da Companhia apresentou uma retração de 1,9% no 3T11 quando comparado ao 3T10. Três das seis classes de consumo apresentaram retração no consumo, com destaque para a classe industrial, em decorrência da migração de clientes para o mercado livre. Os principais fatores que ocasionaram a redução do consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 5,6% que foi compensada, parcialmente, pelo (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,9%, que adicionou mais 111.493 novos consumidores efetivos* à base comercial cativa da Companhia.

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Residencial - Convencional	413	595	-30,6%	448	-7,8%	1.183	1.835	-35,5%
Residencial - Baixa Renda	256	223	14,8%	231	10,8%	762	665	14,6%
Industrial	55.005	64.316	-14,5%	53.501	2,8%	162.282	186.586	-13,0%
Comercial	2.583	2.555	1,1%	2.495	3,5%	7.527	7.721	-2,5%
Rural	631	781	-19,2%	491	28,5%	1.595	2.033	-21,5%
Setor Público	6.960	7.250	-4,0%	6.830	1,9%	20.466	21.184	-3,4%
Total – Venda per Capita no Mercado Cativo	**678**	**718**	**-5,6%**	**639**	**6,1%**	**1.956**	**2.111**	**-7,3%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A venda de energia per capita no mercado cativo foi de 678* KWh/consumidor, representando um decréscimo de 5,6% em relação à observada no 3T10. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: observa-se uma expressiva variação no consumo per capita nas classes residencial convencional e residencial baixa renda. Essa variação é o reflexo das alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica. Os novos critérios causaram uma migração de antigos clientes classificados como residencial baixa renda (menor consumo) para a classe residencial convencional, causando as variações acima mencionadas. As classes residencial convencional e residencial baixa renda apresentaram, quando analisadas em conjunto, uma redução no consumo de 0,9% no 3T11 em relação ao 3T10, mantendo-se relativamente estável entre os períodos analisados.

(ii) industrial: a redução observada de 14,5% reflete, basicamente, o impacto da migração de 17 clientes com elevado padrão de consumo (15 industriais e 2 comerciais) do mercado cativo para o mercado livre.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

(iii) rural: a venda de energia per capita para a classe Rural, dado o expressivo aumento das chuvas (+72,6% no 3T11 e +22,4% nos 9M11, ambos em relação à média estatística), apresentou redução de 19,2%, pela menor necessidade do acionamento de equipamentos e sistemas de irrigação.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Industrial	294	181	62,4%	255	15,3%	769	533	44,3%
Comercial	10	8	25,0%	10	-	29	24	20,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	**304**	**189**	**60,8%**	**265**	**14,7%**	**798**	**557**	**43,3%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T11 foi de 304 GWh*, o que representa um incremento de 60,8% em relação ao 3T10, tendo em vista, basicamente, o crescimento do número de clientes livres de 18*, no 3T10, para 35*, no 3T11 (mais 17 novos clientes, um incremento de 94,4%), crescimento que foi compensado, parcialmente, pela redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 17,3%.

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Industrial	10.500	13.923	-24,6%	11.087	-5,3%	27.464	41.000	-33,0%
Comercial	1.429	1.600	-10,7%	1.667	-14,3%	4.143	4.800	-13,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	**8.686**	**10.500**	**-17,3%**	**9.138**	**-4,9%**	**22.800**	**30.944**	**-26,3%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 17,3%* no 3T11 em relação ao 3T10 foi fruto, principalmente, da migração de 17 clientes do mercado cativo para o mercado livre. Estes novos clientes apresentaram um padrão de consumo inferior em 46,9% em relação aos clientes que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T10, o que justifica a redução do transporte de energia per capita no 3T11.

Balanço Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.573	1.479	6,4%	1.442	9,1%	4.466	4.411	1,2%
Energia requerida (GWh)	2.627	2.557	2,7%	2.434	7,9%	7.436	7.437	-0,0%
Energia distribuída (GWh)	2.310	2.241	3,1%	2.153	7,3%	6.565	6.545	0,3%
Residencial - Convencional	394	347	13,5%	372	5,9%	1.135	1.086	4,5%
Residencial - Baixa Renda	365	378	-3,4%	371	-1,6%	1.105	1.117	-1,1%
Industrial	325	377	-13,8%	315	3,2%	952	1.088	-12,5%
Comercial	420	405	3,7%	411	2,2%	1.229	1.223	0,5%
Rural	234	254	-7,9%	158	48,1%	546	626	-12,8%
Setor Público	286	284	0,7%	279	2,5%	844	828	1,9%
Clientes Livres	280	190	47,4%	241	16,2%	735	558	31,7%
Revenda	3	3	-	3	-	10	10	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	9	9	-
Perdas na Transmissão - Rede Básica (GWh)	48	49	-2,0%	47	2,1%	151	155	-2,6%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (%)	2,05%	2,08%	-0,03 p.p	2,15%	-0,10 p.p	2,26%	2,26%	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	317	316	0,3%	281	12,8%	871	892	-2,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,07%	12,36%	-0,29 p.p	11,54%	0,53 p.p	11,71%	11,99%	-0,28 p.p

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T11 foi de 2.627 GWh*, um percentual 2,7% superior ao registrado no 3T10 (2.557 GWh*). Já a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 3,1% (2.310 GWh* versus 2.241 GWh*), tendo em vista a redução (-0,29 p.p.) nas perdas no sistema de distribuição entre os trimestres comparados, que alcançou o patamar de 12,07%*, no 3T11, contra 12,36%* no 3T10.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Compra de Energia

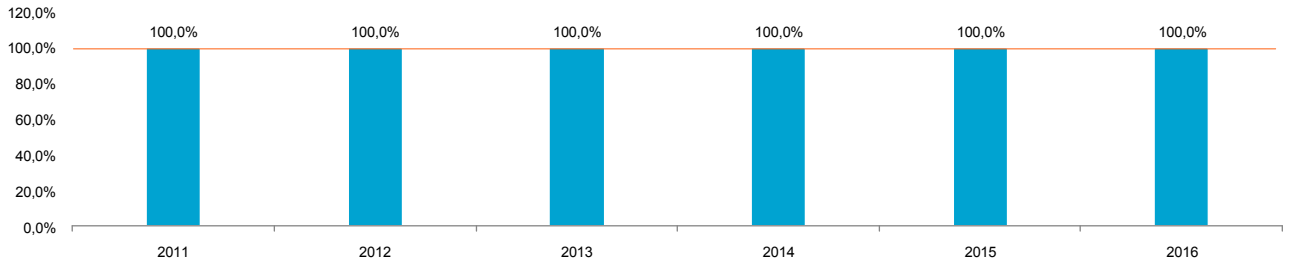
COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	400	403	-0,7%	365	9,6%	1.132	1.133	-0,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	323	298	8,4%	297	8,8%	900	839	7,3%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	174	175	-0,6%	158	10,1%	491	491	-
Eletronorte	125	126	-0,8%	114	9,6%	354	354	-
COPEL	110	111	-0,9%	101	8,9%	312	312	-
CEMIG	94	95	-1,1%	86	9,3%	266	266	-
PROINFA	57	54	5,6%	49	16,3%	151	146	3,4%
Outros	582	432	34,7%	553	5,2%	1.688	1.247	35,4%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**2.543**	**2.372**	**7,2%**	**2.394**	**6,2%**	**7.306**	**6.800**	**7,4%**
Liquidação na CCEE	(159)	29	-	(160)	-0,6%	(479)	200	-
Total - Compra de Energia	**2.384**	**2.401**	**-0,7%**	**2.234**	**6,7%**	**6.827**	**7.000**	**-2,5%**
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworls	8	12	-33,3%	3	166,7%	15	24	-37,5%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	**2.392**	**2.413**	**-0,9%**	**2.237**	**6,9%**	**6.842**	**7.024**	**-2,6%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Os contratos de compra de energia no 3T11, incluindo a liquidação na CCEE e os contratos de energia distribuída, totalizaram 2.392 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um decréscimo de 0,9% (-21 GWh) em relação ao 3T10, que foi de 2.413 GWh*, ocasionado pela retração do mercado cativo (-1,9%) da companhia e, como conseqüência, menor volume de venda de energia.

Nível de Contratação (%)
Posição Final em set/2011



A demanda da Coelce encontra-se totalmente contratada para os próximos anos (100%), garantindo à Companhia uma posição confortável em relação ao atendimento à demanda por energia do seu mercado cativo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Inputs e Outputs do Sistema

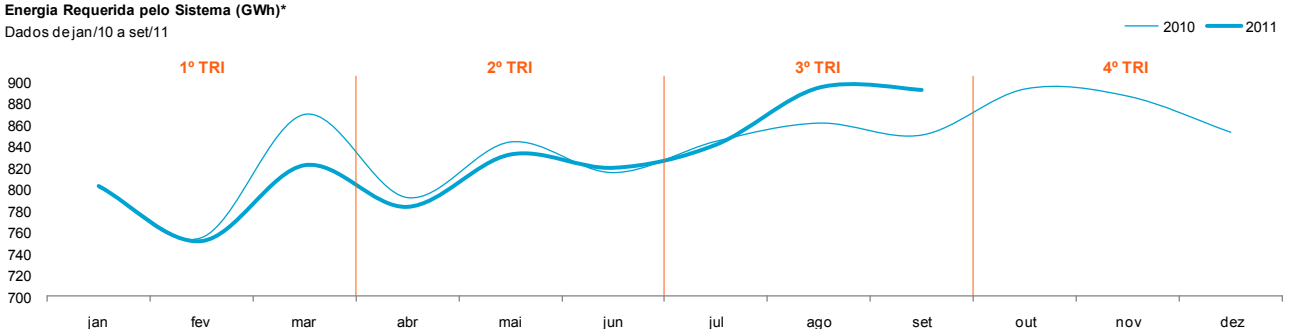
INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Totais - Inputs	**2.392**	**2.413**	**-0,9%**	**2.237**	**6,9%**	**6.842**	**7.024**	**-2,6%**
Compra de Energia	2.392	2.413	-0,9%	2.237	6,9%	6.842	7.024	-2,6%
Contratos	2.551	2.384	7,0%	2.397	6,4%	7.321	6.824	7,3%
CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
FURNAS	400	403	-0,7%	365	9,6%	1.132	1.133	-0,1%
CHESF	323	298	8,4%	297	8,8%	900	839	7,3%
CESP	174	175	-0,6%	158	10,1%	491	491	-
Eletronorte	125	126	-0,8%	114	9,6%	354	354	-
COPEL	110	111	-0,9%	101	8,9%	312	312	-
CEMIG	94	95	-1,1%	86	9,3%	266	266	-
PROINFA	57	54	5,6%	49	16,3%	151	146	3,4%
Wobben e Energyworks	8	12	-33,3%	3	166,7%	15	24	-37,5%
Outros	582	432	34,7%	553	5,2%	1.688	1.247	35,4%
Liquidação CCEE	(159)	29	-	(160)	-0,6%	(479)	200	-
Totais - Outputs	**2.392**	**2.413**	**-0,9%**	**2.237**	**6,9%**	**6.842**	**7.024**	**-2,6%**
Perdas na Transmissão - Rede Básica	48	49	-2,0%	47	2,1%	151	155	-2,6%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.344	2.364	-0,8%	2.190	7,0%	6.691	6.869	-2,6%
Residencial - Convencional	394	347	13,5%	372	5,9%	1.135	1.086	4,5%
Residencial - Baixa Renda	365	378	-3,4%	371	-1,6%	1.105	1.117	-1,1%
Industrial	325	377	-13,8%	315	3,2%	952	1.088	-12,5%
Comercial	420	405	3,7%	411	2,2%	1.229	1.223	0,5%
Rural	234	254	-7,9%	158	48,1%	546	626	-12,8%
Setor Público	286	284	0,7%	279	2,5%	844	828	1,9%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	9	9	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	317	316	0,3%	281	12,8%	871	892	-2,4%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*
Dados de jan/10 a set/11



Indicadores Operacionais

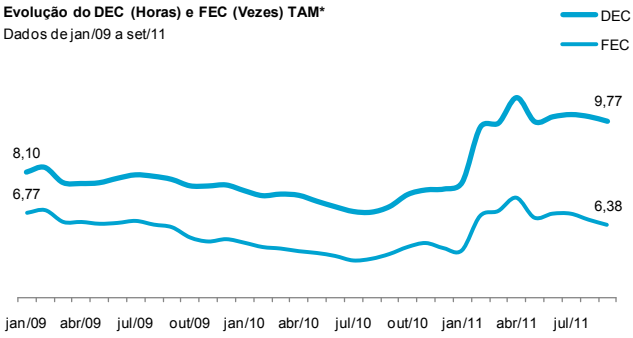
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

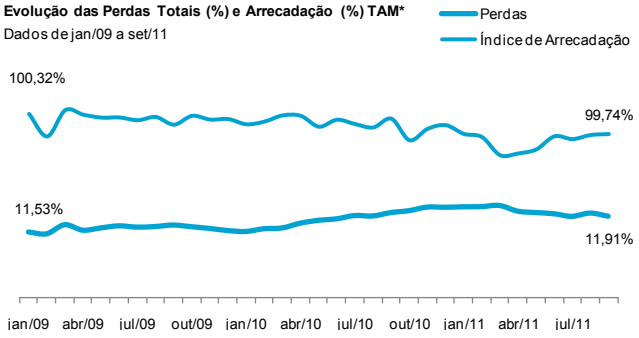
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,77	6,96	40,4%	9,93	-1,6%	9,77	6,96	40,4%
FEC 12 meses (vezes)	6,38	5,42	17,7%	6,74	-5,3%	6,38	5,42	17,7%
Perdas de Energia 12 meses (%)	11,91%	12,00%	-0,09 p.p	11,97%	-0,06 p.p	11,91%	12,00%	-0,09 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,74%	100,18%	-0,44 p.p	99,67%	0,07 p.p	99,74%	100,18%	-0,44 p.p
MWh/Colaborador	1.776	1.706	4,1%	1.659	7,1%	5.125	5.101	0,5%
MWh/Consumidor	0,72	0,73	-1,4%	0,67	7,5%	2,07	2,16	-4,2%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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 3T11 com DEC de 9,77 horas*, índice 40,4% superior ao registrado no 3T10, de 6,96 horas*. O FEC alcançou o patamar de 6,38 vezes*, o que representa um incremento de 17,7% em relação ao 3T10, que fechou em 5,42 vezes*.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante os 9M11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, e impactou negativamente os indicadores de qualidade da Coelce pelas seguintes razões: (i) o volume de chuvas registrado nos 9M11, de 1.084,7 mm, foi 22,4% superior à média estatística para o mesmo período, de 886,4 mm e (ii) o número de descargas elétricas registrado nos 9M11 foi de aproximadamente de 64 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 51,7% superior ao registrado no mesmo período de 2010, de aproximadamente 42 mil raios. Mesmo com o incremento dos indicadores de qualidade, a Coelce, que investiu R$ 51 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, mantém seus indicadores de qualidade entre os melhores do Brasil.

Disciplina de Mercado

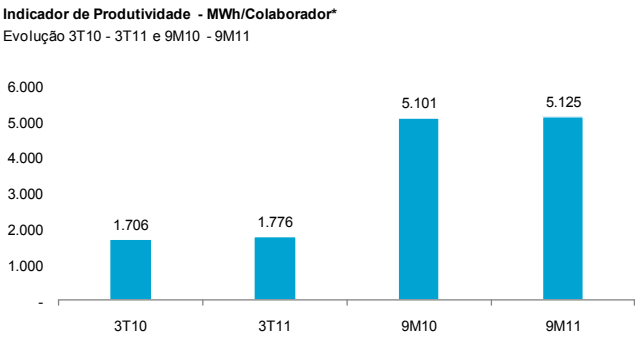
As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 11,91%* no 3T11, uma redução de 0,09 p.p. em relação às perdas registradas no 3T10, de 12,00%*. Nos últimos 12 meses, foi investido no combate às perdas o montante de R$ 31 milhões*.

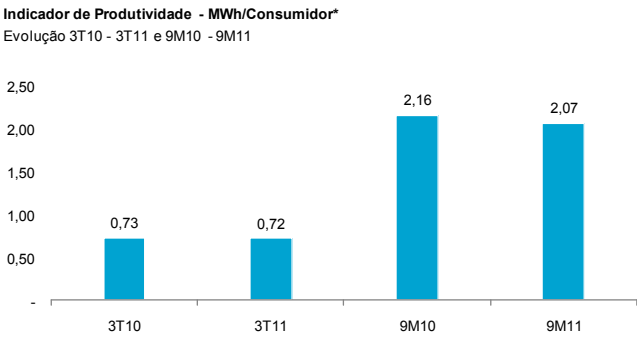
Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 3T11 em 99,74%*, percentual ligeiramente inferior (0,44 p.p.) em relação ao encerramento do 3T10, de 100,18%*.

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 geração de valor por cliente.

A Coelce encerrou o 3T11 com o indicador de MWh/colaborador de 1.776*, índice 4,1% superior que o do 3T10, de 1.706*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,72*, o que representa uma queda de 1,4% em relação ao 3T10, que fechou em 0,73*.





* Valores não auditados pelos auditores independentes

4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Deduções à Receita Operacional	(275.067)	(280.710)	-2,0%	(266.914)	3,1%	(803.600)	(783.700)	2,5%
Receita Operacional Líquida	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(503.277)	(480.012)	4,8%	(483.122)	4,2%	(1.481.052)	(1.478.436)	0,2%
EBITDA(3)*	**183.037**	**231.163**	**-20,8%**	**194.357**	**-5,8%**	**549.621**	**622.003**	**-11,6%**
Margem EBITDA*	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
EBIT(4)*	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Margem EBIT*	22,90%	29,51%	-6,61 p.p	25,06%	-2,16 p.p	23,33%	26,49%	-3,16 p.p
Resultado Financeiro	(31.111)	(12.540)	148,1%	(6.937)	-	(50.703)	(53.493)	-5,2%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(17.673)	(38.463)	-54,1%	(23.311)	-24,2%	(63.602)	(92.031)	-30,9%
Lucro Líquido	**100.684**	**149.923**	**-32,8%**	**131.268**	**-23,3%**	**336.469**	**387.302**	**-13,1%**
Margem Líquida	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
Lucro por Ação (R$/ação)	1,29	1,93	-33,2%	1,69	-23,7%	4,32	4,97	-13,1%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

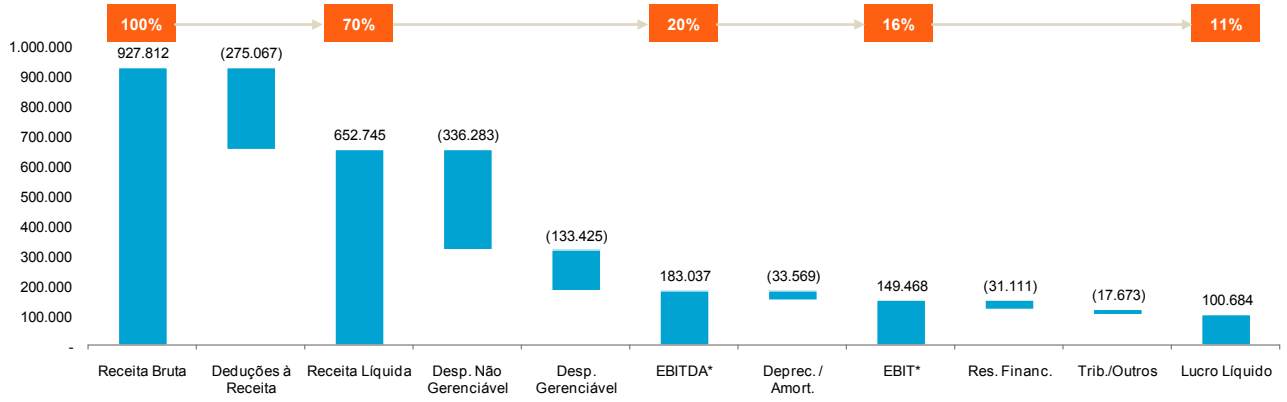
(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

(4) EBIT: Resultado do Serviço

Overview

Principais Contas do Resultado(R$ Mil)

Overview 3T11



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	793.332	769.753	3,1%	765.585	3,6%	2.301.807	2.261.072	1,8%
Subsídio Baixa Renda	51.569	77.814	-33,7%	46.922	9,9%	153.261	193.562	-20,8%
Suprimento de Energia Elétrica	3.925	(4.572)	-185,8%	3.803	3,2%	10.774	257	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	35.517	22.044	61,1%	32.165	10,4%	97.025	59.691	62,5%
Receita Operacional IFRIC-12	34.257	86.340	-60,3%	50.833	-32,6%	142.011	248.337	-42,8%
Outras Receitas	9.212	10.269	-10,3%	12.244	-24,8%	30.548	32.043	-4,7%
Total - Receita Operacional Bruta	**927.812**	**961.648**	**-3,5%**	**911.552**	**1,8%**	**2.735.426**	**2.794.962**	**-2,1%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 3T11, R$ 928 milhões, uma redução de 3,5% em relação ao 3T10, de R$ 962 milhões (-R$ 34 milhões). Essa redução é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Evolução de 3,1% (R$ 793 milhões versus R$ 770 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R$ 23 milhões):
  O incremento se deve ao efeito combinado de (i) uma retração do volume de energia vendida para o mercado cativo, 1,9% (de 2.032 GWh no 3T10 para 1.993 GWh no 3T11, uma redução de 39 GWh), compensada pela (ii) migração de consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional (vide abaixo).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- Redução de 33,7% (R$ 52 milhões versus R$ 78 milhões) na receita referente ao subsídio baixa renda (-R$ 26 milhões):
  Esta redução reflete as alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica. Observa-se uma migração de aproximadamente 230 mil consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional quando comparamos o 3T11 com o mesmo período do ano anterior, consumidores estes que deixaram de usufruir do benefício da Tarifa Social e com consequente redução do subsídio recebido pela Companhia.

- Incremento de 185,8% (R$ 4 milhões versus -R$ 5 milhões) no suprimento de energia elétrica (+R$ 9 milhões):
  No 3T10, em razão do forte aquecimento do mercado da Companhia (Ceará) e a consequente necessidade de realizar-se a compra de energia adicional no Mercado Spot, no montante de 29 GWh, a Companhia incorreu em despesas que somaram -R$ 5 milhões. Inversamente, no 3T11, observa-se o contrário, devido à retração do consumo de energia, motivando a liquidação deste excedente no Mercado Spot, num montante de 159 GWh, gerando uma receita para a Companhia.

- Evolução de 61,1% (R$ 36 milhões versus R$ 22 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (+R$ 14 milhões):
  O incremento se deve à evolução do volume de energia transportada para os clientes livres dentro da área de concessão da Companhia, de 60,8% (de 189 GWh no 3T10 para 304 GWh no 3T11, um incremento de 115 GWh).

- Redução de 60,3% (R$ 34 milhões versus 86 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRCI 12 (-52 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 a 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 3T11 foi de R$ 34 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R$ 52 milhões quando comparado com o 3T10 (R$ 86 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
ICMS	(182.213)	(174.103)	4,7%	(172.279)	5,8%	(525.034)	(509.464)	3,1%
COFINS	(34.706)	(41.028)	-15,4%	(37.971)	-8,6%	(109.246)	(114.772)	-4,8%
PIS	(7.674)	(8.675)	-11,5%	(7.976)	-3,8%	(23.589)	(24.244)	-2,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.999)	(9.143)	9,4%	(9.642)	3,7%	(29.093)	(27.063)	7,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.138)	13,8%	(26.434)	3,9%	(78.263)	(62.596)	25,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.103)	(15.570)	-60,8%	(5.810)	5,0%	(17.606)	(27.059)	-34,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(6.901)	(8.053)	-14,3%	(6.802)	1,5%	(20.769)	(18.502)	12,3%
Total - Deduções da Receita	**(275.067)**	**(280.710)**	**-2,0%**	**(266.914)**	**3,1%**	**(803.600)**	**(783.700)**	**2,5%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

As deduções da receita apresentaram redução de 2,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R$ 275 milhões no 3T11, contra -R$ 281 milhões no 3T10 (+R$ 6 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 0,4% (-R$ 225 milhões versus -R$ 224 milhões) nas rubricas de tributos ICMS/COFINS/PIS (-R$ 1 milhão):
  Este incremento é oriundo do crescimento da base de cálculo para apuração destes tributos.

- Acréscimo de 13,8% (-R$ 27 milhões versus -R$ 24 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R$ 3 milhões):
  Os custos com CCC foram incrementados, no montante de 12,8%, a partir de maio de 2011. Os valores são estabelecidos pelo órgão regulador. Este encargo destina-se a financiar o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas, não atendidas pelo serviço de eletrificação; concentrada na região norte do país.

- Redução de 60,8% (-R$ 6 milhões versus -R$ 16 milhões) na conta de programa de eficiência energética e P&D (+R$ 10 milhões):
  A redução observada reflete um ajuste, no montante de R$ 11 milhões, ocorrido no 3T10, retroativo a julho de 2003, decorrente da inclusão do subsídio de baixa renda na base de cálculo de apuração dos valores a serem creditados ao programa de eficiência energética.

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(304.836)	(257.296)	18,5%	(286.492)	6,4%	(880.168)	(796.060)	10,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.141)	-0,1%	(3.382)	(3.205)	5,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(30.307)	(25.358)	19,5%	(26.866)	12,8%	(87.543)	(82.833)	5,7%
Total - Não gerenciáveis	**(336.283)**	**(283.755)**	**18,5%**	**(314.499)**	**6,9%**	**(971.093)**	**(882.098)**	**10,1%**
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(26.638)	(18.136)	46,9%	(27.059)	-1,6%	(79.771)	(72.216)	10,5%
Material e Serviços de Terceiros	(48.980)	(46.353)	5,7%	(45.667)	7,3%	(142.502)	(144.200)	-1,2%
Depreciação e Amortização	(33.569)	(30.237)	11,0%	(32.841)	2,2%	(98.847)	(89.177)	10,8%
Custo de Desativação de Bens	(1.955)	(2.787)	-29,9%	(5.127)	-61,9%	(7.660)	(10.446)	-26,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.784)	(3.326)	194,2%	(1.607)	-	(11.380)	(3.485)	226,5%
Provisões para Contingências	(3.965)	(2.753)	44,0%	(2.242)	76,9%	(6.712)	(9.681)	-30,7%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(34.257)	(86.340)	-60,3%	(50.833)	-32,6%	(142.011)	(248.337)	-42,8%
Outras Despesas Operacionais	(7.846)	(6.325)	24,0%	(3.247)	141,6%	(21.076)	(18.796)	12,1%
Total - Gerenciáveis	**(166.994)**	**(196.257)**	**-14,9%**	**(168.623)**	**-1,0%**	**(509.959)**	**(596.338)**	**-14,5%**
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	**(503.277)**	**(480.012)**	**4,8%**	**(483.122)**	**4,2%**	**(1.481.052)**	**(1.478.436)**	**0,2%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Os custos e despesas operacionais no 3T11 alcançaram -R$ 503 milhões, um incremento de 4,8% em relação ao 3T10, de -R$ 480 milhões (-R$ 23 milhões). Este acréscimo é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 18,5% (-R$ 336 milhões versus -R$ 284 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R$ 53 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 18,5% (-R$ 305 milhões versus -R$ 257 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R$ 48 milhões):
O incremento observado reflete o aumento do volume de energia comprada para revenda, no percentual de 7,2%, entre o 3T10 (2.372 GWh) e o 3T11 (2.543 GWh), representando um aumento de 171 GWh, associado aos reajustes dos contratos de compra de energia pela inflação acumulada em 12 meses (abril de 2010 até março de 2011) ocorridos em abril de 2011, reajustes estes ainda não contemplados na tarifa da Companhia (por a mesma estar congelada até a definição completa sobre a metodologia definitiva do 3º ciclo de revisão tarifária).

Redução de 14,9% (-R$ 167 milhões versus -R$ 196 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (+R$ 19 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 46,9% (-R$ 27 milhões versus -R$ 18 milhões) nas despesas com pessoal (-R$ 9 milhões):
O aumento observado nas despesas com pessoal é o reflexo do (i) reajuste salarial de 5,39%, aplicado a partir de novembro de 2010, (ii) ao ganho real de 2,0% sobre a folha de pagamento em decorrência de remuneração adicional por mérito, a partir de julho de 2011 e (iii) a uma maior ativação de despesas com pessoal no 3T10 em relação ao 3T11, dado o maior volume de investimentos observados no ano de 2010.

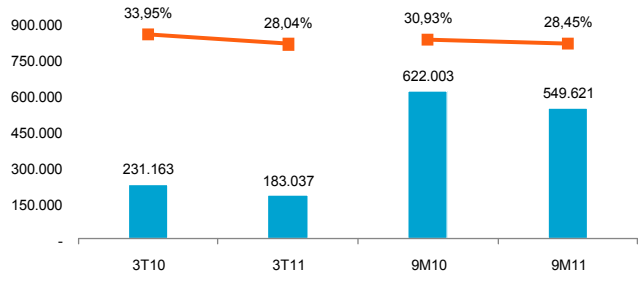
- Incremento de 5,7% (-R$ 49 milhões versus -R$ 46 milhões) nas despesas com material e serviços de terceiros (-R$ 3 milhões):
O incremento reflete reajustes nos contratos de prestação de serviços ocorridos entre setembro de 2010 e setembro de 2011.

- Incremento de 194,2% (-R$ 10 milhões versus -R$ 3 milhões) nas provisões para créditos de liquidação duvidosa (-R$ 7 milhões):
Este aumento reflete o ajuste na metodologia de cálculo das provisões em 2011 para padronização com a metodologia utilizada por outras empresas do grupo Endesa, implicando na contabilização adicional de R$ 7 milhões em julho de 2011.

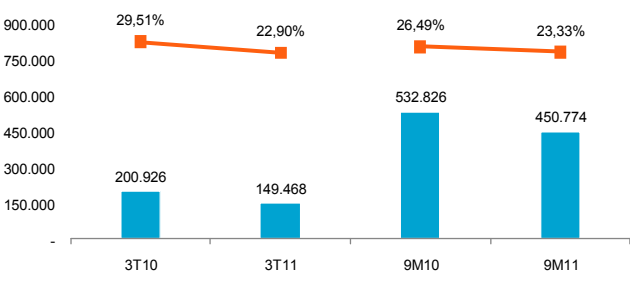
- Redução de 60,3% (-R$ 34 milhões versus -R$ 86 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRCI 12 (+52 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos 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 a 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 3T11 foi de -R$ 49 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R$ 52 milhões quando comparado com o 3T10 (-R$ 86 milhões).

EBITDA*

EBITDA (R$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11

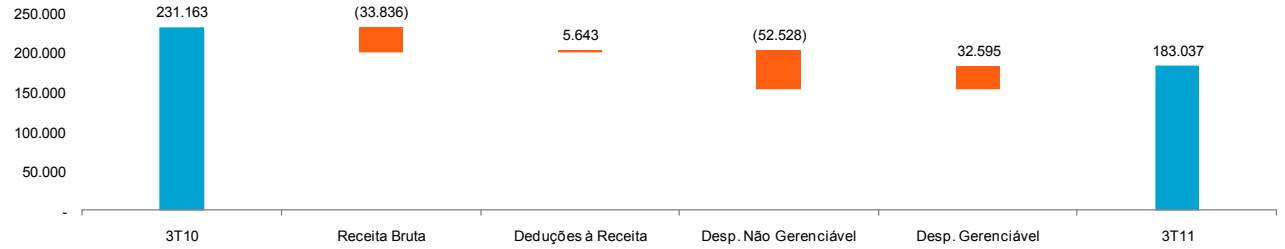


EBIT (R$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11

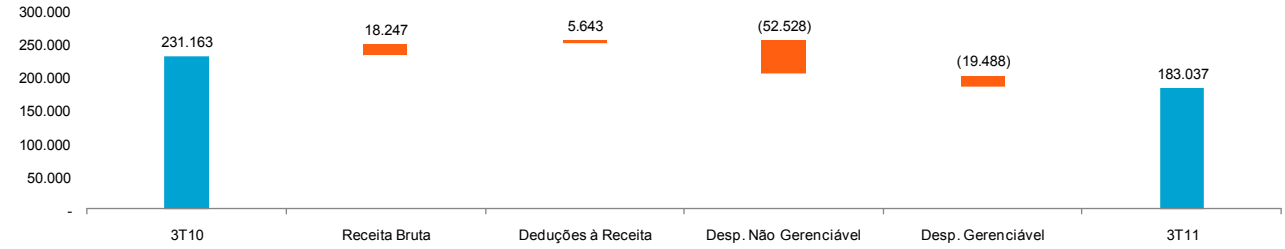


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Análise da Evolução do EBITDA (R$ Mil)*
Evolução 3T10 - 3T11



Análise da Evolução do EBITDA (R$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 3T10 - 3T11



Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no 3T11, atingiu o montante de R$ 183 milhões*, o que representa um decréscimo de 20,8% em relação ao 3T10, cujo montante foi de R$ 231 milhões* (-R$ 48 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 3T11 foi de 28,0%*, o que representa uma redução de 5,91 p.p. em relação ao 3T10, de 33,9%*.

O EBITDA Ajustado, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do IR e CSLL, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização, resultados não operacionais e participações. O EBITDA Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou, como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA Ajustado de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o IR e CSLL, a depreciação e amortização, os resultados não operacionais e as participações, o EBITDA Ajustado funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA Ajustado funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA Ajustado permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA Ajustado, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	5.314	6.703	-20,7%	5.317	-0,1%	14.223	13.045	9,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.537	9.076	5,1%	9.200	3,7%	28.064	27.039	3,8%
Outras	(13.993)	6.631	-	18.853	-174,2%	8.863	14.740	-39,9%
Total - Receitas Financeiras	**858**	**22.410**	**-96,2%**	**33.370**	**-97,4%**	**51.150**	**54.824**	**-6,7%**
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(15.361)	(19.032)	-19,3%	(18.704)	-17,9%	(51.868)	(60.059)	-13,6%
Variações Monetárias	(3.290)	(1.304)	152,3%	(6.359)	-48,3%	(15.603)	(13.082)	19,3%
IOF e IOC	(903)	(905)	-0,2%	(492)	83,5%	(2.306)	(2.253)	2,4%
Outras	(12.415)	(13.709)	-9,4%	(14.752)	-15,8%	(32.076)	(32.923)	-2,6%
Total - Despesas Financeiras	**(31.969)**	**(34.950)**	**-8,5%**	**(40.307)**	**-20,7%**	**(101.853)**	**(108.317)**	**-6,0%**
Total - Receitas e Despesas Financeiras	**(31.111)**	**(12.540)**	**148,1%**	**(6.937)**	**-**	**(50.703)**	**(53.493)**	**-5,2%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O resultado financeiro da Coelce, no 3T11, ficou em -R$ 31 milhões, uma redução de 148,1% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, de -R$ 13 milhões (-R$ 18 milhões). Esta redução é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Redução de 96,2% (R$ 1 milhão versus R$ 22 milhões) nas receitas financeiras (-R$ 21 milhões), principalmente, por:

- Redução (-R$ 14 milhões versus R$ 7 milhões) em outras receitas financeiras (-R$ 21 milhões):
  Este decréscimo está associado, principalmente, (i) ao estorno/reversão que a Companhia realizou, conservadoramente, da receita decorrente do ajuste atuarial registrado no até junho de 2011 (R$ 13 milhões). Com base no parecer atuarial que será emitido no final do exercício de 2011, serão realizados quaisquer ajustes que se façam necessários de acordo com a Legislação em vigor; e (ii) ao estorno da atualização monetária do ativo indenizável registrada a maior no primeiro semestre de 2011 (6M11), no montante de R$ 8 milhões.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Redução de 8,5% (-R$ 32 milhões versus -R$ 35 milhões) nas despesas financeiras (+R$ 3 milhões), principalmente, por:

- Redução de 19,3% (-R$ 15 milhões versus -R$ 19 milhões) em encargos de dívidas (+R$ 4 milhões):
  A redução acima reflete, basicamente, à redução do saldo médio de dívida, que passou de R$ 902 milhões no 3T10, para R$ 736 milhões no 3T11, uma redução de 18,4% (-R$ 166 milhões).

Tributos (IR/CSLL) e Outros

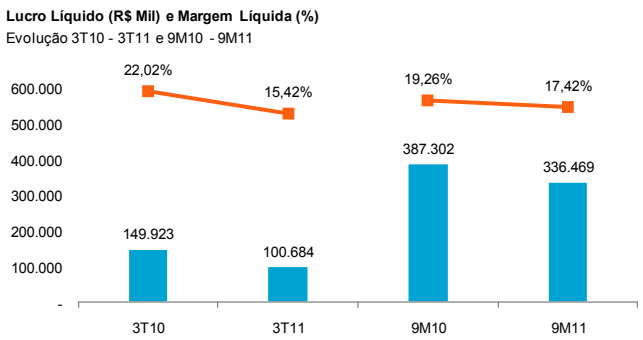
TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R$ MIL)

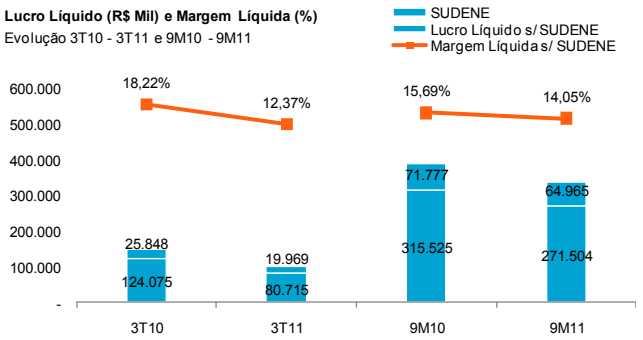
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
IR	(26.718)	(44.510)	-40,0%	(31.275)	-14,6%	(87.997)	(113.286)	-22,3%
CSLL	(8.056)	(16.667)	-51,7%	(13.157)	-38,8%	(31.965)	(41.119)	-22,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	19.969	25.848	-22,7%	23.990	-16,8%	64.965	71.777	-9,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.868)	(3.134)	-8,5%	(2.869)	-0,0%	(8.605)	(9.403)	-8,5%
Total - IR/CSLL	**(17.673)**	**(38.463)**	**-54,1%**	**(23.311)**	**-24,2%**	**(63.602)**	**(92.031)**	**-30,9%**

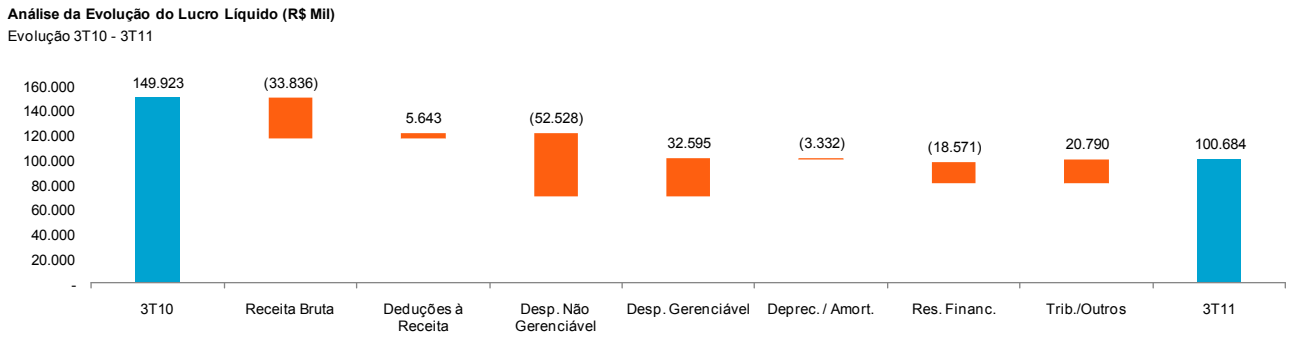
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

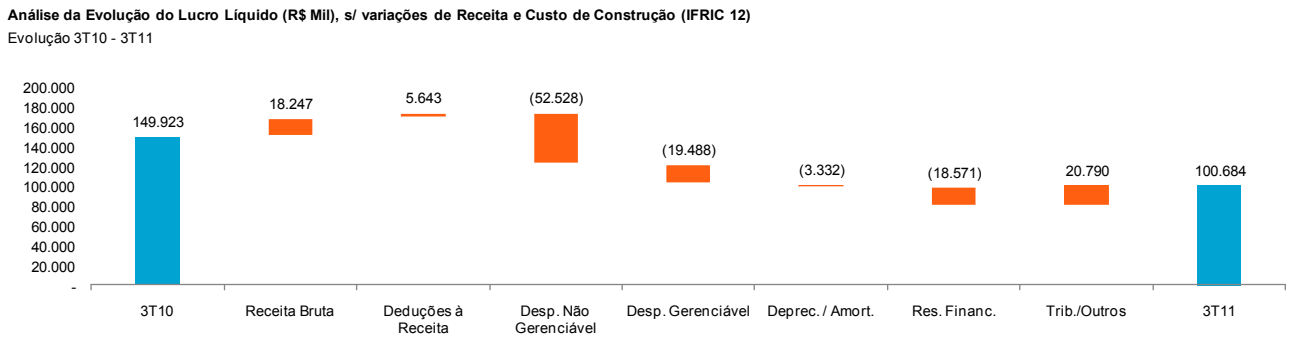
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T11 registraram -R$ 18 milhões, uma redução de 54,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R$ 38 milhões (+R$ 20 milhões). Essa redução é o efeito, basicamente, do decréscimo dos impostos devidos, tendo em vista a redução das suas bases de cálculo.

Lucro Líquido









Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 3T11 um lucro líquido de R$ 101 milhões, valor 32,8% inferior ao registrado no 3T10, que foi de R$ 150 milhões (+R$ 49 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 3T11 alcançou 15,4%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Dívida bruta (R$ mil)	736.292	901.890	-18,4%	867.558	-15,1%	736.292	901.890	-18,4%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R$ mil)	33.800	41.964	-19,5%	33.585	0,6%	33.800	41.964	-19,5%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R$ mil)	148.891	201.904	-26,3%	184.113	-19,1%	148.891	201.904	-26,3%
Dívida líquida (R$ mil)	553.601	658.022	-15,9%	649.860	-14,8%	553.601	658.022	-15,9%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	1,00	1,12	-10,7%	1,11	-9,9%	1,00	1,12	-10,7%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	10,88	9,75	11,6%	10,99	-1,0%	10,88	9,75	11,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,34	0,39	-12,8%	0,39	-12,8%	0,34	0,39	-12,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,28	0,32	-12,5%	0,32	-12,5%	0,28	0,32	-12,5%

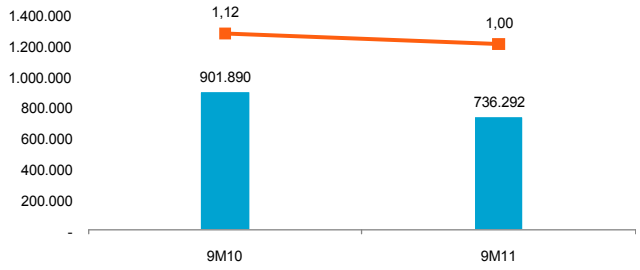
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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

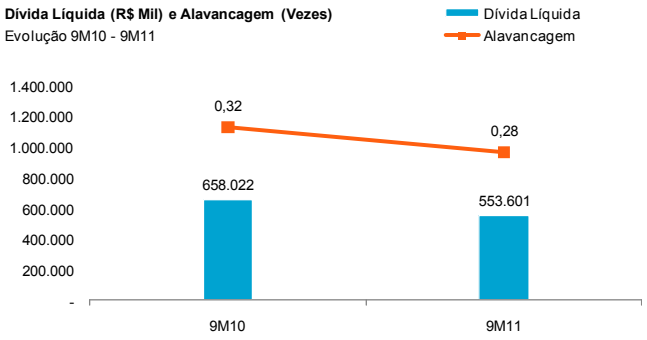
A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T11 em R$ 736 milhões, uma redução de 18,4% em relação ao 3T10, que foi de R$ 902 milhões (-R$ 166 milhões). Essa redução está basicamente associada à liquidação da 1º série da 2º emissão de debêntures da Companhia, no montante de R$ 92 milhões, bem como demais amortizações ocorridas no período (principalmente, BNDES e BEI).

A Coelce encerrou o 3T11 com o custo da dívida médio em 10,82% a.a., ou CDI - 0,44% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 62% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobras.

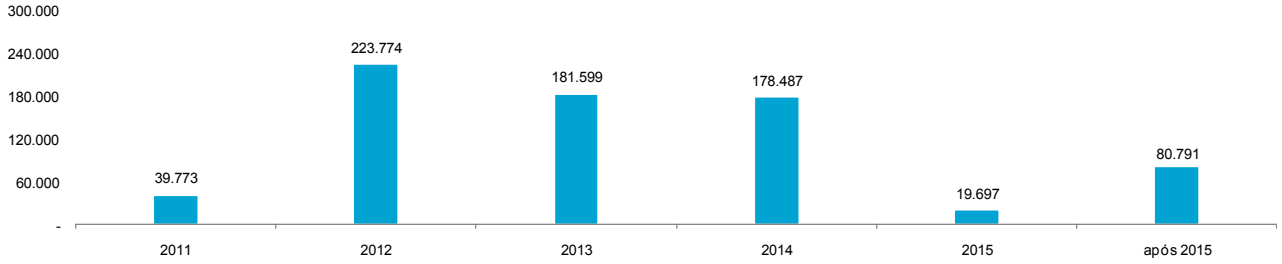
Dívida Bruta (R$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)
Evolução 9M10 - 9M11



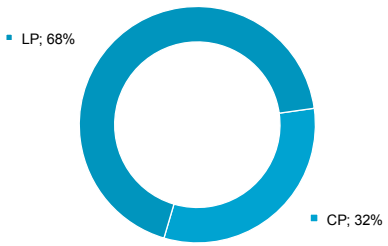
Dívida Líquida (R$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 9M10 - 9M11



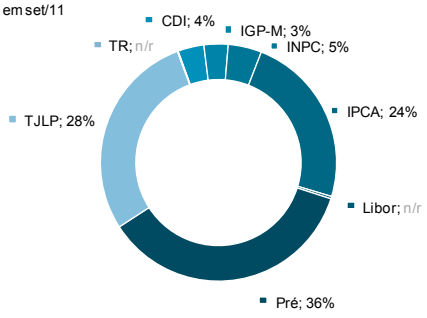
Curva de Amortização (R$ Mil)
Posição Final em set/11



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/11

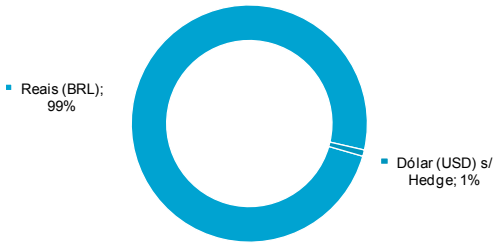


Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/11

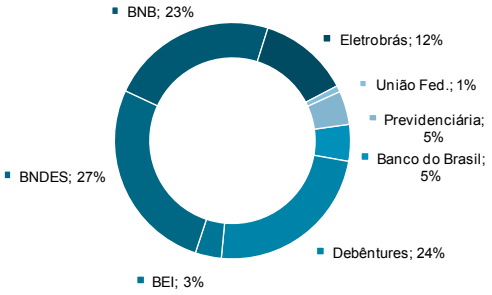


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em set/11



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em set/11



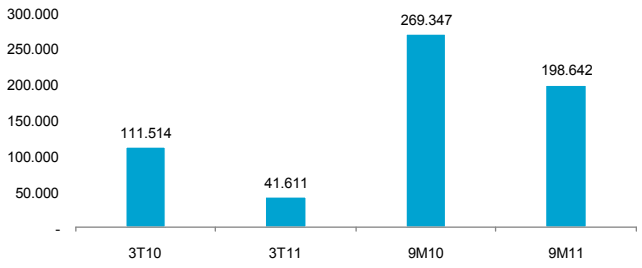
Investimentos

INVESTIMENTOS (R$ MIL)*

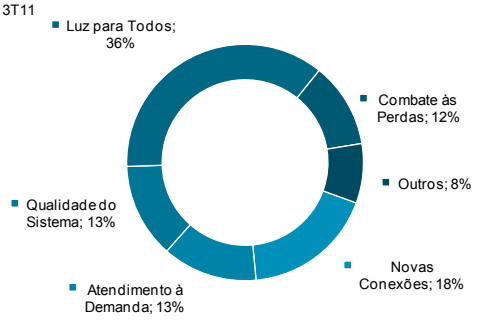
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Investimentos por Demanda	24.073	45.083	-46,6%	35.243	-31,7%	94.794	125.908	-24,7%
Novas Conexões	13.973	33.191	-57,9%	26.792	-47,8%	71.748	108.089	-33,6%
Atendimento à Demanda	10.100	11.892	-15,1%	8.451	19,5%	23.046	17.819	29,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	10.083	15.413	-34,6%	9.181	9,8%	29.206	39.478	-26,0%
Programa Luz para Todos (PLPT)	28.236	37.609	-24,9%	22.297	26,6%	44.734	76.525	-41,5%
Combate às Perdas	9.059	7.174	26,3%	6.955	30,3%	20.507	17.446	17,5%
Outros	6.323	6.235	1,4%	1.240	-	9.401	9.990	-5,9%
(-) Reversão de Provisões	(36.163)	-	-	-	-	-	-	-
Total Investido	**41.611**	**111.514**	**-62,7%**	**74.916**	**-44,5%**	**198.642**	**269.347**	**-26,3%**
Aportes / Subsídios	(6.104)	4.273	-242,9%	(23.741)	-74,3%	(55.102)	(15.525)	254,9%
Investimento Líquido	**35.507**	**115.787**	**-69,3%**	**51.175**	**-30,6%**	**143.540**	**253.822**	**-43,4%**

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

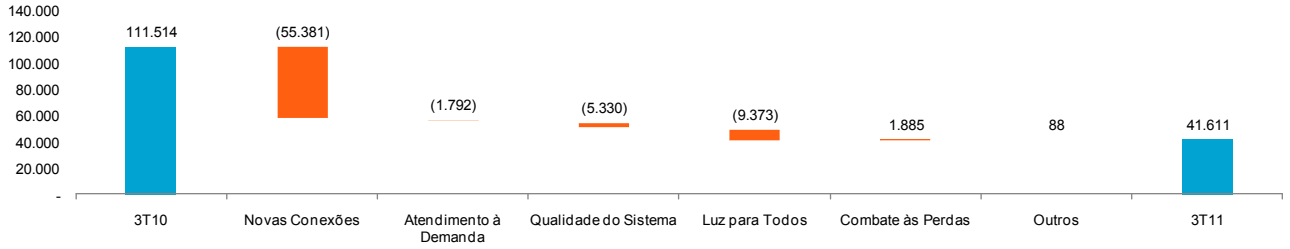
Investimentos Totais (R$ Mil)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



Portfólio de Investimentos (R$ mil)
Dados do 3T11



Análise da Evolução dos Investimentos (R$ Mil)*
Evolução 3T10 - 3T11



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T11 alcançaram R$ 42 milhões*, um decréscimo de 62,7% (-R$ 70 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R$ 112 milhões*. O maior volume, no 3T11, foi direcionado aos investimentos no Programa Luz para Todos (PLPT), que representou R$ 28 milhões de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R$ 36 milhões* no 3T11, montante 69,3% inferior ao realizado no 3T10 (R$ 116 milhões).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R$/AÇÃO)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	31,99	27,20	17,6%	30,90	3,5%	31,99	27,20	17,6%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	**32,61**	**26,67**	**22,3%**	**32,20**	**1,3%**	**32,61**	**26,67**	**22,3%**
Preferenciais B - PNB (COCE6)	30,01	27,00	11,1%	30,01	-	30,01	27,00	11,1%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

INDICADORES DE MERCADO*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R$/ação)	32,61	26,67	22,3%	32,20	1,3%	32,61	26,67	22,3%
Média Diária de Negócios	200	112	78,6%	221	-9,5%	213	107	99,1%
Média Diária de Volume Financeiro (R$)	1.690.562	1.162.502	45,4%	2.067.515	-18,2%	1.960.993	1.423.318	37,8%
Valor de Mercado (R$ milhões)	2.505	2.102	19,2%	2.441	2,6%	2.505	2.102	19,2%
Enterprise Value (EV) (3) (R$ milhões)	3.059	2.760	10,8%	3.091	-1,0%	3.059	2.760	10,8%
EV/EBITDA (4)	4,16	3,41	22,0%	3,95	5,3%	4,16	3,41	22,0%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	6,03	4,20	43,6%	5,33	13,1%	6,03	4,20	43,6%
Dividend Yield da Ação PNA (5)	8,39%	9,50%	-1,11 p.p	8,50%	-0,11 p.p	8,39%	9,50%	-1,11 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,72	1,52	13,2%	1,81	-5,0%	1,72	1,52	13,2%

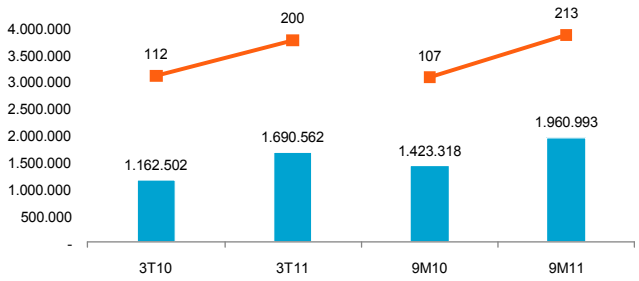
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

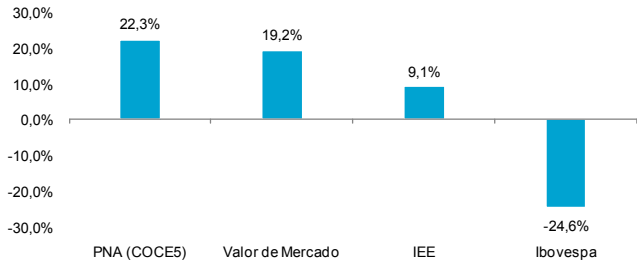
(4) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres

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

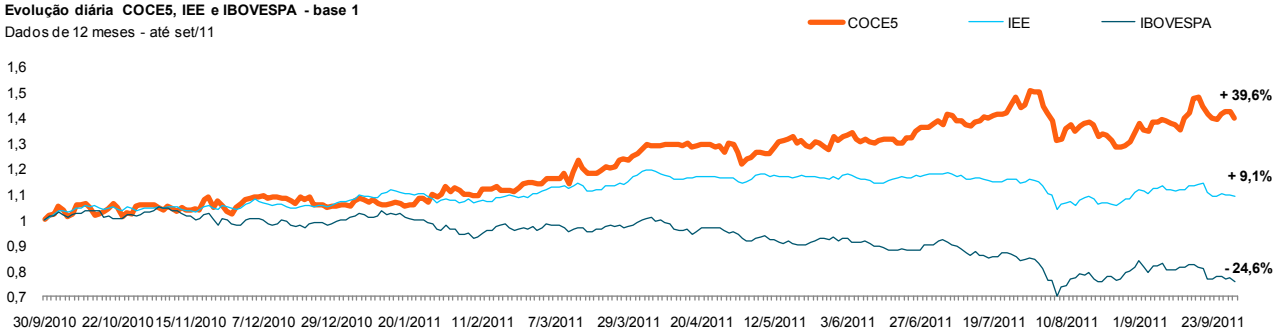
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R$)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*
Dados até set/11



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1
Dados de 12 meses - até set/11



41,1% do Capital Social da Coelce estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam seu *free float*, enquanto os demais 58,9% 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 3T11 teve uma média de 200 negócios diários (+78,6% vs. 3T10) e um volume financeiro diário médio de R$ 1,7 milhão (+45,4% vs. 3T10). Os demais papéis, por possuírem baixa liquidez, estão expostos a negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia, o que pode ocasionar movimentos distorcidos no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização de 22,3% nos 12 meses até setembro de 2011, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram valorização de 9,1% e desvalorização de 24,6%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 39,6%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 91% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R$ 4,2726

* Valores não auditados pelos auditores independentes

por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de setembro de 2011, de R$ 32,61, este pagamento representa um *dividend yield* de 13,1% e será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

Em 2010, as ações preferenciais classe A da Coelce foram selecionadas para integrar, pelo 5º ano consecutivo, o ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, índice que congrega as empresas listadas com as melhores práticas em sustentabilidade empresarial do país.

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em abril de 2011 a Companhia passaria por um processo de Revisão Tarifária, ocorrido a cada quatro anos, evento no qual seriam redefinidas as tarifas de fornecimento de energia elétrica que, aplicadas ao mercado, gerariam a nova receita requerida da Companhia.

Contudo, desde agosto de 2010, a ANEEL abriu Audiência Pública 040/2010 com o objetivo de obter subsídios e informações para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em função de tais propostas ainda estarem em discussão, a Agência Reguladora propôs, mediante Audiência Pública 005/2011, e aprovou mediante Resolução Normativa nº 433, de 12 de abril de 2011, prorrogação provisória das tarifas para as concessionárias que tiverem revisão tarifária prevista nos contratos de concessão para o ano de 2011, até a publicação dos resultados definitivos dos processos de revisão tarifária.

Após aprovação da prorrogação das tarifas, a ANEEL publicou Resolução Homologatória nº 1.141, de 19 de abril de 2011, prorrogando a vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Coelce, constantes do Anexo I e II-A da Resolução Homologatória nº 968, de 18 de abril de 2010.

Portanto, as tarifas da Companhia permanecerão prorrogadas provisoriamente, até a publicação dos resultados definitivos das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Premiações e Conquistas

- **Prêmio ABRADEE 2011**

Pelo 3º ano consecutivo, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pelo Prêmio ABRADEE 2011. A Companhia também obteve os seguintes reconhecimentos pela edição de 2011 do Prêmio:

Nível Nacional:
(i) Melhor Avaliação pelo Cliente
(ii) Melhor Pontuação no Critério de Responsabilidade Social
(iii) 3º Lugar no Critério de Gestão Operacional

Nível Regional:
(i) Melhor Distribuidora da Região Nordeste

- **PNQ 2011**

A Coelce foi reconhecida pelo Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ) edição 2011, dentre as 41 empresas, como empresa premiada pela qualidade de sua gestão. Essa é a classificação máxima do PNQ, e significa que a companhia obteve pontuação considerada "excelente" em todos os critérios avaliados, e sendo reconhecida como uma empresa de classe mundial.

6 ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Fornecimento de Energia Elétrica	793.332	769.753	3,1%	765.585	3,6%	2.301.807	2.261.072	1,8%
Subvenção Baixa Renda	51.569	77.814	-33,7%	46.922	9,9%	153.261	193.562	-20,8%
Suprimento de Energia Elétrica	3.925	(4.572)	-185,8%	3.803	3,2%	10.774	257	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	35.517	22.044	61,1%	32.165	10,4%	97.025	59.691	62,5%
Receita Operacional IFRIC-12	34.257	86.340	-60,3%	50.833	-32,6%	142.011	248.337	-42,8%
Outras Receitas	9.212	10.269	-10,3%	12.244	-24,8%	30.548	32.043	-4,7%
Deduções da Receita	(275.067)	(280.710)	-2,0%	(266.914)	3,1%	(803.600)	(783.700)	2,5%
ICMS	(182.213)	(174.103)	4,7%	(172.279)	5,8%	(525.034)	(509.464)	3,1%
COFINS	(34.706)	(41.028)	-15,4%	(37.971)	-8,6%	(109.246)	(114.772)	-4,8%
PIS	(7.674)	(8.675)	-11,5%	(7.976)	-3,8%	(23.589)	(24.244)	-2,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.999)	(9.143)	9,4%	(9.642)	3,7%	(29.093)	(27.063)	7,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.138)	13,8%	(26.434)	3,9%	(78.263)	(62.596)	25,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.103)	(15.570)	-60,8%	(5.810)	5,0%	(17.606)	(27.059)	-34,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(6.901)	(8.053)	-14,3%	(6.802)	1,5%	(20.769)	(18.502)	12,3%
Receita Operacional Líquida	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
			-					-
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(503.277)	(480.012)	4,8%	(483.122)	4,2%	(1.481.052)	(1.478.436)	0,2%
Custos e despesas não gerenciáveis	(336.283)	(283.755)	18,5%	(314.499)	6,9%	(971.093)	(882.098)	10,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(304.836)	(257.296)	18,5%	(286.492)	6,4%	(880.168)	(796.060)	10,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.141)	-0,1%	(3.382)	(3.205)	5,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(30.307)	(25.358)	19,5%	(26.866)	12,8%	(87.543)	(82.833)	5,7%
Custos e despesas gerenciáveis	(166.994)	(196.257)	-14,9%	(168.623)	-1,0%	(509.959)	(596.338)	-14,5%
Pessoal	(26.638)	(18.136)	46,9%	(27.059)	-1,6%	(79.771)	(72.216)	10,5%
Material e Serviços de Terceiros	(48.980)	(46.353)	5,7%	(45.667)	7,3%	(142.502)	(144.200)	-1,2%
Depreciação e Amortização	(33.569)	(30.237)	11,0%	(32.841)	2,2%	(98.847)	(89.177)	10,8%
Custos de Desativação de Bens	(1.955)	(2.787)	-29,9%	(5.127)	-61,9%	(7.660)	(10.446)	-26,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.784)	(3.326)	194,2%	(1.607)	-	(11.380)	(3.485)	226,5%
Provisões para Contingências	(3.965)	(2.753)	44,0%	(2.242)	76,9%	(6.712)	(9.681)	-30,7%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(34.257)	(86.340)	-60,3%	(50.833)	-32,6%	(142.011)	(248.337)	-42,8%
Outras Despesas Operacionais	(7.846)	(6.325)	24,0%	(3.247)	141,6%	(21.076)	(18.796)	12,1%
EBITDA (3)	183.037	231.163	-20,8%	194.357	-5,8%	549.621	622.003	-11,6%
Margem EBITDA	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
Resultado do Serviço	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Resultado Financeiro	(31.111)	(12.540)	148,1%	(6.937)	-	(50.703)	(53.493)	-5,2%
Receita Financeira	858	22.410	-96,2%	33.370	-97,4%	51.150	54.824	-6,7%
Renda de Aplicações Financeiras	5.314	6.703	-20,7%	5.317	-0,1%	14.223	13.045	9,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.537	9.076	5,1%	9.200	3,7%	28.064	27.039	3,8%
Outras	(13.993)	6.631	-	18.853	-174,2%	8.863	14.740	-39,9%
Despesas financeiras	(31.969)	(34.950)	-8,5%	(40.307)	-20,7%	(101.853)	(108.317)	-6,0%
Encargo de Dívidas	(15.361)	(19.032)	-19,3%	(18.704)	-17,9%	(51.868)	(60.059)	-13,6%
Variações Monetárias	(3.290)	(1.304)	152,3%	(6.359)	-48,3%	(15.603)	(13.082)	19,3%
IOF e IOC	(903)	(905)	-0,2%	(492)	83,5%	(2.306)	(2.253)	2,4%
Outras	(12.415)	(13.709)	-9,4%	(14.752)	-15,8%	(32.076)	(32.923)	-2,6%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	118.357	188.386	-37,2%	154.579	-23,4%	400.071	479.333	-16,5%
Tributos e Outros	(17.673)	(38.463)	-54,1%	(23.311)	-24,2%	(63.602)	(92.031)	-30,9%
IR	(26.718)	(44.510)	-40,0%	(31.275)	-14,6%	(87.997)	(113.286)	-22,3%
CSLL	(8.056)	(16.667)	-51,7%	(13.157)	-38,8%	(31.965)	(41.119)	-22,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	19.969	25.848	-22,7%	23.990	-16,8%	64.965	71.777	-9,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.868)	(3.134)	-8,5%	(2.869)	-0,0%	(8.605)	(9.403)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	100.684	149.923	-32,8%	131.268	-23,3%	336.469	387.302	-13,1%
Margem Líquida	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
Lucro por Ação (R$/ação)	1,29	1,93	-50,0%	1,69	-50,0%	4,32	4,97	-20,0%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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